

**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO- MECÁNICA**

TEMA:

Análisis del proceso de facturación a clientes industriales de media y alta tensión de
la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil

AUTOR:

IBARRA MENÉNDEZ, LUIS FERNANDO

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de:

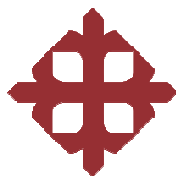
INGENIERO EN ELÉCTRICO MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN
EMPRESARIAL INDUSTRIAL

TUTOR:

ING. HIDALGO AGUILAR, JAIME RAFAEL

Guayaquil, Ecuador

15 de marzo del 2019



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICO MECANICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por Ibarra Menéndez Luis Fernando como requerimiento para la obtención del título de ingeniero en eléctrico mecánica.

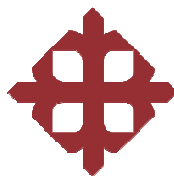
TUTOR

f. _____
ING. JAIME RAFAEL HIDALGO AGUILAR

DIRECTOR DE LA CARRERA

f. _____
ING. HERAS SANCHEZ MIGUEL ARMANDO, M.SC.

Guayaquil, a los 15 días del mes de marzo del año 2019



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Ibarra Menéndez Luis Fernando

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación, **Análisis del proceso de facturación a clientes industriales de media y alta tensión de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil** previo a la obtención del Título de **Ingeniero Eléctrico Mecánico**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

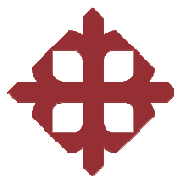
En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 15 días del mes de marzo del año 2019

EL AUTOR (A)

f. _____

IBARRA MENÉNDEZ LUIS FERNANDO



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, Ibarra Menéndez Luis Fernando

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución de Trabajo de Titulación, **Análisis del proceso de facturación a clientes industriales de media y alta tensión de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 15 días del mes de marzo del año 2019

EL AUTOR:

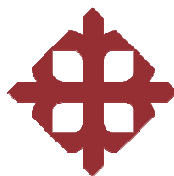
f. _____
IBARRA MENÉNDEZ LUIS FERNANDO

AGRADECIMIENTO

Expreso mi más sincero agradecimiento a quienes han permitido que pueda ver materializada esta meta y anhelo en la elaboración de esta tutoría, a mi Dios y al Divino Niño, a mis padres que siempre me inculcaron el ser una persona de bien y a llegar lejos, a mi esposa y mis hijos que son ese impulso constante de superación, mis hermanos, mi familia que con su apoyo incondicional han sabido motivarme a culminar lo que siempre anhelé, a mi jefa de toda la vida Ingeniera Gardenia Murillo quien ha sido un apoyo constante, además de haberme enriquecido de conocimientos sin egoísmo a lo largo de mi permanencia en el departamento de Grandes Clientes y en la Empresa, a mis compañeros de trabajo en cuyo trato diario encontramos los motivos de discusión y reflexión que aclaran y pulen nuestras ideas en lo técnico y personal. A mi tutor Ing. Rafael Hidalgo, por su tiempo y paciencia, quien con su conocimiento y experiencia supo guiarme hasta la culminación de este trabajo de titulación, sin olvidarme de los demás maestros de esta prestigiosa Universidad encargada del desarrollo y capacitación de futuros profesionales en la rama técnica, que nutre a las diferentes empresas, de manera especial al sector industrial de la ciudad y del Ecuador.

DEDICATORIA

Este trabajo de titulación es mi deseo dedicarlo primero a Dios por concederme el entendimiento, la razón y la salud para llevar a cabo este trabajo; a mi querida y amada esposa por su apoyo y paciencia incondicional durante los años que duró mi aprendizaje, a mi hermosa hija y a mi chinito quienes han sido mi fuerza para no decaer, pues han sido siempre mi impulso para seguir adelante; a mis padres que con amor constante me inculcaron el no dejar de avanzar en mis estudios por ello gran parte de este logro es de ellos, con un mensaje especial para ti Mamita de aquí al cielo te digo que esto es para ti y sé que estarás conmigo en ese momento como siempre lo estuviste; a mis hermanos que con sus consejos, orientación y afecto supieron motivarme en la culminación de este trabajo.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

ING. ROMERO PAZ, MANUEL DE JESÚS, MSc

DECANO

f. _____

ING. PHILCO ASQUI, LUIS ORLANDO, MSc

COORDINADOR DE TITULACIÓN

f. _____

ING. GALARZA CHACÓN, LUIS CARLOS, MSc

OPONENTE

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1	2
INTRODUCCIÓN	2
1.1 JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE	2
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.3 OBJETIVOS	2
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	2
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	3
1.4 TIPO DE INVESTIGACIÓN	3
1.5 METODOLOGÍA	3
CAPÍTULO 2	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 PROCESO DE FACTURACIÓN A CLIENTES INDUSTRIALES EN CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL	4
2.1.1 <i>Departamento de Clientes Especiales</i>	4
2.1.1.1 <i>Sección Técnica</i>	5
2.1.1.2 <i>Sección Lectura y Facturación</i>	5
2.1.1.3 <i>Sección Telemetría</i>	6
2.1.2 <i>Procesos de facturación en Clientes Especiales</i>	6
2.1.2.1 <i>Elaboración de agenda de facturación mensual</i>	6
2.1.2.2 <i>Generación de órdenes de lectura</i>	7
2.1.2.3 <i>Toma de lectura</i>	8
2.1.2.4 <i>Revisión de lecturas inverosímiles</i>	9
2.1.2.5 <i>Revisión de apartados de cálculo y facturación</i>	9
2.1.2.5.1 <i>Pliego tarifario</i>	9
2.1.2.5.2 <i>Periodo de facturación</i>	10
2.1.2.5.3 <i>Categorías tarifarias</i>	10
2.1.2.5.4 <i>Demanda</i>	10
2.1.2.5.5 <i>Demanda facturada o facturable</i>	12
2.1.2.5.6 <i>Factor de gestión de la demanda para clientes industriales de media y alta tensión (FGDI)</i>	13
2.1.2.5.7 <i>Pérdidas de energía en el transformador</i>	14

2.1.2.5.8 Cargos por bajo factor de potencia -----	15
2.1.2.5.9 Tasas e impuestos -----	15
2.1.2.5.10 Metodología de cálculo y facturación -----	16
CAPÍTULO 3-----	36
PRUEBAS, ANÁLISIS Y APORTACIONES DE LA FACTURACIÓN A CLIENTES INDUSTRIALES DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN.-----	36
3.1 PRUEBA COMPARATIVA APLICANDO DIFERENTE HORARIO DE CONSUMO-----	37
3.1.1 Análisis del valor por consumo:-----	37
3.1.2 Análisis del valor por demanda: -----	39
3.1.3 Análisis del bajo factor de potencia: -----	42
3.2 ANÁLISIS FINAL DEL CASO PLANTEADO -----	44
3.3 ANÁLISIS DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES CON OPORTUNIDAD DE OBTENER BENEFICIO TARIFARIO Y SU INCIDENCIA EN LA CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL -----	45
3.4 APORTACIONES DEL ESTUDIO REALIZADO -----	49
CAPÍTULO 4-----	51
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	51
4.1 CONCLUSIONES -----	51
4.2 RECOMENDACIONES -----	52
BIBLIOGRAFÍA -----	53
GLOSARIO DE TÉRMINOS -----	55
ANEXOS -----	60
ANEXO 1: PLIEGO TARIFARIO -----	60
ANEXO 2: DEMANDA FACTURABLE -----	62
ANEXO 3: CARGOS TARIFARIOS -----	63
ANEXO 4: FGDI Y PENALIZACIÓN BAJO F. P. -----	67
ANEXO 5: LIMITE APLICACIÓN SAPG -----	68
ANEXO 6: LEY DE DEFENSA CONTRA INCENDIOS -----	69

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 3

<i>Tabla 3. 1: Cantidad de clientes industriales de Media y Alta Tensión CNEL EP</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 3. 2: Cálculo de consumo por bandas horarias de un cliente industrial de Media Tensión.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 3. 3: Porcentaje de consumo por banda horaria realizado por el cliente.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 3. 4: Cuadro comparativo entre el costo tarifario horario y el costo único</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 3. 5: Determinación de la demanda facturada y factor de gestión de la demanda aplicado al</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 3. 6: Demostración del cálculo de la demanda con aplicación del FGDI</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 3. 7: Rangos para la aplicación del Factor de Gestión de la Demanda</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 3. 8: Análisis de la demanda facturada y factor de gestión de la demanda</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 3. 9: Resultado del cálculo de la demanda con aplicación de un FGDI menor.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 3. 10: Resultado del cálculo del bajo factor de potencia para el caso en análisis</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 3. 11: Resultado por medidas recomendadas para reducción de valores energéticos</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 3. 12: Diferencia entre lo facturado y la mejora en energía nocturna registrada.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 3. 13: Diferencia entre lo facturado y la mejora en el FGDI por demanda en MT</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 3. 14: Diferencia entre lo facturado y la mejora en el FGDI por demanda en AT</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 3. 15: Diferencia entre lo facturado y la propuesta de compensar el bajo FP a 0,92</i>	<i>48</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

<i>Figura 2. 1: Estructura Orgánica Departamento de Clientes Especiales</i>	<i>4</i>
<i>Figura 2. 2: Porcentaje de Energía controlada en Clientes Especiales mes de Octubre 20185</i>	
<i>Figura 2. 3: Agenda de Facturación Mensual.....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2. 4: Visualización de control de fechas planificadas de lectura</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2. 5: Vista de la aplicación Multiges</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2. 6: Visualización de la forma de integrar valor por Demanda en el medidor</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2. 7: Visualización de la forma de integrar valor por Demanda en un intervalo de tiempo.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2. 8: Hoja de cálculo demostrativa de la obtención de los valores correspondientes a una factura de energía eléctrica de un servicio industrial con demanda</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2. 9: Formula para la aplicación de penalización por bajo factor de potencia</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2. 10: Tabla del costo tarifario con valores por rangos de consumo para la aplicación del valor de comercialización a Industriales de Media Tensión.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2. 11: Tabla del costo tarifario con máximo valor a facturar por el Servicio de Alumbrado</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2. 12: Hoja de cálculo demostrativa de la obtención de los valores correspondientes a una factura de energía eléctrica de un servicio industrial con demanda</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2. 13: Formula para la aplicación de penalización por bajo factor de potencia</i>	<i>30</i>
<i>Figura 2. 14: Tabla del costo tarifario con los valores por rangos de consumo para la aplicación del.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2. 15: Tabla del costo tarifario con máximo valor a facturar por el Servicio de Alumbrado</i>	<i>34</i>

CAPÍTULO 3

<i>Figura 3. 1: Cargo tarifario en Media Tensión para clientes con tarifa Industrial con Demanda.....</i>	<i>38</i>
---	-----------

RESÚMEN

Es conocido que dentro del ámbito del sector industrial y para los profesionales de la rama eléctrica, no se cuenta con mayor información de cómo una empresa eléctrica de distribución lleva a cabo sus procesos de facturación, más aún como se realizan los cálculos con los cuales se determinan los valores que se mostrarán en la planilla de consumo de energía eléctrica a clientes que tienen aplicada una tarifa industrial. De ahí que se ha dedicado tiempo en tratar de analizar lo que conlleva este tipo de facturación, para luego de ello poder llevar de una manera práctica y sencilla un módulo de enseñanza que permita obtener los valores de una factura en lo referente a clientes de tipo industrial energizados a nivel de Media y Alta Tensión. Con este análisis y estudio realizado a este proceso de facturación, el resultado esperado es obtener cómo se calcula una factura llegando al valor final que deberá pagar el cliente, determinando posteriormente si el cliente pudo obtener un beneficio tarifario acorde al tipo de carga y consumo registrado de acuerdo al uso horario.

PALABRAS CLAVES: Facturación, Consumo, Tarifa, Media Tensión, Alta Tensión, Uso Horario.

ABSTRACT

It is known that within the scope of the industrial sector and for the professionals of the electrical branch, there is no more information on how an electricity distribution company carries out its billing processes, more so as the calculations are made with which they determine the values that will be shown in the electric energy consumption form to customers that have an industrial rate applied. Hence, time has been devoted to trying to analyze what this type of billing entails, and after that to be able to carry in a practical and simple way a teaching module that allows to obtain the values of an invoice in relation to clients of type industrialized at Medium and High Voltage level. With this analysis and study made to this billing process, the expected result is to obtain how an invoice is calculated, arriving at the final value that the customer must pay, determining later if the client could obtain a tariff benefit according to the type of load and consumption registered according to the schedule use.

KEYWORDS: Billing, Consumption, Rate, Medium Voltage, High Voltage, Schedule Use.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación y alcance

El objetivo de profundizar en los estudios del proceso de facturación a este selecto grupo de clientes, es principalmente dejar un legado a las siguientes promociones de esta carrera, las cuales podrán apreciar cómo se verán aplicados gran parte de sus conocimientos teóricos, matemáticos y técnicos en el cálculo de una planilla de energía eléctrica de un cliente de uso horario, ya que es sabido la poca información que existe en el ámbito de la especialidad en cuanto a la valoración a este tipo de clientes. Este análisis ayudará a conocer cómo determinar el costo del consumo horario, factores de gestión de la demanda y penalización por bajo factor de potencia facturado a este tipo de clientes, para que luego a través de esta herramienta, ya en lo profesional, mediante los conocimientos adquiridos, ser un puente ante la comunidad y la industria contribuyendo a la mejor utilización de la energía.

1.2 Planteamiento del problema

Se escoge este tema de investigación debido a que no existe mucha información sobre el mismo y es de vital importancia para el aprendizaje de un profesional, principalmente en el área de la electricidad, poder conocer como calcular un consumo bajo un esquema de uso horario, aplicado a los diversos componentes que conforman una factura de servicio eléctrico, así como analizar la incidencia de ciertos rubros energéticos, con el fin de brindar opciones que permitan optimizar cada uno de ellos obteniendo un beneficio en el valor final.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

El objetivo general de este trabajo de titulación es analizar la facturación realizada a clientes de tipo industrial de Media y Alta tensión, mediante la valorización de la factura y sus componentes, determinando los beneficios y cargos realizados a este grupo de Clientes de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil.

1.3.2 Objetivos específicos

- Describir de manera clara y específica la valorización de los rubros energéticos incluidos en la factura de los clientes industriales de Media y Alta tensión de la Unidad de Negocio Guayaquil.
- Analizar los resultados de la factura y de ello establecer sobre la generalidad de estos clientes, cuales podrían beneficiarse de una rebaja en el valor final de su factura mediante la aplicación de la tarifa horaria.
- Obtener producto del análisis efectuado, los beneficios a los que pudieren acceder los clientes debido a una adecuada utilización de la energía, con un óptimo factor de gestión de la demanda y un correcto factor de potencia.

1.4 Tipo de investigación

Para el presente trabajo se utiliza un tipo de investigación teórica y de procedimientos con un enfoque analítico, para ello se implementan técnicas de investigación exploratorias, descriptivas y de campo, con lo cual se espera cumplir con el objetivo final que es llegar a conclusiones y recomendaciones satisfactorias.

1.5 Metodología

La metodología a utilizar en la presente investigación es de tipo analítica documental y experimental, y se encuentra relacionada directamente a la correcta utilización de la energía por parte del usuario de tipo industrial, la que dependiendo de su uso horario, puede redundar en un beneficio directo al costo final de la factura.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Proceso de facturación a clientes industriales en CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil posee una estructura organizativa, y dentro de la misma se encuentra el departamento de Clientes Especiales, el cual posee su propia estructura orgánica (Ver figura 2.1) compuesta de la siguiente forma:



Figura 2. 1: Estructura Orgánica Departamento de Clientes Especiales
Fuente: Autor

2.1.1 Departamento de Clientes Especiales

El departamento de Clientes Especiales de CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil, es el encargado de llevar el control y facturación de los clientes con mayor consumo de energía de la ciudad de Guayaquil. Estos clientes representan al momento el 60 % de la energía consumida en la ciudad (Ver figura 2.2), y es por la delicadeza de su facturación, que se le otorga un cuidado especial al control de sus consumos, pues un error de facturación o la no medición adecuada de alguno de ellos, representaría un valor considerable de pérdidas para la mencionada Distribuidora. (CNEL EP, 2015)

[LECTURA Y FACTURACIÓN

Energía Total Facturada UN GYE	Energía Facturada Clientes Especiales	Energía Facturada Clientes Masivos
364,491.956	212,624.586	151,867.370



Figura 2. 2: Porcentaje de Energía controlada en Clientes Especiales mes de Octubre 2018
Fuente: Autor

2.1.1.1 Sección Técnica

Es donde se realiza el control, revisión, normalización y mantenimiento a las diferentes mediciones instaladas en los predios de los clientes.

2.1.1.2 Sección Lectura y Facturación

Es la sección destinada a la toma de lectura y supervisión de procesos de facturación. Cabe indicar que dentro de los mismos se incluye todo tratamiento a la cuenta del cliente desde la contratación del servicio eléctrico hasta su retiro.

2.1.1.3 Sección Telemetría

Es el área destinada a dar apoyo tecnológico a las anteriormente nombradas, esto es, con proyectos que ayuden a la transmisión de datos en línea y programas de recopilación de datos mediante medidores inteligentes (AMI), sean estos para facturación de consumos o control de perfiles de instrumentación que permitan aprovechar la información procesada.

2.1.2 Procesos de facturación en Clientes Especiales

Previo a la emisión de las facturas se ejecutan una serie de procesos en Clientes Especiales, entre los cuales tenemos:

- Elaboración de Agenda de facturación mensual.
- Generación de órdenes de lectura.
- Toma de lectura.
- Revisión de lecturas inverosímiles.
- Revisión de apartados de Cálculo y Facturación.
- Gestión de impresión y entrega de planillas al usuario.

2.1.2.1 Elaboración de agenda de facturación mensual

Antes de iniciar con los procesos de facturación, se elabora una Agenda Mensual (Ver figura 2.3), la cual contiene las actividades diarias para facturar a los clientes especiales. Estos clientes son organizados por grupos denominados planes de facturación, mismos que tienen una numeración con la cual se lo identifica.

**AGENDA DE FACTURACIÓN PARA GRANDES CLIENTES
CORRESPONDIENTE AL MES DE OCTUBRE DEL AÑO 2018**

INICIADOR DE LA OPERACIÓN		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
GRANDES CLIENTES	PROCESO	RESPONSABLE	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Activos	DM	Responsable de Producción	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Ingreso Cronograma de Actividades a fecha planilla	DM	Responsable de Lecturas	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Carga de Orden de Lectura	DM	Responsable de Lecturas	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Carga de Orden de Lectura a través FTP	DM	Responsable de Lecturas	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Carga de Orden de Lectura a Multigig	DM	Responsable de Lecturas	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Carga de Orden de Lectura a Handheld	DM	Responsable de Lecturas	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Envío de Libros de Lectura	DM	Responsable de Lecturas	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Toma de Lecturas	DM	Lector	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Carga de lecturas de Handheld a Multigig	DM	Responsable de Lecturas	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Carga de lecturas Multigig a FTP	DM	Responsable de Lecturas	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Validación de lecturas detectadas en FTP	DM	Responsable de Lecturas	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Carga de Lecturas de FTP a SAP	BATCH	SAP	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Validación de lecturas detectadas en la calle	DM	Técnico de Lecturas y Aparatos	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Tratamiento de Inverosímiles	DM	SAP	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Cálculo de consumos	BATCH	Responsable de Facturación	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Emisión de aparatos de Cálculo	Batch	Técnico en Configuración de Aparatos	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Tratamiento de Aparatos de Cálculo	Batch	SAP	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Facturación	BATCH	SAP	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Emisión de aparatos de Facturación	Batch	Responsable de Facturación	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Tratamiento de aparatos de facturación	Batch	Técnico en Configuración de Aparatos	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Emisión de facturas	BATCH	SAP	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Envío de fact a SAP	BATCH	SAP	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021
Tratamiento Devueltos SIM	Batch	Técnico en Configuración de Aparatos	0000	0001	0002	0003	0004	0005	0006	0007	0008	0009	0010	0011	0012	0013	0014	0015	0016	0017	0018	0019	0020	0021

Figura 2. 3: Agenda de Facturación Mensual
Fuente: Especialista de Lectura y Facturación de Clientes Especiales de CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil

Por ejemplo el denominado plan 0408E (color amarillo figura 2.3) lo forman clientes de la zona central de la ciudad, organizados de acuerdo a su dirección en forma ascendente. Es así, que en la agenda se aprecia cada ciclo con procesos que duran entre 4 a 6 días, que van desde la apertura del plan hasta la culminación del proceso con la entrega de la planilla al usuario.

2.1.2.2 Generación de órdenes de lectura

Una vez elaborada la agenda de facturación, se procede con el ingreso de la información contenida en la misma en el sistema comercial CIS CRM de SAP que al momento posee la Unidad de Negocio Guayaquil (Ver figura 2.4), detallando fecha y hora de cada una de las actividades del plan a facturarse. Luego de ello se generan las respectivas órdenes de lectura del plan a ser gestionado. (SAP, 2019)

Visualizar las fechas del control de fechas planificadas

Día	Diciembre-18	Enero19	Febrero19	Marzo19	Abril19	Mayo19	Junio19	Julio19	Agosto19	Septemb.19	Octubre19	Novembre.19
1	0	0	2	2	2	0	0	2	2	0	2	2
2	0	2	0	0	3	2	0	3	2	3	0	0
3	3	0	3	0	2	3	2	2	0	3	2	0
4	2	2	3	0	3	0	3	3	0	2	3	3
5	2	0	2	3	2	0	0	2	2	3	0	0
6	3	0	3	2	0	2	3	0	2	0	3	3
7	2	3	3	0	3	0	3	0	2	0	2	2
8	0	2	2	2	2	2	0	2	2	0	2	2
9	0	2	0	0	2	2	0	2	2	0	0	0
10	2	3	0	0	3	2	2	3	0	2	2	0
11	2	2	2	2	2	0	2	0	3	3	2	2
12	3	0	3	2	3	0	3	3	3	2	0	3
13	2	0	2	0	3	0	3	2	0	2	0	2
14	3	3	3	2	0	2	3	0	3	0	2	3
15	2	2	2	3	2	3	0	2	2	0	3	2
16	0	2	0	0	4	2	0	4	4	2	2	0
17	3	4	0	0	2	4	2	2	0	4	4	0
18	3	2	4	2	3	0	4	3	0	2	2	4
19	3	2	4	2	0	0	2	2	0	3	0	2
20	2	0	3	2	0	2	3	0	3	2	0	3
21	3	3	4	0	4	3	0	2	0	2	3	2
22	2	2	2	4	2	4	0	2	2	0	2	4
23	0	2	0	0	4	2	0	4	4	4	2	0
24	0	4	0	0	0	4	2	0	4	2	0	0
25	0	2	4	2	2	0	4	0	2	0	2	4
26	4	0	2	4	3	0	2	2	2	2	0	2
27	2	2	2	0	4	2	0	2	2	3	0	2
28	3	2	5	2	0	2	3	0	3	0	2	3
29	0	3	3	3	1	2	0	3	1	0	3	1
30	0	1	0	0	2	3	1	2	1	2	1	0
31	2	2	0	0	2	1	0	2	0	1	2	0

Figura 2. 4: Visualización de control de fechas planificadas de lectura
Fuente: Recupero de sistema comercial de CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil

2.1.2.3 Toma de lectura

Luego de generadas las órdenes de lectura pertenecientes al plan que debe gestionarse la lectura, desde una aplicación denominada Multiges (Ver figura 2.5), se realiza la gestión de lecturas a medidores AMI, los cuales se encuentran instalados en un 85 % de los clientes especiales, esto asegura tener un registro de lectura confiable, y es a través de esta aplicación que se recolecta las lecturas de las 3 tecnologías AMI que cuenta la Unidad de Negocio Guayaquil. Desde esta misma aplicación se generan los listados de lectura, para realizar la toma respectiva a los demás medidores que no cuentan con la mencionada tecnología AMI.

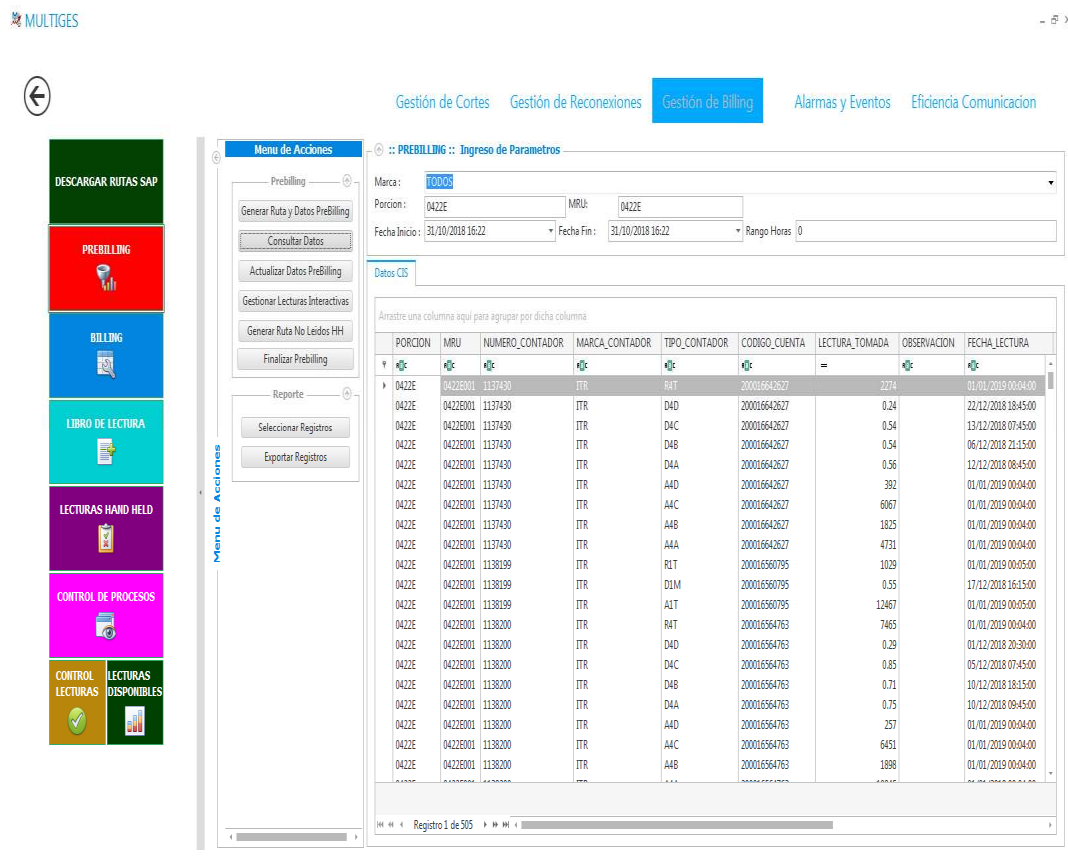


Figura 2. 5: Vista de la aplicación Multiges

Fuente: Recuperado de módulo Multiges de CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil

Luego de realizada la toma de lectura de todos los libros enviados al terreno, se sube el archivo de lecturas desde el Multiges al Sistema Comercial para que se proceda con el cálculo de los consumos.

2.1.2.4 Revisión de lecturas inverosímiles

Una vez que han ingresado las lecturas al sistema se continua con el proceso de revisión de lectura inverosímiles, esto no es otra cosa que revisar los cálculos de consumos que arrojó el ingreso de lecturas, los cuales por una validación propia del Sistema identifica cuales de estos consumos han salido de un rango de consumo previamente establecido, con ello se visualizan lecturas que se han reportado con novedad, y estas son dentro de este proceso verificadas en campo, para luego ser confirmadas, estimadas y finalmente validadas de ser el caso.

2.1.2.5 Revisión de apartados de cálculo y facturación

Una vez culminado el proceso de revisión de inverosímiles de lectura, se procede a revisar los apartados de cálculos de consumo del plan en proceso de facturación. En este numeral se pone en práctica dentro de las revisión, todo lo que establece las Normas Legales y los procedimientos de cálculos con fórmulas matemáticas que se emplean para interpretar la estructura y facturación de una planilla de consumo eléctrico mensual de acuerdo a las tarifas aplicables vigentes destinadas al consumidor final y a las regulaciones establecidas por el ARCONEL, quien actualmente rige con el Reglamento de Tarifas al Sector Eléctrico. A continuación se procede a dar una explicación de diversos términos que intervienen dentro del proceso.

2.1.2.5.1 Pliego tarifario

El Pliego Tarifario (Ver Anexo 1) es un documento emitido por la ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad), quien es un ente REGULADOR que depende del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, y dicho documento contiene la estructura, nivel y régimen tarifario para el servicio público de energía eléctrica para la aplicación de las distribuidoras, el cual cumple con los principios tarifarios establecidos en la normativa vigente. Este Pliego tarifario está sujeto a las disposiciones que emanan de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y del Reglamento de Tarifas. (ARCONEL, 2019)

2.1.2.5.2 Periodo de facturación

La distribuidora de energía eléctrica, en este caso CNEL EP, debe realizar las tomas de lectura a sus clientes de acuerdo a lo estructurado y establecido en los niveles tarifarios del Pliego Tarifario, las que deberán ser sobre mediciones de forma directa y mensual, siendo que las mismas deberán corresponder a periodos de lectura superior o igual a 28 días y menor o igual a 33 días, con lo que se deberá emitir un máximo de 12 facturas en el año.

La Unidad de Negocio tiene la facultad de utilizar un consumo estimado, únicamente, para las excepciones definidas en el Artículo 40 de la Ley Orgánica de Defensa al Consumidor, con lo que la factura mensual se calculará sobre la base del consumo promedio de los tres últimos meses facturados, hasta que se normalice la toma de lectura. (ARCONEL, 2018b, p. 18)

2.1.2.5.3 Categorías tarifarias

El servicio público de energía eléctrica considera dos categorías de tarifas, que depende de las características del consumidor: residencial y general; y, por las características del punto de entrega, se establecen tres niveles de tensión: baja, media y alta tensión. La determinación de la categoría tarifaria de los consumidores es responsabilidad de la distribuidora; la cual debe evaluar las características de la carga y el uso de la energía declarada por el consumidor regulado. Con esta base, la distribuidora debe establecer el tipo de tarifa que le corresponde al suministro solicitado, de conformidad a lo que se indica en el Pliego Tarifario. Como objeto de este estudio, se tomará en consideración el análisis de la tarifa industrial en sus distintos componentes, pero aplicada particularmente a clientes conectados a niveles de media y alta tensión. (ARCONEL, 2018b, p. 6)

2.1.2.5.4 Demanda

Es la mayor cantidad de potencia (voltaje x amperios) consumida en intervalos de 15 minutos. El medidor de energía eléctrica registra la máxima demanda cada 15 ó 30 minutos (según lo programado en el medidor) y guarda en su memoria la mayor cantidad de potencia integrada cada 15 minutos (Ver figura 2.6), hasta que la demanda sea reseteada manualmente, vía remota (por telemetría) o hasta que el

medidor se resetee automáticamente previa programación al que se encuentre, generalmente programado para un autoreset cada 35 días. (Mazzini, 2006, p. 115)

En el gráfico (Ver figura 2.7), se muestra un ejemplo de aplicación:

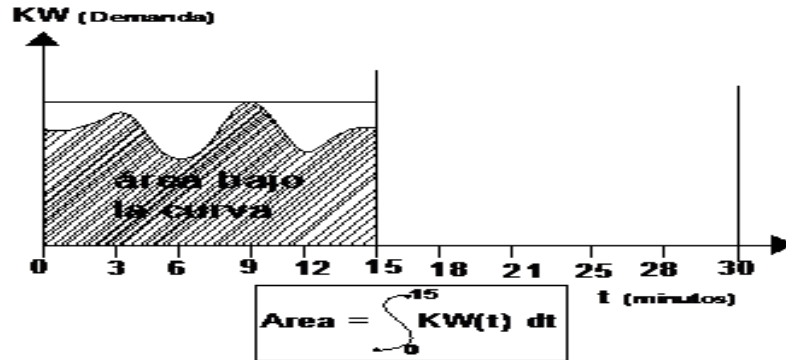


Figura 2. 6: Visualización de la forma de integrar valor por Demanda en el medidor
Fuente: Manual de Medidores, Facturación y Mediciones Eléctricas Directas e Indirectas Monofásicas y Trifásicas en Baja y Media Tensión – Ing. Gustavo Mazzini

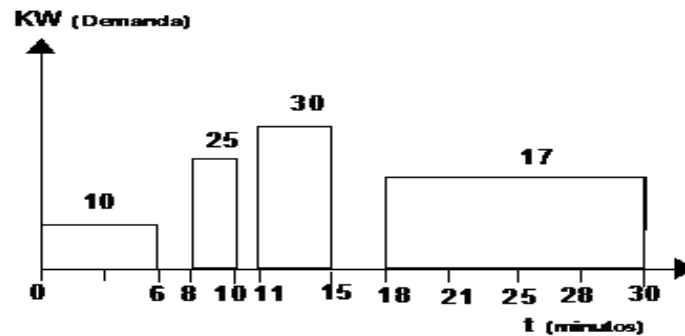


Figura 2. 7: Visualización de la forma de integrar valor por Demanda en un intervalo de tiempo
Fuente: Manual de Medidores, Facturación y Mediciones Eléctricas Directas e Indirectas Monofásicas y Trifásicas en Baja y Media Tensión – Ing. Gustavo Mazzini

La Demanda es reseteada cada vez que se toma la lectura del mes, el restablecimiento de las demandas máximas, significa borrar el registro o los registros de las demandas máximas ocurridas hasta antes de la ejecución del reset, es decir los registros de estos parámetros se volverán cero y el medidor estará listo para registrar nuevas demandas máximas. Al realizar el restablecimiento de la demanda, los registros de lectura de kWh y kVarh no se verán afectados, pues continuarán sumando los consumos siempre y cuando exista carga.

Básicamente para el registro de la demanda, el medidor realiza en su memoria interna un cálculo que se lo explica mediante el siguiente ejercicio práctico:

$$\begin{aligned}
& 10 \int_0^6 \text{kW dt} + 25 \int_8^{10} \text{kW dt} + 30 \int_{11}^{15} \text{kW dt} \\
& 10(6 - 0) \text{ kW} + 25(10 - 8) \text{ kW} + 30(15 - 11) \text{ kW} \\
& 10(6) \text{ kW} + 25(2) \text{ kW} + 30(4) \text{ kW} \\
& (60 + 50 + 120) \text{ kW} = 230 \text{ kW. Por lo tanto :} \\
& \text{Demanda} = 230 \text{ kW} / 15 \text{ minutos} = 15,33 \text{ kW}
\end{aligned}$$

$\text{Demanda} = 1 / T \int_{t_1}^{t_2} \text{kW dt} + \dots$
--

La demanda que registra el medidor es el área bajo la curva. El valor de la demanda integrada en el medidor será x 4 veces. Es decir, 4 veces multiplicado por el intervalo de tiempo en horas (1 hora = 15 minutos x 4 intervalos = 60 minutos). La Demanda que registra el medidor en los primeros 15 minutos será el área bajo la curva que se integren los 10, 25 y 30 kW. El área es igual a la energía consumida.

Para el segundo intervalo de los siguientes 15 minutos tenemos:

$$\begin{aligned}
& 0 \int_{15}^{18} \text{kW dt} + 17 \int_{18}^{30} \text{kW dt} = 0 \text{ kW} (18 - 15) + 17(30 - 18) \text{ kW} = 0 \text{ kW} + 17 (12) \text{ kW} \\
& = 204 \text{ kW es decir :} \\
& 204 \text{ kW} / 15 = 13,6 \text{ kW.}
\end{aligned}$$

Si el valor de la demanda en los primeros 15 minutos es mayor que el valor de la demanda integrada en los siguientes 15 minutos, el medidor registrará la máxima demanda integrada, cualquier valor menor a un valor máximo integrado, el medidor no lo registra, es decir, el medidor registrará en cada período de 15 minutos el máximo valor integrado.

2.1.2.5.5 Demanda facturada o facturable

La demanda facturable mensual (DF) corresponde a la máxima demanda (DM) registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda (ver Anexo 2), y no podrá ser inferior al 60% del valor de la máxima demanda de los últimos doce meses incluyendo el mes de facturación (DM max12). (ARCONEL, 2018a, p. 16)

$$DF = \begin{cases} 60\% \times DM_{max12} & \text{si } DM < 60\% \times DM_{max12} \\ DM & \text{si } DM \geq 60\% \times DM_{max12} \end{cases}$$

2.1.2.5.6 Factor de gestión de la demanda para clientes industriales de media y alta tensión (FGDI)

El factor de gestión de la demanda FGDI, se lo define como la relación entre la Demanda registrada en horas punta (18:00 – 22:00 Hrs.) y la Máxima Demanda registrada por el medidor entre las diferentes bandas horarias. Este factor es para los consumidores industriales en media y alta tensión que disponen de un registrador de demanda horaria, el factor de gestión de la demanda (FGDI). (ARCONEL, 2018a, p. 17)

Este se obtiene de la siguiente manera:

$$FGDI = \begin{cases} 0.50 & \text{si } \frac{DP}{DM} < 0.6 \\ 0.5833 \times \frac{DP}{DM} + 0.4167 \times \left(\frac{DP}{DM}\right)^2 & \text{si } 0.6 \leq \frac{DP}{DM} \leq 0.9 \\ 1.00 & \text{si } 0.9 < \frac{DP}{DM} \leq 1.0 \end{cases}$$

Dónde: DP = Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas de demanda pico de la Distribuidora. (18h00 - 22h00).

DM = Demanda máxima del consumidor durante el mes.

Es decir, para los consumidores industriales que disponen de un registrador de demanda horaria en media y alta tensión, el factor de gestión (FGDI), se obtiene de la siguiente manera:

- a) Para aquellos consumidores industriales, cuya relación de los datos de demanda en hora pico (DP) y de demanda máxima (DM) se encuentra en el rango entre 0.6 y 0.9, se deberá aplicar la siguiente expresión para el cálculo del factor de gestión:

$$FGDI = 0.5833 * (DP/DM) + (0.4167) * (DP/DM)^2$$

- b) Para aquellos consumidores industriales cuya relación de los datos de Demanda en hora pico (DP) y de Demanda máxima (DM) se encuentra en el rango mayor a 0.9 y menor o igual a 1, se debe aplicar:

$$\mathbf{FGDI = 1}$$

- c) Para aquellos consumidores industriales cuya relación de los datos de Demanda en hora pico (DP) y de Demanda máxima (DM) se encuentra en el rango menor a 0.6, se debe aplicar:

$$\mathbf{FGDI = 0.5}$$

Mediante este factor de gestión de demanda industrial (FGDI), el consumidor puede llegar a obtener una reducción de hasta un 50% respecto al importe del concepto de Demanda Facturable, esto dependiendo del horario donde se registró la mayor demanda. Se debe tener presente que este factor podrá oscilar entre 0,5 y 1, pero en ningún caso podrá ser menor a 0,50 ni mayor a 1. Hallado el FGDI, con este se calcula el valor de la demanda mediante la siguiente fórmula:

$$\mathbf{DEM.FACT.*FGDI*USD}$$

2.1.2.5.7 Pérdidas de energía en el transformador

Ésta se la factura cuando un consumidor que es alimentado a nivel de medio voltaje, está siendo medido en baja tensión, por ello la distribuidora está en la facultad de considerar un recargo equivalente al 2% de los montos medidos de potencia y de energía; en razón de las pérdidas de potencia y energía del transformador que da servicio al cliente. Las pérdidas de energía en la transformación se suman al consumo de los kWh del mes, originando un incremento en la energía facturada para dicho mes. (ARCONEL, 2018b, p. 12)

2.1.2.5.8 Cargos por bajo factor de potencia

Se aplica para aquellos consumidores de la Categoría General, con medición de energía reactiva, que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92, el distribuidor aplicará lo establecido en el Art. 27 de la Codificación del Reglamento de Tarifas: “Cargos por bajo factor de potencia”. (ARCONEL, 2018a, p. 17)

La penalización por bajo factor de potencia será igual a la facturación mensual correspondiente a: consumo de energía, demanda, pérdidas en transformadores y comercialización, multiplicada por el siguiente factor:

Bfp = $(0,92/FPr) - 1$, donde:

Bfp = Factor de penalización por bajo factor de potencia.

FPr = Factor de potencia registrado.

2.1.2.5.9 Tasas e impuestos

Las Tasas son valores adicionales por facturar en las planillas de consumo eléctrico, los Impuestos son valores porcentuales. Estos valores varían de acuerdo al Pliego tarifario Vigente, y estos son:

➤ **TASA DE BOMBEROS (B.C.B).**- Es la contribución al Benemérito Cuerpo de Bomberos, que de acuerdo a lo que establece la Ley de Defensa Contra Incendios en su Artículo 32 debe ser facturada a nombre de quien se encuentre registrado el medidor de energía eléctrica, la cual se obtiene de aplicar un porcentaje por tipo de tarifa al valor de la Remuneración básica mínima unificada (RBMU) establecido por el Gobierno (hoy denominado Salario Básico Unificado), que para el año 2018 fue de USD 386,00, según el registro Oficial Suplemento No. 154 del 5 de enero del 2018. (Comisión legislativa de la Asamblea Nacional, 2009, p. 6)

➤ **ALUMBRADO PÚBLICO.**- Es un recargo porcentual obtenido del total del Importe de la energía mensual facturada, mismo que es regulado por ARCONEL y es responsabilidad de la Distribuidora.

➤ **COMERCIALIZACIÓN.**- Es el valor que se factura en la planilla de consumo eléctrico a cada cliente, por motivo de la logística que realiza la Distribuidora para realizar la emisión y entrega de la planilla de energía eléctrica, este valor se calcula dependiendo del consumo registrado en el mes por parte del cliente, pues el valor se encuentra establecido por rango de consumo.

2.1.2.5.10 Metodología de cálculo y facturación

Para mejor explicación de cómo se realizan los cálculos para facturar a un cliente de tipo Industrial de Media y Alta Tensión, se procede a explicar cómo se obtienen los valores de consumo en dólares, considerando cada rubro indicado anteriormente.

✓ **Ejercicio N° 1**

Calcular en USD la planilla de consumo eléctrico de un cliente de tipo Industrial, aplicando tarifa de Media Tensión con registrador de Demanda Horaria, que de acuerdo al pliego tarifario vigente, el abonado debe cancelar lo que se detalla a continuación:

Un cargo por comercialización en USD/consumidor-mes, independiente del consumo de energía; más, un cargo por demanda en USD/kW-mes, por cada kW de demanda mensual facturable, indicada en el numeral 8.1; como mínimo de pago, independiente del consumo de energía, multiplicado por un factor de gestión de la demanda (FGDI) señalado en el numeral 9.2; más, un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 08h00 hasta las 18h00; más, un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 18h00 hasta las 22h00; más, un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes de 22h00 hasta las 08h00, incluyendo la energía de sábados, domingos y feriados, en el período de 22h00 a 18h00; además de un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de sábados, domingos y feriados, en el período de 18h00 hasta las 22h00. (ARCONEL, 2018b, p. 13)

Para cumplir lo establecido se procede de la siguiente manera:

✓  Ejercicio N° 1

NOMBRE: SOLAREX S.A. CÓDIGO: 0400799832 MES: oct-18 TARIFA: MEDIA TENSIÓN		<table border="1"> <tr> <th rowspan="2">CARGO TARIFARIO</th> <th colspan="4">MEDIA TENSIÓN</th> </tr> <tr> <th>SEMANAL</th> <th>DEM.</th> <th>N DE SEMANA-FERIA</th> <th>DEM.</th> </tr> <tr> <td></td> <td>4.003</td> <td>DEM.</td> <td>4.003</td> <td>DEM.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.0815</td> <td>(8-18)</td> <td>0.0815</td> <td>(18-22)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.0935</td> <td>(18-22)</td> <td>0.0456</td> <td>(22-18)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>0.0456</td> <td>(22-8)</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	CARGO TARIFARIO	MEDIA TENSIÓN				SEMANAL	DEM.	N DE SEMANA-FERIA	DEM.		4.003	DEM.	4.003	DEM.		0.0815	(8-18)	0.0815	(18-22)		0.0935	(18-22)	0.0456	(22-18)		0.0456	(22-8)		
CARGO TARIFARIO	MEDIA TENSIÓN																														
	SEMANAL	DEM.	N DE SEMANA-FERIA	DEM.																											
	4.003	DEM.	4.003	DEM.																											
	0.0815	(8-18)	0.0815	(18-22)																											
	0.0935	(18-22)	0.0456	(22-18)																											
	0.0456	(22-8)																													
DATOS: CONSUMO: 85,050.000000 KWH CONSUMO S. DE 08H00 A 18H00: TA 35,350.000000 KWH CONSUMO S. DE 18H00 A 22H00: TB 10,500.000000 KWH CONSUMO S. DE 22H00 A 08H00: TC 36,050.000000 KWH CONSUMO F. DE 18H00 A 22H00: TD 3,150.000000 KWH CONSUMO REACTIVO: CO 87,150.000000 KVARH DEMANDA: DEM. H. PUNTAS: 220.500000 KW DEM. MÁX.: 234.500000 KW DEMANDA FACTURADA: 234.500000 KW F.CORRECCIÓN: 0.940 (1.00000)		<table border="1"> <tr> <th colspan="2">FACTOR GESTIÓN DEMANDA INDUSTRIAL</th> </tr> <tr> <td>0,60>FC<0,90</td> <td>0.9169</td> </tr> <tr> <td>0,90>FC<1</td> <td>1.00</td> </tr> <tr> <td>FC<0,60</td> <td>0.50</td> </tr> </table>	FACTOR GESTIÓN DEMANDA INDUSTRIAL		0,60>FC<0,90	0.9169	0,90>FC<1	1.00	FC<0,60	0.50																					
FACTOR GESTIÓN DEMANDA INDUSTRIAL																															
0,60>FC<0,90	0.9169																														
0,90>FC<1	1.00																														
FC<0,60	0.50																														
VALOR: ENERGÍA: <table border="1"> <tr> <td>A</td> <td>35350.000000 *</td> <td>\$ 0.08150 =</td> <td>\$ 2,881.03</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>10500.000000 *</td> <td>\$ 0.09350 =</td> <td>\$ 981.75</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>36050.000000 *</td> <td>\$ 0.04560 =</td> <td>\$ 1,643.88</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td>3150.000000 *</td> <td>\$ 0.08150 =</td> <td>\$ 256.73</td> </tr> <tr> <td colspan="3">TOTAL ENERGÍA</td> <td>\$ 5,763.39</td> </tr> </table>		A	35350.000000 *	\$ 0.08150 =	\$ 2,881.03	B	10500.000000 *	\$ 0.09350 =	\$ 981.75	C	36050.000000 *	\$ 0.04560 =	\$ 1,643.88	D	3150.000000 *	\$ 0.08150 =	\$ 256.73	TOTAL ENERGÍA			\$ 5,763.39										
A	35350.000000 *	\$ 0.08150 =	\$ 2,881.03																												
B	10500.000000 *	\$ 0.09350 =	\$ 981.75																												
C	36050.000000 *	\$ 0.04560 =	\$ 1,643.88																												
D	3150.000000 *	\$ 0.08150 =	\$ 256.73																												
TOTAL ENERGÍA			\$ 5,763.39																												
DEMANDA: 234.50 * \$ 4.0030 * 1 = \$ 938.70																															
FACTOR DE POTENCIA: \$ 5,763.39 + \$ 938.70 + 7.07 = \$ 6,709.16 * ((FP OPTIMO 0.92 / FP REGISTRADO 0.6984) - 1 = \$ 2,128.82																															
COMERCIALIZ.: \$ 7.07																															
BOMBEROS: \$ 23.16																															
SERV.ALUMB. PÚBL: \$ 143.19																															
INTERÉS MORA \$ 0.00																															
TOTAL: \$ 9,004.33																															

Figura 2. 8: Hoja de cálculo demostrativa de la obtención de los valores correspondientes a una factura de energía eléctrica de un servicio industrial con demanda horaria diferenciada de Media Tensión.

Fuente: Autor

➤ **Cálculo de valores por energía**

Se realiza el cálculo en USD de la planilla de consumo eléctrico, de un cliente de tipo Industrial, aplicando tarifa de Media Tensión con registrador de Demanda Horaria Diferenciada, donde los valores por kWh según el Cargo Tarifario incluido dentro del Pliego Tarifario para la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil (Ver Anexo 3), que es dispuesto por el ARCONEL para este tipo de clientes, son los siguientes:

- L-V 08h00 hasta 18h00 => 0,0815 C/kWh
- L-V 18h00 hasta 22h00 => 0,0935 C/kWh
- L-V 22h00 hasta 08h00* => 0,0456 C/kWh
- S,D,F 18h00 hasta 22h00 => 0,0815 C/kWh

Cabe indicar que para obtener el registro de estos consumos horarios, previamente el medidor instalado al cliente de tipo Industrial de Media Tensión, debe ser programado para que pueda registrar cada una de estas bandas que se están considerando para este cálculo. La acción de programación la cumple el Departamento de Medidores de la Unidad Negocio Guayaquil.

Conocidos los costos, la operación para calcular cuánto será el monto del consumo mensual es el siguiente:

	Energía horaria/mes (kWh)	Costo kWh	Costo por rubro
A	35350 *	USD 0,0815 =	USD 2881,03
B	10500 *	USD 0,0935 =	USD 981,75
C	36050 *	USD 0,0456 =	USD 1643,88
D	3150 *	USD 0,0815 =	USD 256,73
Total Energía =>	85050	Total Dólares =>	USD 5763,39

➤ **Cálculo de valores por demanda**

Para el rubro de demanda se aplica el denominado Factor de Gestión de Demanda Industrial, el cual se obtiene de los valores registrados en las diferentes bandas horarias de demanda, aplicando la siguiente fórmula:

$$\boxed{FGDI = DP / DM} \Rightarrow \text{Fact.Corr.} = \text{Dem. Hora Pico} / \text{Dem. Máx. Otras Horas}$$

DEM. HORAS PICO:	220,5 Kw
DEM. MÁX. OTRAS HORAS:	234,5 kW
DEMANDA FACTURADA:	234,5 kW <== MÁX. ENTRE AMBAS

Factor de Corrección = Dem. Hora Pico / Dem. Max. Otras Horas

Reemplazando tenemos:

$$\text{Fact. Corr.} = 220,5 / 234,5$$

$$\text{Fact. Corr.} = 0,94$$

De acuerdo a lo indicado en el Pliego Tarifario (Ver Anexo 4) y para este caso en particular, para aquellos consumidores industriales cuya relación de los datos de Demanda en hora pico (DP) y de Demanda máxima (DM) se encuentra en el **rango mayor a 0.9 y menor o igual 1**, se debe aplicar **FGDI = 1**.

$$FGDI = \begin{cases} 0.50 & \text{si } \frac{DP}{DM} < 0.6 \\ 0.5833 \times \frac{DP}{DM} + 0.4167 \times \left(\frac{DP}{DM}\right)^2 & \text{si } 0.6 \leq \frac{DP}{DM} \leq 0.9 \\ 1.00 & \text{si } 0.9 < \frac{DP}{DM} \leq 1.0 \end{cases}$$

Con base en lo expresado en el párrafo anterior tendríamos para este caso, una relación de Demanda en dicho rango aplicada de la siguiente manera:

$$FGDI = 0,94 \Rightarrow \text{Rango} = 0,9 < 0,94 < 1 = 1$$

De acuerdo al tipo de Tarifa Industrial con Registro Horario, el valor de la Demanda según el Pliego Tarifario tiene un valor de USD 4,003 (Ver Anexo 3), Aplicando la fórmula resulta:

$$\text{DEM.FACT.} * \text{FGDI} * \text{USD}$$

Dónde:

DEM. FACT = Demanda Máxima Registrada en el mes.

FGDI = Factor de Gestión de la Demanda para Industriales

USD = es el Costo por Demanda, según el tipo de tarifa establecido en el Pliego Tarifario.

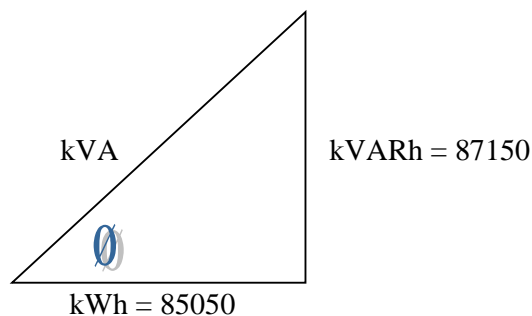
Reemplazando los valores en la fórmula tenemos:

$$\text{Demanda} = 234,5 \text{ kW} * 1 * \text{USD } 4,003$$

$$\text{Demanda} = \text{USD } 938,7$$

➤ Cálculo de valores por penalización de bajo factor de potencia

Debemos conocer que el factor de potencia es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, cuyo máximo valor es la unidad, es decir, es un valor adimensional. El F.P. es el coseno del ángulo y se lo define como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA). (McGraw Hill, 1993)



Pero que nos instruye el Pliego tarifario cuando este índice tiende hacia cero y no hacia la unidad, indica que se debe aplicar a consumidores que posean sistema de medición con registro de energía reactiva, y dependiendo la condición se aplica lo siguiente:

$$FP_r = \begin{cases} P_{BFP} = 0 & \text{si } FP_r \geq 0.92 \\ P_{BFP} = B_{FP} \times FSPEE_i & \text{si } FP_r < 0.92 \rightarrow B_{FP} = \frac{0.92}{FP_r} - 1 \end{cases}$$

Figura 2. 9: Formula para la aplicación de penalización por bajo factor de potencia
Fuente: (ARCONEL, 2018b, p. 17)

Como se puede apreciar en la fórmula (Ver Anexo 4), se considera aceptado un valor de factor de potencia que sea igual o mayor a 0,92, si este es inferior a 0,92, se aplica una fórmula con el fin de cuantificar una penalización por bajo factor de potencia y esta será igual a la facturación del servicio público de energía eléctrica (FSPEE) mensual que corresponde a la suma de: consumo de energía, demanda, pérdidas en transformadores y comercialización, multiplicada por el siguiente factor:

$$B_{fp} = (0,92/FP_r) - 1, \text{ donde:}$$

Dónde:

B_{fp} = Bajo factor de potencia.

FP_r = Factor de potencia registrado.

Calculando el FP tenemos:

Energía Activa registrada: 85050 kWh

Energía Reactiva registrada: 87150 kVArh

$$\tan \emptyset = 87150 / 85050 = 1,0247$$

$$\emptyset = \tan^{-1} 1,0247 = 45^\circ 69'$$

$$\emptyset = 45^\circ 69'$$

Donde el Factor de Potencia = Cos \emptyset

$$F.P. = \cos 45^\circ 69'$$

$$F.P. = 0,6984$$

$$FP = \cos \emptyset$$

Donde \emptyset es el ángulo de desfase entre las potencias activa y reactiva.

Fórmula a utilizar:

$$\left[\frac{FP. \text{ M\u00ednimo}}{FP. \text{ Registrado}} - 1 \right] * (\text{USD Energ\u00eda} + \text{USD Demanda} + \text{USD Comerc})$$

Reemplazando tenemos:

Penalización por bajo FP. = $(0,92 / 0,6984) - 1 * (\text{USD } 5763,39 + \text{USD } 938,7 + \text{USD } 7,07)$

Penalización = $0,3173 * \text{USD } 6709,16$

Penalización = USD 2128,82 => valor que se adiciona a la factura como penalización por bajo factor de potencia.

Comercialización: es un valor que cobran las distribuidoras por concepto de costos comerciales (emisión de la factura, entrega de planilla, etc), mismos que se encuentran establecidos en el Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas de Distribución dentro de los cargos tarifarios (Ver Anexo 3), y que para este caso, como su consumo registrado es mayor a 1000 kWh, el valor que corresponde facturar es de **USD 7,07** (Ver figura 2.10).

NIVEL TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA		
	BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		
	2,620		
L-V 08h00 hasta 18h00		0,043	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,073	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,034	
S,D 18h00 hasta 22h00		0,043	
			1,414
	ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA		
	4,050		
L-V: 08h00 hasta 18h00		0,069	
L-D: 18:00 hasta 22:00		0,086	
L-D: 22h00 hasta 08h00		0,043	
SyD: 08h00 hasta 18h00			
	INDUSTRIALES		
	4,003		
L-V 08h00 hasta 18h00		0,0815	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,0935	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,0456	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,0815	
			CONSUMOS kWh-mes:
			0-300: 1,414
			301-500: 2,826
			501-1000: 4,240
			> 1000: 7,066

Figura 2. 10: Tabla del costo tarifario con valores por rangos de consumo para la aplicación del valor de comercialización a Industriales de Media Tensión.

Fuente: Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas de Distribución - Arconel

➤ Cálculo de las tasas e impuestos

Tasa de Bomberos: por ser un cliente con Tarifa Industrial con Demanda (Ver Anexo 6) equivale calcular el 6 % de la Remuneración Básica Mensual Unificada (RBMU) hoy denominado Salario Básico Unificado (SBU), es decir, para este caso:

Tasa Bombero: $\text{SBU} * 6 \% = \text{USD } 386,00 * 6\% = \text{USD } 23,16.$

Servicio de Alumbrado Público: Para la ciudad de Guayaquil, el Alumbrado Público era considerado una tasa, ya que la misma era de responsabilidad del Municipio de Guayaquil y la Distribuidora por medio de un convenio con éste último era un agente de cobro y recaudación de estos valores, cuyos costos de aplicación de dichas tasas eran dispuestos por la entidad Municipal a través de las Ordenanzas correspondientes. Sin embargo a partir del año 2012 el Ente regulador Conelec ahora ARCONEL, traspasó dicha responsabilidad a las Distribuidoras Eléctricas del país, actualizando su concepto de tasa a Servicio de Alumbrado Público. (CONELEC, 2013)

Para los clientes Industriales el Servicio de Alumbrado Público se encuentra establecido que es el 6% del Importe, mismo que comprende valores de energía, y dependiendo del caso estos pueden ser: Energía + Comercialización + Demanda; Energía + Comercialización + Demanda + Penalización Bajo Factor de Potencia. Aplicado a este ejemplo se calcula de la siguiente manera:

$$\{(Energía + Demanda + Penalización Bajo F.P. + Comerc. = USD) * 6 / 100\}$$

Cabe indicar que de acuerdo a resolución de Conelec ahora ARCONEL del año 2014, se solicitó a las Distribuidoras que el aumento del costo tarifario llevado a cabo en dicho año, no afecte al cálculo de valores a terceros (tasas o impuestos), razón por la cual la forma de cálculo quedó parametrizada para que los valores de importe sean obtenidos considerando los costos del cargo tarifario del año 2013, con ello primero se obtiene el valor de energía aplicando el costo 2013 para luego aplicar el porcentaje del servicio de Alumbrado Público que corresponde, para este caso el 6%.

Sin embargo para el año 2018, el ARCONEL expidió la RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL 081/17 DE 26 DE DICIEMBRE DE 2017, con la que consideró un límite de aplicación del nivel tarifario del servicio de alumbrado público general año 2018 para las Tarifas Industriales. (ARCONEL, 2017b)

Con ello queda establecido que la fórmula de cálculo inicial es la detallada en el párrafo anterior, más, si esta supera el límite establecido en el ANEXO al pliego tarifario por este concepto (Ver Anexo 5), en lo que respecta a Nivel de Tensión, Tipo de Tarifa Industrial y Rango de Consumo, se considerará el valor determinado como tope para facturar. (ARCONEL, 2017a, p. 11)

Por ello en este caso el cálculo se aplica de la siguiente manera:

CÁLCULO DE ENERGÍA CON COSTO TARIFARIO 2013					
ENERGÍA:	A	35350.000000	*	USD 0.05200	= USD 1,838.20
	B	10500.000000	*	USD 0.06400	= USD 672.00
	C	36050.000000	*	USD 0.03800	= USD 1,369.90
	D	3150.000000	*	USD 0.05200	= USD 163.80
				TOTAL ENERGÍA	= USD 4,043.90

Luego ingresamos los valores a la fórmula:

$$\{(4043,90 + 938,7 + 2128,82 + 7,07 = 7118,49) * 6 / 100\} = \text{USD } 427,11$$

Posteriormente, el consumo registrado por el cliente en este ejercicio, el cual es de 85,050 kWh, se lo compara con la tabla del ANEXO 5, en base a su característica tarifaria que es:

NIVEL DE TENSIÓN: **MEDIA**

TARIFA: **INDUSTRIAL CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA**

RANGO DE CONSUMO: **SUPERIOR A 3,500 kWh**

CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP					
NIVEL DE TENSION	TARIFA	REGISTRADOR DE DEMANDA	RANGO DE CONSUMO	USD/Consumidor-mes	
Baja	Industrial Artesanal	Sin Demanda	0 - 300	0,48	
			301 - Superior	3,21	
	Industrial	Con Demanda	0 - 500	0,83	
			501 - 1000	3,36	
			1001 - 1500	4,34	
			1501 - Superior	11,85	
Media	Industrial	Con Demanda	0 - 500	1,70	
			501 - 1000	5,22	
			1001 - 1500	9,56	
		Con Demanda Horaria Diferenciada	1501 - Superior	27,49	
			0 - 1500	4,22	
			1501 - 2500	18,16	
Alta	Industrial (Grupo - AT2)	Con Demanda	2501 - 3500	28,91	
			3501 - Superior	75,82	
			0 - 1500	4,08	
		Industrial (Grupo - AT1)	Con Demanda Horaria Diferenciada	1501 - 2500	14,76
				2501 - 3500	25,22
				3501 - Superior	143,19
			Todos	1.522,07	
			Todos	3.523,82	

Figura 2. II: Tabla del costo tarifario con máximo valor a facturar por el Servicio de Alumbrado Público para tarifa Industrial con Demanda Horaria en Media Tensión

Fuente: Pliego Tarifario, Anexo límite de aplicación del nivel tarifario del servicio de alumbrado público general año 2018 tarifas industriales - Arconel

De acuerdo a estos, según la tabla de la Figura 2.11, correspondería facturar el valor de USD 143,19.

Sin embargo, cómo el valor obtenido en el cálculo inicial (USD 427,11) es superior al que determina la tabla (USD 143,19), se procede a facturar éste último, es decir **USD 143,19**.

Siendo en resumen el valor facturado, el siguiente:

ENERGÍA	=	USD 5.763,39
DEMANDA	=	USD 938,70
BAJO FACT. DE POT.	=	USD 2.128,82
COMERCIALIZACIÓN	=	USD 7,07
BOMBEROS	=	USD 23,16
SERV.ALUMB. PÚB.	=	USD 143,19
TOTAL FACTURADO	==>	USD 9.004,33

✓  **Ejercicio N° 2**

Calcular en USD la planilla de consumo eléctrico de un cliente de tipo Industrial, aplicando tarifa de Alta Tensión con registrador de Demanda Horaria, que de acuerdo al pliego tarifario vigente, el abonado debe cancelar lo que se detalla a continuación:

Un cargo por comercialización en USD/consumidor-mes, independiente del consumo de energía; más, un cargo por demanda en USD/kW-mes, por cada kW de demanda mensual facturable, indicada en el numeral 8.1; como mínimo de pago, independiente del consumo de energía, multiplicado por un factor de gestión de la demanda (FGDI) señalado en el numeral 9.2; más, un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 08h00 hasta las 18h00; más, un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes, de 18h00 hasta las 22h00; más, un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de lunes a viernes de 22h00 hasta las 08h00, incluyendo la energía de sábados, domingos y feriados, en el período de 22h00 a 18h00; además de un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el período de sábados, domingos y feriados, en el período de 18h00 hasta las 22h00. (ARCONEL, 2018b, p. 15)

Para cumplir lo establecido se procede de la siguiente manera:

✓  Ejercicio N° 2

NOMBRE:	ECUADOR KAKAO			<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">CARGO TARIFARIO</th> <th colspan="4">ALTA TENSION</th> </tr> <tr> <th colspan="2">SEMANAL</th> <th colspan="2">FIN DE SEMANA-FERIADO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">CARGOS HORARIOS</td> <td>3.93</td> <td>DEM.</td> <td>3.93</td> <td>DEM.</td> </tr> <tr> <td>0.0755</td> <td>(8-18)</td> <td>0.0755</td> <td>(18-22)</td> </tr> <tr> <td>0.0865</td> <td>(18-22)</td> <td>0.0446</td> <td>(22-18)</td> </tr> </tbody> </table>	CARGO TARIFARIO	ALTA TENSION				SEMANAL		FIN DE SEMANA-FERIADO		CARGOS HORARIOS	3.93	DEM.	3.93	DEM.	0.0755	(8-18)	0.0755	(18-22)	0.0865	(18-22)	0.0446	(22-18)
CARGO TARIFARIO	ALTA TENSION																									
	SEMANAL		FIN DE SEMANA-FERIADO																							
CARGOS HORARIOS	3.93	DEM.	3.93		DEM.																					
	0.0755	(8-18)	0.0755	(18-22)																						
	0.0865	(18-22)	0.0446	(22-18)																						
CÓDIGO:	0422E - 201001403462																									
MES:	oct-18																									
TARIFA:	ALTA TENSION																									
DATOS:																										
CONSUMO:	323,750.000000 KWH																									
CONSUMO S. DE 08H00 A 18H00:	TA	113,750.000000 KWH																								
CONSUMO S. DE 18H00 A 22H00:	TB	45,500.000000 KWH																								
CONSUMO S. DE 22H00 A 08H00:	TC	152,250.000000 KWH																								
CONSUMO F. DE 18H00 A 22H00:	TD	12,250.000000 KWH																								
CONSUMO REACTIVO:	CO	155,750.000000 KVARH																								
DEMANDA:				<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">FACTOR GESTIÓN DEMANDA INDUSTRIAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,60>FC<0,90</td> <td>0.9335</td> </tr> <tr> <td>0,90>FC<1</td> <td>1.00</td> </tr> <tr> <td>FC<0,60</td> <td>0.50</td> </tr> </tbody> </table>	FACTOR GESTIÓN DEMANDA INDUSTRIAL		0,60>FC<0,90	0.9335	0,90>FC<1	1.00	FC<0,60	0.50														
FACTOR GESTIÓN DEMANDA INDUSTRIAL																										
0,60>FC<0,90	0.9335																									
0,90>FC<1	1.00																									
FC<0,60	0.50																									
DEM. H. PUNTAS:	700.000000 KW																									
DEM. MÁX.:	735.000000 KW																									
DEMANDA FACTURADA:	735.000000 KW																									
F.CORRECCIÓN:	0.952 (1.00000)																									
VALOR:																										
ENERGÍA:	A	113750.000000 *	\$ 0.07550 =	\$ 8,588.13																						
	B	45500.000000 *	\$ 0.08650 =	\$ 3,935.75																						
	C	152250.000000 *	\$ 0.04460 =	\$ 6,790.35																						
	D	12250.000000 *	\$ 0.07550 =	\$ 924.88																						
	TOTAL ENERGÍA		=	\$ 20,239.11																						
DEMANDA:	735.00 *	\$ 3.9300 *	1 =	\$ 2,888.55																						
FACTOR DE POTENCIA:	\$ 20,239.11 +	\$ 2,888.55 +	7.07 =	\$ 23,134.73 * ((0.92 / 0.9011) - 1 =																						
COMERCIALIZ.:	\$ 7.07																									
BOMBEROS:	\$ 23.16																									
SERV.ALUMB. PÚB:	\$ 1,044.25																									
INTERÉS MORA	\$ 0.00																									
TOTAL:	\$ 24,687.97																									

Figura 2. 12: Hoja de cálculo demostrativa de la obtención de los valores correspondientes a una factura de energía eléctrica de un servicio industrial con demanda horaria diferenciada de Alta Tensión

Fuente: Autor

➤ **Cálculo de valores por energía**

Se realiza el cálculo en USD de la planilla de consumo eléctrico, de un cliente de tipo Industrial, aplicando tarifa de Alta Tensión con registrador de Demanda Horaria Diferenciada, donde los valores por kWh según el Cargo Tarifario incluido dentro del Pliego Tarifario para la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil (Ver Anexo 3), que es dispuesto por el ARCONEL para este tipo de clientes, son los siguientes:

- L-V 08h00 hasta 18h00 => 0,0755 C/kWh
- L-V 18h00 hasta 22h00 => 0,0865 C/kWh
- L-V 22h00 hasta 08h00* => 0,0446 C/kWh
- S,D,F 18h00 hasta 22h00 => 0,0755 C/kWh

Cabe indicar que para obtener el registro de estos consumos horarios, previamente el medidor instalado al cliente de tipo Industrial de Alta Tensión, debe ser programado para que pueda registrar cada una de estas bandas que se están considerando para este cálculo. La acción de programación la cumple el Departamento de medidores de la Unidad Negocio Guayaquil.

Conocidos los costos, la operación para conocer cuánto será el monto del consumo mensual es el siguiente:

	Energía horaria/mes:	Costo kWh	Costo por rubro
A	113750 *	USD 0,0755 =	USD 8588,13
B	45500 *	USD 0,0865 =	USD 3935,75
C	152250 *	USD 0,0446 =	USD 6790,35
D	12250 *	USD 0,0755 =	USD 924,88
Total Energía =>	323.750	Total Dólares =>	USD 20239,11

➤ **Cálculo de valores por demanda**

Para el rubro de demanda se aplica el denominado Factor de Gestión de la Demanda Industrial, el cual se obtiene de los valores registrados en las diferentes bandas horarias de demanda, aplicando la siguiente fórmula:

$$\boxed{\text{FGDI} = \text{DP} / \text{DM}} \quad \Rightarrow \text{Fact.Corr.} = \text{Dem. Hora Pico} / \text{Dem. Max. Otras Horas}$$

DEM. HORAS PICO:	700	kW
DEM. MÁX. OTRAS HORAS:	735	kW
DEMANDA FACTURADA:	735	kW <== MAX. ENTRE AMBAS

Factor de Corrección = Dem. Hora Pico / Dem. Max. Otras Horas

Reemplazando tenemos:

Fact.Corr.= 700 / 735

Fact.Corr.= 0,95

De acuerdo a lo indicado en el Pliego Tarifario (Ver Anexo 4) y para este caso en particular, para aquellos consumidores industriales cuya relación de los datos de Demanda en hora pico (DP) y de Demanda máxima (DM) se encuentra en el **rango mayor a 0.9 y menor o igual 1**, se debe aplicar **FGDI = 1**.

$$FGDI = \begin{cases} 0.50 & \text{si } \frac{DP}{DM} < 0.6 \\ 0.5833 \times \frac{DP}{DM} + 0.4167 \times \left(\frac{DP}{DM}\right)^2 & \text{si } 0.6 \leq \frac{DP}{DM} \leq 0.9 \\ 1.00 & \text{si } 0.9 < \frac{DP}{DM} \leq 1.0 \end{cases}$$

En base a lo expresado en el párrafo anterior tendríamos para este caso una relación de Demanda en dicho rango, aplicando de la siguiente manera:

FGDI = 0,95 ==> Rango = 0,9 < 0,95 < 1 = 1

De acuerdo al tipo de Tarifa Industrial con Registro Horario, el valor de la Demanda según el Pliego Tarifario tiene un valor de USD 3,93 (Ver Anexo 3), Aplicando la fórmula resulta:

DEM.FACT.*FGDI *USD

Dónde:

DEM. FACT = Demanda Máxima Registrada en el mes.

FGDI = Factor de Gestión de la Demanda para Industriales

USD = es el Costo por Demanda, según el tipo de tarifa establecido en el Pliego Tarifario.

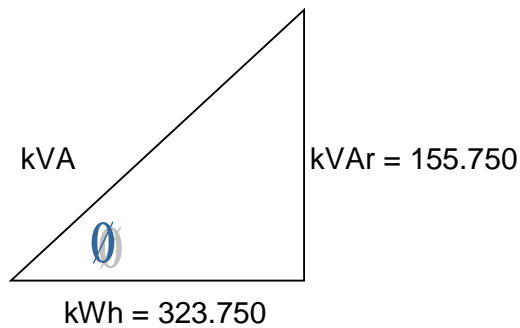
Reemplazando los valores en la fórmula tenemos:

$$\text{Demanda} = 735 \text{ kW} * 1 * \text{USD } 3,93$$

$$\text{Demanda} = \text{USD } 2.888,55$$

➤ **Cálculo de valores por penalización de bajo factor de potencia**

Debemos conocer que el factor de potencia es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, cuyo máximo valor es la unidad, es decir, es un valor adimensional. El F.P. es el coseno del ángulo y se lo define como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA).



Pero que nos instruye el Pliego tarifario cuando este índice tiende hacia cero y no hacia la unidad, indica que se debe aplicar a consumidores que posean sistema de medición con registro de energía reactiva, y dependiendo la condición se aplica lo siguiente:

$$FP_r = \begin{cases} P_{BFP} = 0 & \text{si } FP_r \geq 0.92 \\ P_{BFP} = B_{FP} \times FSPEE_i & \text{si } FP_r < 0.92 \rightarrow B_{FP} = \frac{0.92}{FP_r} - 1 \end{cases}$$

Figura 2. 13: Formula para la aplicación de penalización por bajo factor de potencia
Fuente: (ARCONEL, 2018b, p. 17)

Como se puede apreciar en la fórmula, se considera aceptado un valor de factor de potencia que sea igual o mayor a 0,92, si este es inferior a 0,92, se aplica una fórmula con el fin de cuantificar una penalización por bajo factor de potencia y esta será igual

a la facturación del servicio público de energía eléctrica (FSPEE) mensual que corresponde a la suma de: consumo de energía, demanda, pérdidas en transformadores y comercialización, multiplicada por el siguiente factor:

$$Bfp = (0,92/FPr) - 1$$

Dónde:

Bfp = Bajo factor de potencia.

FPr = Factor de potencia registrado

Calculando el FP tenemos:

Energía Activa registrada: 323.750 kWh

Energía Reactiva registrada: 155.750 kVArh

$$\tan \emptyset = 155.750 / 323.750 = 0,4811$$

$$\emptyset = \tan^{-1} 0,4811 = 25^\circ 69'$$

$$\emptyset = 25^\circ 69'$$

Donde el Factor de Potencia = $\cos \emptyset$

$$F.P. = \cos 25^\circ 69'$$

$$FP = \cos \emptyset$$

$$F.P = 0,9011$$

Donde \emptyset es el ángulo de desfase entre las potencias activa y reactiva.

Fórmula a utilizar:

$$\left[\frac{FP. \text{ M\u00ednimo}}{FP. \text{ Registrado}} - 1 \right] * (USD \text{ Energ\u00eda} + USD \text{ Demanda} + USD \text{ Comerc})$$

$$\text{Penalizaci\u00f3n por bajo FP.} = (0,92 / 0,9011) - 1 * (USD 20.239,11 + USD 2.888,55 + USD 7,07)$$

$$\text{Penalizaci\u00f3n} = 0,0210 * USD 23.134,73$$

Penalizaci\u00f3n = USD 485,83 => valor que se adiciona a la factura como penalizaci\u00f3n por bajo factor de potencia.

Comercialización: es un valor que cobran las distribuidoras por concepto de costos comerciales (emisión de la factura, entrega de planilla, etc.), mismos que se encuentran establecidos en el Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas de Distribución (Ver Anexo 3), y que para este caso, como su consumo registrado es mayor a 1000 kWh, el valor que corresponde facturar es de **USD 7,07** (Ver figura 2.14).

NIVEL TENSIÓN	ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA		
	BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		
	2,100		
L-V 08h00 hasta 18h00		0,039	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,065	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,031	
S,D 18h00 hasta 22h00		0,039	1,414
	ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA		
	4,050		
L-V: 08h00 hasta 18h00		0,069	
L-D: 18:00 hasta 22:00		0,086	
L-D: 22h00 hasta 08h00		0,043	
SyD: 08h00 hasta 18h00			
	INDUSTRIALES		
	3,930		
L-V 08h00 hasta 18h00		0,0755	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,0865	
L-V 22h00 hasta 08h00***		0,0446	
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,0755	
			CONSUMOS kWh-mes: 0-300: 1,414 301-500: 2,826 501-1000: 4,240 > 1000: 7,066

Figura 2. 14: Tabla del costo tarifario con los valores por rangos de consumo para la aplicación del valor de comercialización a Industriales de Alta Tensión.

Fuente: Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas de Distribución - Arconel

➤ Cálculo de las tasas e impuestos

Tasa de Bomberos, por ser un cliente con Tarifa Industrial con Demanda (Ver Anexo 6) equivale calcular el 6 % de la Remuneración Básica Mensual Unificada (RBMU) hoy denominado Salario Básico Unificado (SBU), es decir, para este caso:

Tasa Bombero: $SBU * 6 \% = USD 386,00 * 6\% = USD 23,16$.

Servicio de Alumbrado Público: Para la ciudad de Guayaquil, el Alumbrado Público era considerado una tasa, ya que la misma era de responsabilidad del Municipio de Guayaquil y la Distribuidora por medio de un convenio con éste último era un agente de cobro y recaudación de estos valores, cuyos costos de aplicación de dichas tasas eran dispuestos por la entidad Municipal a través de las Ordenanzas correspondientes. Sin embargo a partir del año 2012 el Ente regulador Conelec ahora ARCONEL, traspasó dicha responsabilidad a las Distribuidoras Eléctricas del país, actualizando su concepto de tasa a Servicio de Alumbrado Público.

Para los clientes Industriales el Servicio de Alumbrado Público se encuentra establecido que es el 6% del Importe, mismo que comprende valores de energía, y dependiendo del caso estos pueden ser: Energía + Comercialización + Demanda; Energía + Comercialización + Demanda + Penalización Bajo Factor de Potencia. Aplicado a este ejemplo se calcula de la siguiente manera:

$$\{(Energía + Demanda + Penalización Bajo F.P. + Comerc. = USD) * 6 / 100\}$$

Cabe indicar que de acuerdo a resolución de Conelec ahora ARCONEL del año 2014, se solicitó a las Distribuidoras que el aumento del costo tarifario llevado a cabo en dicho año, no afecte al cálculo de valores a terceros (tasas o impuestos), razón por la cual la forma de cálculo quedó parametrizada para que los valores de importe sean obtenidos considerando los costos del cargo tarifario del año 2013, con ello primero se obtiene el valor de energía aplicando el costo 2013 para luego aplicar el porcentaje del servicio de Alumbrado Público que corresponde, para este caso el 6%.

Sin embargo para el año 2018, el ARCONEL expidió la RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL 081/17 DE 26 DE DICIEMBRE DE 2017, con la que consideró un límite de aplicación del nivel tarifario del servicio de alumbrado público general año 2018 para las Tarifas Industriales. (ARCONEL, 2017b)

Con ello queda establecido que la fórmula de cálculo inicial es la detallada en el párrafo anterior, más, si esta supera el límite establecido en el ANEXO al pliego tarifario por este concepto (Ver Anexo 5), en lo que respecta a Nivel de Tensión, Tipo de Tarifa Industrial y Rango de Consumo, se considerará el valor determinado como tope para facturar. (ARCONEL, 2017a, p. 11)

Por ello en este caso el cálculo se aplica de la siguiente manera:

CÁLCULO DE ENERGÍA CON COSTO TARIFARIO 2013					
ENERGÍA:	A	113750.000000 *	USD 0.04600	=	USD 5,232.50
	B	45500.000000 *	USD 0.05700	=	USD 2,593.50
	C	152250.000000 *	USD 0.03700	=	USD 5,633.25
	D	12250.000000 *	USD 0.04600	=	USD 563.50
			TOTAL ENERGÍA	=	USD 14,022.75

Luego ingresamos los valores a la fórmula:

$$\{(14,022.75 + 2,888.55 + 485.83 + 7.07 = 17,404.20) * 6 / 100\} = \text{USD } 1,044.25$$

Posteriormente, el consumo registrado por el cliente en este ejercicio, el cual es de 323,750 kWh, se lo compara con la tabla del ANEXO 5, en base a su característica tarifaria que es:

NIVEL DE TENSIÓN: **ALTA**

TARIFA: **INDUSTRIAL CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA**

RANGO DE CONSUMO: **SUPERIOR A 3,500 kWh**

CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP				
NIVEL DE TENSIÓN	TARIFA	REGISTRADOR DE DEMANDA	RANGO DE CONSUMO	USD/Consumidor-mes
Baja	Industrial Artesanal	Sin Demanda	0 - 300	0,48
			301 - Superior	3,21
	Industrial	Con Demanda	0 - 500	0,83
			501 - 1000	3,36
			1001 - 1500	4,34
			1501 - Superior	11,85
Media	Industrial	Con Demanda Horaria	0 - 500	1,70
			501 - 1000	5,22
			1001 - 1500	9,56
	Industrial	Con Demanda	1501 - Superior	27,49
			0 - 1500	4,22
			1501 - 2500	18,16
Alta	Industrial (Grupo - AT2)	Con Demanda	2501 - 3500	28,91
			3501 - Superior	75,82
	Industrial (Grupo - AT1)	Horaria Diferenciada	0 - 1500	4,08
			1501 - 2500	14,76
			2501 - 3500	25,22
			3501 - Superior	143,19
			Todos	1.522,07
			Todos	3.523,82

Figura 2. 15: Tabla del costo tarifario con máximo valor a facturar por el Servicio de Alumbrado Público para tarifa Industrial con Demanda Horaria en Alta Tensión

Fuente: Pliego Tarifario, Anexo límite de aplicación del nivel tarifario del servicio de alumbrado público general año 2018 tarifas industriales - Arconel

De acuerdo a estos, según la tabla de la figura 2.15, correspondería facturar el valor de USD 1522,07.

Sin embargo, cómo el valor obtenido en el cálculo inicial (USD 1044,25) es menor al que determina la tabla (USD 1522,07), se procede a facturar el valor del cálculo inicial, por ser ésta una cantidad inferior al tope establecido en la tabla, es decir **USD 1.044,25**.

Siendo en resumen el valor facturado, el siguiente:

ENERGÍA	=	USD 20,239.11
DEMANDA	=	USD 2,888.55
BAJO FACT. DE POT.	=	USD 485.83
COMERCIALIZACIÓN	=	USD 7.07
BOMBEROS	=	USD 23.16
SERV.ALUMB. PÚB.	=	USD 1,044.25
TOTAL FACTURADO		USD 24,687.97

CAPÍTULO 3

PRUEBAS, ANÁLISIS Y APORTACIONES DE LA FACTURACIÓN A CLIENTES INDUSTRIALES DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN.

CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil, de acuerdo a información facilitada para este trabajo, posee en su Sistema Comercial con corte al mes de diciembre del 2018, un total de 706.333 clientes, divididos en diferentes niveles de Voltaje de conexión, así como diferentes tipos de tarifa aplicada. Entre ellos existen 781 suministros energizados por parte de la Distribuidora a nivel de Media y Alta Tensión, y que tienen aplicada la tarifa Industrial, los cuales se subdividen por cantidad de la siguiente manera:

Tabla 3. 1: Cantidad de clientes industriales de Media y Alta Tensión CNEL EP UN GYE

TARIFA	CANTIDAD
INDUSTRIAL CON DEMANDA MEDIA TENSIÓN	168
INDUSTRIAL CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA MEDIA TENSIÓN	581
INDUSTRIAL CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA ALTA TENSIÓN	32
TOTAL CLIENTES INDUSTRIALES MEDIA Y ALTA TENSIÓN	781

Fuente: Base de Clientes proporcionada por CNEL Unidad de Negocio Guayaquil con corte al mes de diciembre 2018

Este trabajo de titulación, se centra precisamente en el análisis de la facturación que realiza CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil a los clientes industriales energizados en Medio y Alto Voltaje, y al profundizar en la misma, poder determinar posibles beneficios que pudieran obtener este tipo de clientes a través de la mejor utilización de sus cargas en diferentes horarios de consumo, para ello se realizará un comparativo de un cálculo que considere una utilización de energía en horarios de menor costo versus el real facturado evidenciado en un ejercicio de aplicación que se detalla a continuación.

3.1 Prueba comparativa aplicando diferente horario de consumo

De lo que se ha podido observar sobre lo que se dispone por parte del ente regulador ARCONEL a través del Pliego Tarifario a la Distribuidora, en cuanto a los cargos tarifarios y regulaciones, se puede evidenciar que según el consumo que demanda el cliente en los distintos horarios establecidos, estará definido el costo final de la factura, que pudiera resultar más bajo con respecto a su histórico de valores mensuales, si se cambia la condición de uso de la energía del cliente, tanto en el tiempo de consumo en cada horario como la máxima demanda registrada en los mismos, que dependiendo de ello pudiera aplicar un factor de gestión de la demanda inferior al actual, que redundará en un menor costo tarifario. (CONELEC, 2009)

Para una mejor comprensión se procederá a realizar una comparación por cada rubro energético:

3.1.1 Análisis del valor por consumo:

Para el análisis respectivo se considera el caso de un cliente con tarifa de Media Tensión, con cargo Tarifario Industrial con Demanda Horaria Diferenciada:

Tabla 3. 2: Cálculo de consumo por bandas horarias de un cliente industrial de Media Tensión

HORARIO	CONSUMO		COSTO TARIFARIO		VALOR FACTURADO
CONSUMO S. DE 08h00 A 18h00:	A	64400	*	USD 0,08150	= USD 5.248,60
CONSUMO S. DE 18h00 A 22h00:	B	22750	*	USD 0,09350	= USD 2.127,13
CONSUMO S. DE 22h00 A 08h00:	C	68950	*	USD 0,04560	= USD 3.144,12
CONSUMO F. DE 18h00 A 22h00:	D	6300	*	USD 0,08150	= USD 513,45
				TOTAL ENERGÍA	= USD 11.033,30

Fuente: Autor

De lo que podemos observar en la tabla 3.2, la banda de menor valor es la que corresponde a la banda horaria de 22h00 a 08h00, que tiene un costo de USD 0,0456, mientras que la de mayor valor es la banda horaria de 18h00 a 22h00 que tiene un costo de USD 0,0935, además podemos deducir que comparando los costos horarios entre el consumo del día con respecto al de la noche, existe una diferencia de costo considerablemente reducida de un 44 % en favor la banda de 22h00 a 08h00. Cabe indicar que de acuerdo a la regulación, en ésta última banda a más de registrar el

consumo de todos los días en el horario de 22h00 a 08h00, se adiciona también el consumo registrado de los días sábado, domingo y feriados, en las horas diferentes a las horas pico, es decir fuera de las 18h00 a 22h00.

Tabla 3. 3: Porcentaje de consumo por banda horaria realizado por el cliente

HORARIO	BANDA	CONSUMO kWh	% DE CONSUMO
CONSUMO S. DE 08h00 A 18h00:	A	64400	39,65 %
CONSUMO S. DE 18h00 A 22h00:	B	22750	14,01 %
CONSUMO S. DE 22h00 A 08h00:	C	68950	42,46 %
CONSUMO F. DE 18h00 A 22h00:	D	6300	3,88 %
TOTAL CONSUMO ==>		162400	100%

Fuente: Autor

Tal como se aprecia en la tabla 3.3, se podría concluir que el cliente tiene un buen aprovechamiento de sus consumos horarios, pues del 100% de la energía consumida en el mes, un 42,46 % de ésta se registra dentro de la banda con menor costo (22h00 a 08h00), con ello el cliente asegura un menor valor en su facturación por concepto de energía, como se demuestra en la figura 3.1:

CNEL UN GUAYAQUIL			
CARGOS TARIFARIOS			
JUNIO - NOVIEMBRE **			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
NIVEL TENSIÓN		MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA	
	COMERCIALES		CONSUMOS kWh-mes: 0-300: 1,414 301-500: 2,826 501-1000: 4,240 > 1000: 7,066
	4,003	0,090	
	INDUSTRIALES		
	4,003	0,075	
	E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS		
	SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,003	0,062	
	BOMBEO AGUA		
	4,003	0,052	

Figura 3. 1: Cargo tarifario en Media Tensión para clientes con tarifa Industrial con Demanda

Fuente: Autor

Tabla 3. 4: Cuadro comparativo entre el costo tarifario horario y el costo único

HORARIO	BANDA	CONSUMO	COSTO HORARIO		COSTO ÚNICO		DIFERENCIA %
			COSTO TARIFARIO	VALOR FACTURADO	COSTO TARIFARIO	VALOR FACTURADO	
CONSUMO S. DE 08H00 A 18H00:	A	64400	* \$ 0,08150	= \$ 5.248,60	* \$ 0,07500	= \$ 4.830,00	8,67
CONSUMO S. DE 18H00 A 22H00:	B	22750	* \$ 0,09350	= \$ 2.127,13	* \$ 0,07500	= \$ 1.706,25	24,67
CONSUMO S. DE 22H00 A 08H00:	C	68950	* \$ 0,04560	= \$ 3.144,12	* \$ 0,07500	= \$ 5.171,25	-39,20
CONSUMO F. DE 18H00 A 22H00:	D	6300	* \$ 0,08150	= \$ 513,45	* \$ 0,07500	= \$ 472,50	8,67
TOTAL ENERGÍA				= \$ 11.033,30		= \$ 12.180,00	-9,41

Fuente: Autor

Como podemos observar en la tabla 3.4, si no existiera los costos por banda horaria, se aplicaría un costo único para la energía, mismo que también lo establece el pliego tarifario (Ver anexo 3), este es de USD 0,075 (Ver figura 3.1), por lo que comparándolo con el que se aplica por bandas horarias tomando como referencia el consumo del caso en análisis, éste último representa un 9,41 % menos del valor por energía facturada, siendo determinante para este ahorro el valor en la banda C, pues esta refleja un 39,20 % menor del costo de la banda horaria respecto al cálculo del costo único. Siendo para el cliente un ahorro en el valor facturado por consumo de energía de USD 1.146,71.

3.1.2 Análisis del valor por demanda:

Para el análisis respectivo del valor por demanda de este caso, se debe tomar en cuenta el Cargo Tarifario del rubro demanda para un cliente Industrial con Demanda Horaria Diferenciada (Ver Anexo 3), además del cálculo respectivo del factor de gestión de la demanda industrial, el cual puede incidir considerablemente para que este valor sea convenientemente más bajo para el cliente. Por lo que se procede a detallar el valor facturado en el siguiente cuadro:

Tabla 3. 5: Determinación de la demanda facturada y factor de gestión de la demanda aplicado al cliente

DEMANDA REGISTRADA	
HORARIO	DEMANDA kW
DEM. HORA PICO (DP):	483,0
DEM. MÁXIMA.(DM):	486,5
DEMANDA FACTURADA:	486,5
FACTOR DE GESTIÓN DEMANDA INDUSTRIAL:	DP/DM
	483/486,5
	0,99

Fuente: Autor

Tabla 3. 6: Demostración del cálculo de la demanda con aplicación del FGD I

VALORES DE CÁLCULO					
DEMANDA MÁXIMA		CARGO TARIFARIO		FACTOR GEST. DEM. IND.	VALOR FACTURADO
486,50	X	USD 4,003	X	1	= USD 1.947,46

Fuente: Autor

De lo que podemos analizar en este caso demostrado en las tablas 3.5 y 3.6, la mayor demanda del cliente se está dando en horario diferente a las horas pico, sin embargo ésta casi no dista de la registrada en las horas pico (18h00 a 22h00), es por ello que el Factor de Gestión de la Demanda Industrial es cercano a uno.

Tabla 3. 7: Rangos para la aplicación del Factor de Gestión de la Demanda Industrial

FACTOR DE GESTIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL	
$0,60 \leq DP/DM \leq 0,90$	$0.5833 \times DP/DM + 0.4167 \times (DP/DM)^2$
$0,90 < DP/DM \leq 1$	1,00
$DP/DM < 0,60$	0,50

Fuente: Autor

Conociendo que el Factor de Gestión de la Demanda para clientes industriales por rangos de aplicación, como se detalla en la tabla 3.7, sirve como un multiplicador, que permite dependiendo donde se ubique el mismo, otorgar un beneficio con respecto al costo por cada kW de demanda a facturar. Siendo que en el caso

detallado, de acuerdo a las demandas máximas registradas en horas pico y otras horas, la relación resultante de dividir DP/DM es 0,99, y de acuerdo a lo regulado en el Pliego Tarifario, este factor se lo compara contra el rango detallado en la tabla 3.6, ubicándose el mismo en el rango entre 0,90 y 1, por ello el Factor de Gestión de la Demanda Industrial aplicado es 1. Por lo que el cliente de este caso no recibe beneficio alguno por el valor de la demanda, pues es como multiplicar simplemente la Máxima Demanda registrada por el cargo tarifario de la demanda.

En este sentido se propone realizar un análisis de este caso considerando la misma Demanda Máxima, pero esta vez suponiendo que el cliente utilizó un 45 % menos de su carga en el horario de 18h00 a 22h00, con esto su demanda máxima registrada en horas pico será menor:

Tabla 3. 8: Análisis de la demanda facturada y factor de gestión de la demanda aplicado al cliente con reducción en hora pico

DEMANDA REGISTRADA	
HORARIO	DEMANDA kW
-45%	DEM. HORA PICO (DP): 267,5
	DEM. MÁXIMA.(DM): 486,5
	DEMANDA FACTURADA: 486,5
	DP/DM
	FACTOR DE GESTIÓN DEMANDA: 267,5/486,5
	0,5498

Fuente: Autor

De la variación de potencia realizada al registro de la demanda en horas pico, podemos observar en la tabla 3.8 como bajó la relación del Factor de un valor que era 1 al nuevo valor de 0,5498. Este comparándolo con los rangos de consumo detallados en la tabla 3.7, se establece que está en un rango menor a 0,60, por ello el factor de gestión de la demanda a ser aplicado será de 0,50.

Tabla 3. 9: Resultado del cálculo de la demanda con aplicación de un FGDI menor

VALORES DE CÁLCULO						
DEMANDA MÁXIMA		CARGO TARIFARIO		FACTOR GEST. DEM.		VALOR FACTURADO
486,50	X	USD 4,003	X	0,50	=	USD 973,73

Fuente: Autor

Según podemos apreciar en la tabla 3.9, la aplicación de este factor, denominado en el Pliego Tarifario como FGDI, provoca que el costo por cada kW de demanda se reduzca en un 50%, por lo que el valor total a pagar por concepto de demanda disminuye de USD 1.947,46 a 973,73, es decir el 50 % menos del valor inicialmente facturado, pudiendo obtener de esta manera un beneficio en el costo final de la factura.

Lógicamente para que el cliente pueda llegar a alcanzar este beneficio, deberá tener un programa de trabajo en su empresa, con controles en la utilización de sus maquinarias, de tal manera que las que demanden mayor potencia o cantidad de máquinas utilizadas simultáneamente, no sean puestas en producción en el horario de 18h00 a 22h00, pues sólo con ello podrá llegar a registrar una menor demanda en ese horario y al aplicar el factor de gestión de la demanda respecto a la máxima demanda de todos los horarios, se aplicará un bajo factor que ayudará a reducir el costo del kW de demanda.

Con estos criterios el cliente deberá analizar diferentes factores para el costo beneficio que tendría por ajustar buena parte de la producción en el horario pico, como por ejemplo, lo que le podría acarrear el trasladar jornadas de trabajo donde sea mayor el costo hora hombre, con lo que con otros factores el beneficio se reduciría.

3.1.3 Análisis del bajo factor de potencia:

De acuerdo a lo establecido por ARCONEL en el Pliego Tarifario (Ver Anexo 4), el cliente deberá cancelar a la Distribuidora un valor por penalización por bajo factor de potencia, cuando dicho factor se encuentre por debajo de 0,92, para lo cual se deberá aplicar la siguiente fórmula.(ARCONEL, 2018a, p. 17)

$$FP_r = \begin{cases} P_{BFP} = 0 & \text{si } FP_r \geq 0.92 \\ P_{BFP} = B_{FP} \times FSPEE_i & \text{si } FP_r < 0.92 \rightarrow B_{FP} = \frac{0.92}{FP_r} - 1 \end{cases}$$

Como se puede apreciar en la fórmula, se considera como válido un valor de factor de potencia que sea igual o mayor a 0,92, si este es inferior a 0,92, se aplica la fórmula con el fin de cuantificar la penalización por bajo factor de potencia y esta se obtendrá desde el valor resultante de la Facturación del Servicio Público de Energía

Eléctrica (FSPEE) mensual que se compone de la suma de: consumo de energía, demanda, pérdidas en transformadores (de existir) y comercialización, multiplicada por el siguiente factor:

$$Bfp = (0,92/FPr) - 1$$

Dónde:

Bfp = Bajo factor de potencia.

FPr = Factor de potencia registrado.

Dicho esto llevándolo al caso en análisis, realizamos la comparación entre la energía activa y reactiva registrada con el fin de obtener el valor del factor de potencia real del mes, lo cual se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Tan } \emptyset = \text{Energía Reactiva (kVArh)} / \text{Energía Activa (kWh)}$$

$$= 91.000 / 162.400 = 0,5603$$

$$\emptyset = \text{Tan}^{-1} 0,5603 = 29^{\circ} 26'$$

$$\emptyset = 29^{\circ} 26'$$

Donde el Factor de Potencia = Cos \emptyset

$$\text{F.P.} = \text{Cos } 29^{\circ} 26'$$

FP = Cos \emptyset
--

$$\text{F.P.} = 0,8724$$

Donde \emptyset es el ángulo de desfase entre las potencias activa y reactiva.

Una vez obtenido el valor podemos determinar que el mismo resultó ser inferior a 0,92, por lo que para este caso aplica realizar una penalización por bajo factor de potencia, por lo que se procede a utilizar la fórmula para obtener el valor a ser facturado como penalización, el cual se lo realiza de la siguiente manera:

$$Bfp = (0,92/FPr) - 1$$

Tabla 3. 10: Resultado del cálculo del bajo factor de potencia para el caso en análisis

IMPORTE FSPEE			FÓRMULA DE APLICACIÓN BAJO F.P.				VALOR FACTURADO					
ENERGÍA	DEMANDA	COMERCIAL.	TOTAL IMPORTE FSPEE	F.P. OPTIMO	F.P. REGISTRADO							
\$11.033,30	+	\$1.947,46	+	\$ 7,07	=	\$ 12.987,83	*	(0,92 / 0,8724)	-	1	=	\$ 709,14

Fuente: Autor

El valor facturado obtenido y demostrado en la tabla 3.10, pudiera ser compensado por el cliente una vez que, mediante un estudio eléctrico, se determine la razón por la cual se está produciendo el mismo, que por lo regular en clientes de este tipo lo ocasionan motores que han cumplido su vida útil y demandan en exceso consumo reactivos, así como también máquinas que demanda de ésta energía reactiva para funcionar. Ante ello la solución es instalar un banco de capacitores que permita compensar estos reactivos entregando energía al sistema interno del cliente, con ello quedarán compensados y estarán fuera del registro del medidor, con lo que el consumo de energía reactiva se aminorará considerablemente y el Factor de Potencia tenderá hacia la unidad, que es lo ideal.

Con ello el cliente optimiza el uso de la energía así como los costos de su empresa reflejada en la disminución del valor de su factura por la exclusión de la penalización por bajo factor de potencia. Con lo que el ahorro por este rubro en este caso sería de USD 709,14.

3.2 Análisis final del caso planteado

De lo analizado y con base en las recomendaciones realizadas respecto a la facturación de los diferentes rubros energéticos que componen la factura del servicio eléctrico, la facturación del caso expuesto podría reducirse en su valor final de acuerdo a lo que apreciamos en el siguiente cuadro:

Tabla 3. 11: Resultado por medidas recomendadas para reducción de valores energéticos

CONCEPTO	VALOR FACTURA ACTUAL	VALORES CON MEDIDAS RECOMENDADAS	DIFERENCIA
ENERGÍA	\$ 11.033,13	\$ 11.033,13	\$ 0,00
DEMANDA	\$ 1.947,46	\$ 973,73	\$ 973,73
BAJO FACT. DE POT.	\$ 709,14	\$ 0,00	\$ 709,14
COMERCIALIZACIÓN	\$ 7,07	\$ 7,07	\$ 0,00
BOMBEROS	\$ 23,16	\$ 23,16	\$ 0,00
SERV.ALUMB. PÚB.	\$ 143,19	\$ 143,19	\$ 0,00
TOTAL FACTURADO	\$ 13.863,15	\$ 12.180,28	1682,87
		PORCENTAJE DE AHORRO	12,14%

Fuente: Autor

Con las medidas propuestas especialmente en lo que respecta a los rubros de Demanda y Bajo Factor de Potencia, se concluye que para este caso se puede obtener un porcentaje de ahorro de un 12,14 %, mismo que hubiere podido ser mayor si el cliente no estuviera aprovechando el consumo trasladado a la banda de horario nocturno.

3.3 Análisis de los clientes industriales con oportunidad de obtener beneficio tarifario y su incidencia en la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil

Tal como se señaló en el punto 3, de la base de los clientes de tipo industrial de Media y Alta Tensión, identificados con oportunidad de alcanzar un beneficio tarifario similar a las condiciones del caso planteado, de manera conservadora se hace las siguientes consideraciones:

➤ **Análisis de energía facturada**

Con relación a la energía, los clientes con un registro de consumo nocturno del 30% respecto a la energía total registrada por cada uno de estos clientes, representan 178 clientes que están en dicho rango, siendo ello un 30.6 % respecto a la totalidad de suministros con tarifa industrial de Media Tensión.

Tabla 3. 12: Diferencia entre lo facturado y la mejora en energía nocturna registrada

TOTAL FACTURA ORIGINAL	TOTAL FACTURA MEJORA ENERGÍA	DIFERENCIA		
		VALOR	%	
178,20	170,29	7,91	-4%	
3004,69	2756,46	248,23	-8%	
941,23	852,19	89,04	-9%	
1432,30	1334,27	98,03	-7%	
6944,95	6349,37	595,58	-9%	
301,23	280,99	20,24	-7%	
2467,76	2279,96	187,81	-8%	
676,25	620,94	55,31	-8%	
2642,75	2452,98	189,77	-7%	
1762,20	1621,78	140,42	-8%	
2096,37	1869,72	226,65	-11%	
869,19	790,95	78,25	-9%	
781,54	717,68	63,86	-8%	
154,09	144,29	9,80	-6%	
676,66	623,59	53,06	-8%	
\$ 382.119,58	\$ 351.972,64	\$ 30.146,94	-8%	Valor Promedio

Fuente: Autor

De lo evidenciado en la tabla 3.12, para el caso de clientes de Media Tensión se propone transferir el 30 % de la energía registrada en la Banda A (08h00 a 18h00) a la Banda C (22h00 a 08h00) en los 178 clientes, una vez realizado este ejercicio, el valor de la factura respecto a la inicial se reduce en promedio un 8 %, y esta reducción en el costo por energía varió en los clientes entre 1 y 11 %.

Este ejercicio no es realizado en los clientes de Alta Tensión ya que de lo apreciado en la base de datos de estos clientes, la energía registrada en la Banda C (22h00 a 08h00) con respecto a la energía total, esta relación está por encima del 35 %, lo que se podría considerar como un correcto aprovechamiento de la energía horaria.

➤ **Análisis de demanda facturada**

En cuanto a la demanda, se considera a los clientes con un factor de gestión de la demanda industrial entre 0.7 y 1, que son 332 clientes industriales de Media Tensión, que equivale a 57.14 % de estos clientes y 28 clientes industriales de Alta Tensión, que es el 87.5 % respecto al total de este grupo.

Tabla 3. 13: Diferencia entre lo facturado y la mejora en el FGDI por demanda en MT Media Tensión

TOTAL FACTURA ORIGINAL	TOTAL FACTURA MEJORA DEMANDA MT	DIFERENCIA		Valor Promedio
		VALOR	%	
1607,95	1443,49	164,47	-10%	
7255,51	7030,62	224,89	-3%	
1440,14	1371,86	68,28	-5%	
3124,89	2941,37	183,52	-6%	
2319,62	2122,09	197,53	-9%	
3680,04	3464,46	215,58	-6%	
453,97	357,01	96,96	-21%	
2768,46	2593,60	174,86	-6%	
2212,80	2104,77	108,03	-5%	
2043,29	1817,36	225,93	-11%	
3090,39	2852,77	237,62	-8%	
1106,60	1058,94	47,66	-4%	
6685,68	5710,55	975,13	-15%	
5883,13	5682,24	200,89	-3%	
66842,23	62190,75	4651,49	-7%	
\$ 2.917.940,28	\$ 2.717.528,19	\$ 200.412,09	-11%	

Fuente: Autor

Tabla 3. 14: Diferencia entre lo facturado y la mejora en el FGDI por demanda en AT
Alta Tensión

TOTAL FACTURA ORIGINAL	TOTAL FACTURA MEJORA DEMANDA AT	DIFERENCIA		Valor Promedio
		VALOR	%	
126453,46	119887,38	6566,09	-5%	
60412,09	57505,05	2907,04	-5%	
122773,25	116333,43	6439,82	-5%	
15669,85	14281,54	1388,31	-9%	
29973,98	28005,64	1968,34	-7%	
67153,15	64127,05	3026,10	-5%	
44487,62	42931,93	1555,69	-3%	
28937,98	26605,13	2332,85	-8%	
16890,84	15254,93	1635,91	-10%	
48367,85	45056,75	3311,10	-7%	
115262,47	106570,82	8691,65	-8%	
81187,00	75182,12	6004,88	-7%	
184942,04	170590,70	14351,34	-8%	
\$ 2.118.882,07	\$ 1.992.253,74	\$ 126.628,33	-6%	

Fuente: Autor

De lo evidenciado en la tabla 3.13, para el caso de los clientes de Media Tensión detallados, se propone que el cliente pudiera disminuir su máxima demanda registrada en la hora pico, es decir (18h00 a 22h00), con ello podría registrar un Factor de Gestión de Demanda Industrial (FGDI) inferior, pudiendo llegar a 0,5, con lo que puede llegar a pagar la mitad del costo por demanda. Para comprobar aquello se considera un FGDI de 0,5, y una vez realizado este ejercicio, debido al concepto Demanda el valor de la factura respecto al inicial se reduce en promedio un 7 %, y esta reducción en el costo de demanda hizo que variara en los clientes entre 3 y 32 %.

En cuanto a los clientes de Alta Tensión, según los resultados descritos en la tabla 3.14, de lo apreciado en la base de datos de estos clientes, haciendo el ejercicio se produce una reducción en promedio del 6 %, y esta reducción en el costo de demanda varia en los clientes entre 3 y 10 %.

➤ **Análisis del bajo factor de potencia facturado**

Referente al bajo factor de potencia, se considera como oportunidad de mejora, los que presentan un factor de potencia registrado menor a 0.92, determinándose así,

que existen 92 clientes industriales de Media Tensión con esa condición, que representan el 15.83 % y solo 2 clientes industriales de Alta Tensión, que es el 6.25 % en relación a la totalidad de estos clientes.

Tabla 3. 15: Diferencia entre lo facturado y la propuesta de compensar el bajo FP a 0,92

TOTAL FACTURA ORIGINAL	TOTAL FACTURA MEJORA BAJO FP	DIFERENCIA		Valor Promedio
		VALOR	%	
125,98	98,39	27,59	-22%	
27313,52	26745,96	567,56	-2%	
2125,18	1950,16	175,02	-8%	
4027,48	3944,03	83,44	-2%	
2221,33	1924,50	296,82	-13%	
743,49	698,54	44,95	-6%	
1913,47	1874,07	39,40	-2%	
5404,09	5348,11	55,98	-1%	
9516,33	9417,59	98,74	-1%	
575,18	517,87	57,31	-10%	
378,40	348,90	29,50	-8%	
44515,02	44052,19	462,83	-1%	
436,49	402,12	34,37	-8%	
167,71	164,72	3,00	-2%	
2466,36	2415,47	50,89	-2%	
125,70	118,27	7,43	-6%	
\$ 340.643,40	\$ 321.914,84	\$ 18.728,56	-8%	Valor Promedio

Fuente: Autor

Como se puede apreciar en la tabla 3.15, una vez que se considera como principio que todo cliente debería registrar un buen factor de potencia, es decir encontrarse por encima del 0,92, se asume en el ejercicio que todos estos clientes mejoraron su factor de potencia, por ello no procede la facturación de este concepto, con aquello se produce una reducción en promedio del 8 % del valor de la factura, y esta reducción a nivel de cliente osciló entre 1 y 44 %.

En resumen si tomamos en cuenta los 3 rubros energéticos que se facturan al grupo de clientes industriales de Media Tensión, si se aprovecha el incentivo de uso horario y además pueda lograr compensar el bajo factor de potencia, para con ello evitar ser penalizado, en promedio el universo considerado de estos clientes podrían verse beneficiados con una reducción en el valor de su factura del 27 %, sabiendo manejar de manera técnica y adecuada su uso horario.

Al implementarse estas medidas por parte del cliente industrial, estas repercutirán de manera directa y positiva en el costo de los productos por ellos fabricados, toda vez que la energía eléctrica es un insumo importante de la materia prima de la industria, y por ende resultan beneficiados los consumidores finales.

Esto que se pudiera ver como un beneficio únicamente del cliente y un perjuicio para la Distribuidora por el hecho de que con estas medidas, el cliente pagará menos valor en su factura, por ende serían menos ingresos para la Distribuidora; sin embargo si se dan todas las medidas aquí descritas, esto ayudará a que no haya una afectación a la red provocado por un exceso de requerimiento de reactivos por parte del cliente, pues deberían estar compensados a nivel de cliente para que se deje de facturar la penalización por bajo factor de potencia. Además que el control de las cargas principalmente en las horas pico que deberá llevar la industria, provocará que no se tengan demandas abruptas de potencia hacia la red, todo esto ayuda a preservar la vida útil de los elementos que componen la red y evita el que se tenga que invertir por parte de la Distribuidora en banco de capacitores para mantener la calidad de servicio en diferentes zonas, principalmente en la industrial. Todo esto permitirá garantizar la estabilidad y fiabilidad del servicio.

3.4 Aportaciones del estudio realizado

El estudio realizado en el presente trabajo de titulación, se basó en involucrarse para conocer el proceso de facturación a un grupo selecto de clientes industriales de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil, con ello se espera que con el cálculo estadístico y las conclusiones evidenciadas, se tenga información suficiente que permita aportar al ámbito profesional en cuanto a la forma de realizar una valoración de los consumos de energía eléctrica para clientes de tipo industrial de Media y Alta Tensión.

Este análisis ayudará a conocer y determinar el costo del consumo horario, factores de gestión de la demanda y penalización por bajo factor de potencia facturado a este tipo de clientes, y su afectación o beneficio provocado por un mal manejo de estos, que serán reflejados en los costos facturados. Conocidos los alcances del análisis a través de esta herramienta, permitirá en la vida profesional ser

un puente ante la comunidad y la industria, contribuyendo a la mejor utilización de la energía.

Las personas involucradas en la parte técnica de una industria, verá en este estudio un libro de consulta y orientación de la forma de calcular los valores de energía eléctrica de una planilla, tanto en su concepción teórica como en los cálculos matemáticos evidenciados en la misma. También permite sacar conclusiones valiosas por parte de las Distribuidoras respecto a los resultados evidenciados, pues se pueden ver beneficiadas con las medidas planteadas, ya que mejorando la cultura en la forma que utiliza la energía el cliente, si bien es cierto que se reducirán sus ingresos con estas medidas, sin embargo les ayudará a que no exista una afectación a la red provocado por picos de demanda y por excesos de requerimiento de reactivos, aportando en la calidad del servicio otorgado.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- De los rubros energéticos analizados, de aprovecharse el incentivo de uso horario y lograr compensar el bajo factor de potencia en el grupo de clientes industriales de Media Tensión, pueden beneficiarse en promedio con una reducción del valor de su factura de un 27 %, manejando adecuadamente su uso horario.
- En los clientes de Alta Tensión se evidenció que la energía registrada en el horario de 22h00 a 08h00 con respecto a la energía total, la relación de la misma está por encima del 35 %, lo que se considera como un correcto aprovechamiento de la energía horaria.
- Con el control y un adecuado uso horario de las cargas existentes en la Industria, se pueden obtener mayores beneficios en el costo tarifario, principalmente en la demanda facturada donde se puede llegar a obtener un beneficio de hasta un 50 % menos del valor facturado por este concepto.
- La Distribuidora se beneficiará con las medidas planteadas, pues al existir un control del cliente de su factor de potencia, ayudará a que no exista una afectación a la red provocada por un exceso de requerimiento de reactivos, permitiendo tener estabilidad en la energía entregada, además de un ahorro al no tener que invertir en banco de capacitores para mantener la calidad de servicio.

4.2 Recomendaciones

- Se recomienda que la Distribuidora realice campañas de concientización a sus clientes, para que realice revisiones y mantenimientos periódicos a los equipos (bancos de capacitores, equipos y demás maquinarias existentes en la instalación), para evitar una posible penalización por bajo factor de potencia.
- El gran cliente deberá tener un plan de trabajo donde tenga definidos los horarios de sus procesos y el respectivo análisis de la alteración del mismo, ya que de esa manera puede acceder a un mayor beneficio con la aplicación del factor de gestión de la demanda y el consumo horario, esto pudiendo trasladar jornadas laborales a horas que le representan un menor costo del kW de demanda y kWh de consumo.
- Esta herramienta de cálculo desarrollada en ésta tesis, se recomienda socializarse con las diferentes Industrias, para que conozcan de cerca la forma de cálculo de sus consumos y mediante ello puedan implementar controles estrictos en horarios de trabajo que les permitan obtener beneficios, por abstenerse de utilizar su mayor carga en horarios que le representan un mayor costo, alcanzando con esto el objetivo de este trabajo de titulación.

BIBLIOGRAFÍA

- ARCONEL. (2017a). ANEXO LÍMITE DE APLICACIÓN DEL NIVEL TARIFARIO DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL – AÑO 2018 TARIFAS INDUSTRIALES (p. 11). Quito.
- ARCONEL. (2017b). RESOLUCIÓN No. ARCONEL – 081/17, regulación servicio de alumbrado publico para clientes industriales (p. 8). Quito.
- ARCONEL. (2018a). PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN (p. 34). Quito, Ecuador: ARCONEL.
- ARCONEL. (2018b, enero 11). PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Recuperado de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/01/2018-01-11-Pliego-y-Cargos-Tarifarios-del-SPEE-20182.pdf>
- ARCONEL. (2019). Resoluciones y Pliegos Tarifarios – ARCONEL. Recuperado 17 de febrero de 2019, de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/resoluciones-pliegos-tarifarios/>
- CNEL EP. (2015). Estatuto Orgánico. Recuperado 17 de febrero de 2019, de <https://www.cnelep.gob.ec/estatuto-organico/>
- Comisión legislativa de la Asamblea Nacional. (2009). LEY DE DEFENSA CONTRA INCENDIOS (p. 10). Quito.
- CONELEC. (2009). Aplicación de la tarifa para industriales con registrador de demanda en media y alta tensión (p. 6). Quito: CONELEC.
- CONELEC. (2013). Resolución No. 008-A/13 (p. 3). Quito: CONELEC.
- Mazzini. (2006). Manual de medidores, facturación y mediciones eléctricas.
- McGraw Hill. (1993). Manual de Ingenieria Electrica. Tomo 1, Decimotercera ed. (13ª ed., Vol. 1). Hardcover.

SAP. (2019). SAP Software Solutions | Business Applications and Technology. Recuperado 17 de febrero de 2019, de <https://www.sap.com/index.html>

Scribd. (2010). Diccionario de terminos electricos. Recuperado 17 de febrero de 2019, de <https://es.scribd.com/doc/3088141/Diccionario-de-terminos-electricos>

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A

ALTA TENSIÓN.- Sistema conformado con un nivel de tensión superior a 40000 voltios.

ARCONEL.- Agencia de Regulación y Control de Electricidad, es la entidad regulatoria y de monitoreo para la operación y desarrollo del sector eléctrico en Ecuador, misma que elabora las leyes y reglamentos.

B

BAJA TENSIÓN.- Sistema conformado con un nivel de tensión hasta 600 voltios.

BANCO DE CAPACITORES.- Los CAPACITORES son componentes eléctricos/electrónicos que almacenan energía eléctrica. Los condensadores consisten en dos conductores que están separados por un material aislante o dieléctrico. Un banco de condensadores es una agrupación de varios condensadores idénticos interconectados en paralelo o en serie entre sí según sea necesario.

C

CLIENTE (Abonado).- Persona natural o jurídica que acredite dominio sobre una instalación que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el distribuidor.

COMERCIALIZACIÓN.- Valor que se factura a cada cliente por la entrega de planilla de consumo eléctrico mensual y por la emisión de la misma, incluye papel etc.

CONSUMO.- Cantidad de energía consumida en el mes (kWh/mes), es decir, es la cantidad de energía eléctrica utilizada por la instalación del consumidor.

CONSUMIDOR, USUARIO.- Persona natural o jurídica que acredite dominio sobre una instalación que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el

Distribuidor dentro del área de la concesión. Incluye al Consumidor Final y al Gran Consumidor.

D

DEMANDA.- Mayor cantidad de la potencia consumida, integrada en intervalos de tiempo de cada 15 minutos.

DEMANDA MÁXIMA.- Máxima potencia consumida y registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda.

DEMANDA FACTURADA O FACTURABLE.- Máxima demanda registrada en el mes por el medidor de demanda y no podrá ser inferior al 60% del valor de la demanda máxima de los últimos doce meses incluyendo el mes de la facturación.

E

ELECTRICIDAD.- La electricidad dinámica es el efecto producido por un voltaje en un conductor que obliga a moverse a los electrones dando origen a una corriente eléctrica. La electricidad estática se refiere a la acumulación de carga.

EMPRESA ELÉCTRICA O DISTRIBUIDORA.- Persona jurídica cuyo título habilitante le faculta realizar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público general, dentro de su área de prestación del servicio. (ARCONEL, 2018b, p. 4)

ENERGÍA.- Capaz de producir trabajo. En electricidad la energía es igual al producto de la potencia en watts por el tiempo en horas (kWh).

F

FACTOR DE POTENCIA (FP).- Indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, cuyo máximo valor es la unidad, es la relación entre la potencia activa, P (kW), y la potencia aparente, S (kVA); siendo un término usualmente utilizado para indicar la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo. (ARCONEL, 2018b, p. 5)

FACTURACIÓN.- Periodo con el que se emite los valores de una factura en el mes, la cual no podrá ser menor a 28 días ni exceder los 33 días.

FACTURACIÓN MENSUAL.- Es la sumatoria de los rubros económicos por concepto de: consumo de energía, demanda de potencia, pérdidas en transformadores, comercialización y penalización por bajo factor de potencia. Depende de las características del consumidor regulado. Incluye los rubros correspondientes a los servicios que presta la distribuidora. (ARCONEL, 2018b, p. 5)

FACTOR DE GESTIÓN DE LA DEMANDA (FGD).- Relación o división entre la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas de pico de la empresa eléctrica (18h00 a 22h00) – DP y la demanda máxima mensual del consumidor - DM. Este no podrá ser inferior a 0.6 ni superior a 1. (ARCONEL, 2018b, p. 17)

FACTOR DE GESTIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL (FGDI).- Relación o división entre la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas de pico de la empresa eléctrica (18h00 a 22h00) – DP y la demanda máxima mensual del consumidor - DM. Dependiendo de la relación esta podrá oscilar entre 0.5 y 1. (ARCONEL, 2018b, p. 17)

H

HORAS PICO.- Tiempo comprendido entre las 18 y 22 horas, correspondientes a un día horario país en la que se representa la mayor cantidad de consumo durante el día.

I

IMPUESTO.- Valor porcentual que se factura en la planilla de consumo eléctrico mensual de acuerdo a porcentajes establecidos en el Pliego Tarifario Vigente. Es un valor variable.

M

MEDIA TENSIÓN.- Sistema conformado con un nivel de tensión superior a 600 voltios e inferior o igual a 40000 voltios.

P

PARÁMETRO.- Que tiene un valor determinado.

PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN.- Pérdidas de energía originadas en vacío y con carga, que son producidas por el transformador una vez energizado.

PLAN.- Agrupación de clientes acorde a una zona de cobertura con el fin de delimitar una cantidad de usuarios para la gestión de lectura.

PLIEGO TARIFARIO.- Documento emitido por la ARCONEL, que contiene la estructura, nivel y régimen tarifario para el servicio público de energía eléctrica para la aplicación de la distribuidora y cumple con los principios tarifarios establecidos en la normativa vigente. (ARCONEL, 2018b, p. 5)

POTENCIA.- Tiempo en el cuál se efectúa un trabajo en un circuito eléctrico, es el producto de voltaje por la corriente.

POTENCIA TOTAL Ó APARENTE.- Es el producto voltio amperio cuando ambos se encuentran fuera de fase. Se mide en VA.

POTENCIA ACTIVA Ó REAL.- Potencia neta disipada en una resistencia. Se mide en watts.

POTENCIA REACTIVA.- Cantidad de energía o potencia que necesitan los inductores y balastos para su funcionamiento.

PROGRAMACIÓN DEL MEDIDOR.- Acción de cambiar o modificar un conjunto de parámetros establecidos por otros de similares características para un determinado objetivo en un programa informático establecido. Existen varias configuraciones (1, 3, 8, 10).

R

REACTIVOS.- Originados por carga inductiva.

RESET.- Acción de resetear o restablecer la demanda mensual registrada por el medidor.

S

SERVICIO ELÉCTRICO.- Servicio de energía eléctrica que suministra el Distribuidor a los Consumidores, desde sus redes de distribución y subtransmisión.

T

TARIFA.- Es el valor que paga el consumidor regulado del servicio público de energía eléctrica, como receptor directo del servicio, por la demanda de potencia eléctrica y por el consumo de energía, que requiere para satisfacer sus diferentes y variadas necesidades, según sus modalidades de consumo y nivel de tensión al que recibe este servicio. (ARCONEL, 2018b, p. 5)

TASA.- Valor adicional por cobrar en la facturación, es un valor fijo establecido.

TELEMETRÍA.- Medición remota al instante para transmitir información en tiempo real. Es un sistema de monitoreo y transmisión del consumo eléctrico en tiempo real con equipos necesarios como servidores, estaciones, cuartos de control, que nos permite procesar y almacenar la transmisión de datos, para mantener un control permanente de la información.

TENSIÓN.- Referido a la diferencia de potencial, o voltaje.

TRANSFORMADOR.- Dispositivo estático que consta de dos o más devanados y que se emplea para aumentar o reducir un voltaje.

U

USO HORARIO.- Es el fraccionamiento de la energía consumida en bandas horarias, con el fin de poder determinar los consumos y demandas registrados en los horarios de la mañana, punta y nocturno, para con ello focalizar los costos de energía por cada periodo.

W

WATT-HORA.- Es la unidad práctica para medir energía. Un Watt-hora es la energía generada o consumida durante una hora con la potencia de un Watt y es equivalente a 3600 joules (Scribd, 2010).

ANEXOS

ANEXO 1: PLIEGO TARIFARIO

 Agencia de Regulación y Control de Electricidad	PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN Período: Enero – Diciembre 2018	Página 1 de 18
---	---	----------------


 Agencia de
Regulación y Control
de Electricidad

PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Período: Enero – Diciembre 2018

C. B. M.

Resolución Nro. ARCONEL – 026/16 (13 de junio de 2016)
 Resolución Nro. ARCONEL – 005/16 (11 de enero de 2016)
 Resolución Nro. ARCONEL – 003/16 (05 de enero de 2016)
 Resolución Nro. ARCONEL – 060/17 (26 de diciembre de 2017)

 Agencia de Regulación y Control de Electricidad	PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN Período: Enero – Diciembre 2018	Página 2 de 18
---	---	----------------

1.	MARCO NORMATIVO	4
2.	DEFINICIONES	4
3.	CATEGORÍAS TARIFARIAS Y NIVELES DE TENSIÓN	6
3.1.	CATEGORÍAS TARIFARIAS	6
3.1.1.	CATEGORÍA RESIDENCIAL	6
3.1.2.	CATEGORÍA GENERAL	6
3.2.	NIVELES DE TENSIÓN - NT	7
3.2.1.	NIVEL DE BAJA TENSIÓN	7
3.2.2.	NIVEL DE MEDIA TENSIÓN	8
3.2.3.	NIVEL DE ALTA TENSIÓN	8
3.2.3.1.	GRUPO 1 – AT1	8
3.2.3.2.	GRUPO 2 – AT2	8
4.	TARIFAS DE BAJA TENSIÓN	8
4.1.	TARIFA RESIDENCIAL	8
4.2.	TARIFA RESIDENCIAL PARA EL PROGRAMA PEC	8
4.3.	TARIFA RESIDENCIAL TEMPORAL	10
4.4.	TARIFA GENERAL DE BAJA TENSIÓN	10
4.4.1.	TARIFA GENERAL DE BAJA TENSIÓN SIN DEMANDA	10
4.4.2.	TARIFA GENERAL SIN DEMANDA PARA BOMBEO DE AGUA DE COMUNIDADES CAMPESINAS SIN FINES DE LUCRO	10
4.4.3.	TARIFA GENERAL DE BAJA TENSIÓN CON DEMANDA	10
4.4.4.	TARIFA GENERAL DE BAJA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA	11
4.4.5.	TARIFA GENERAL DE BAJA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	11
4.4.6.	TARIFA GENERAL EN BAJA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA PARA BOMBEO DE AGUA PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE	12
5.	TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN	12
5.1.	TARIFA GENERAL DE MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA	12
5.2.	TARIFA GENERAL DE MEDIA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA (EXCEPTO PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES)	13
5.3.	TARIFA GENERAL DE MEDIA TENSIÓN PARA SISTEMAS DE BOMBEO DE AGUA POTABLE SIN FINES DE LUCRO Y PARA USOS AGRÍCOLAS EN COMUNIDADES CAMPESINAS DE ESCASOS RECURSOS ECONÓMICOS	13
5.4.	TARIFA GENERAL DE MEDIA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES	13
5.5.	TARIFA GENERAL DE MEDIA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA PARA BOMBEO DE AGUA PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE	14

C. B. M.

5.5. TARIFA GENERAL DE MEDIA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA PARA LAS ESTACIONES DE CARGA RÁPIDA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	14
6. TARIFA DE ALTA TENSIÓN	14
6.1. TARIFA GENERAL DE ALTA TENSIÓN EXCEPTO PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES	14
6.2. TARIFA GENERAL DE ALTA TENSIÓN PARA INDUSTRIALES (GRUPO 2 – AT2)	15
6.3. TARIFA GENERAL DE ALTA TENSIÓN PARA BOMBEO DE AGUA PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE	15
6.4. TARIFA GENERAL DE ALTA TENSIÓN PARA LAS ESTACIONES DE CARGA RÁPIDA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	15
6.5. TARIFA GENERAL DE ALTA TENSIÓN PARA INDUSTRIALES (GRUPO 1 – AT1)	15
7. CONSUMOS ESTACIONALES Y OCASIONALES	16
7.1. CONSUMOS ESTACIONALES	16
7.2. CONSUMOS OCASIONALES	16
8. DEMANDA FACTURABLE	16
8.1. MEDIDOR QUE REGISTRE DEMANDA MÁXIMA	16
8.2. DEMANDA DE APARATOS DE USO INSTANTÁNEO	17
9. FACTORES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA	17
9.1. REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA - FGD	17
9.2. INDUSTRIALES EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN - FGD1	17
9.3. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS - FCVE	17
10. FACTOR DE POTENCIA	17
11. FACTURACIÓN	18
12. VIGENCIA	18

C. B.

1. MARCO NORMATIVO

El presente Pliego Tarifario se sujeta a las disposiciones establecidas en la normativa que se indica a continuación:

Marco Normativo	Referencia de Artículos
Constitución de la República	<ul style="list-style-type: none"> • 52 • 66, numeral 25. • 85, numeral 3. • 313 • 314 • 413
Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • 4 • 15, numerales 1-5-6-8. • 43 • 54 • 55 • 57 • 60 • 74
Ley Orgánica de Defensa del Consumidor	<ul style="list-style-type: none"> • 39 • 40

En base de la normativa citada, es facultad de la ARCONEL, a través de su Directorio, establecer y aprobar el Pliego Tarifario para el Servicio Público de Energía Eléctrica, en los términos que se indican en el presente documento.

ANEXO 2: DEMANDA FACTURABLE

 Agencia de Regulación y Control de Electricidad	PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	Página 18 de 18
	Periodo: Enero – Diciembre 2018	

7. CONSUMOS ESTACIONALES Y OCASIONALES

7.1. CONSUMOS ESTACIONALES

Los consumidores de la categoría general; servidos en baja, media y alta tensión; con régimen de consumo estacional durante un año, pueden acogerse a dos o cuatro periodos estacionales, de acuerdo a sus características de consumo.

El régimen de consumo estacional debe evidenciar al menos una variación del 50% en la demanda de potencia entre las diferentes estaciones establecidas.

La *Estación Baja* es el periodo durante el cual se registran las demandas de potencia mínimas del usuario; y, la *Estación Alta* es el periodo durante el cual se registran las demandas de potencia máximas del usuario.

La aplicación tarifaria comprende lo siguiente:

- Los valores por energía y comercialización serán los mismos que se utilizan para clientes de consumo no estacional, de acuerdo a su tipo de tarifa, independientemente de la estacionalidad.
- Los cargos por demanda serán los mismos que se utilizan para clientes de consumo no estacional, de acuerdo a su tipo de tarifa. La demanda facturable considera lo indicado en el numeral 8.1.

7.2. CONSUMOS OCASIONALES

Los consumidores de tipo ocasional, tales como: circos, ferias, espectáculos públicos al aire libre y otros similares, servidos en alta, media o baja tensión, se les ubicará en la Categoría General y se les aplicará la tarifa correspondiente a esta categoría.

Los cargos por energía y comercialización serán los mismos que se utilizan para los consumidores regulados estables. En el caso de que la demanda sea mayor a 10 KW (contratada o facturable) se facturará como una tarifa con demanda y el cargo por potencia estará afectado por un factor de recargo del 100% del cargo correspondiente.

8. DEMANDA FACTURABLE

La demanda facturable es la resultante de la comparación con la demanda máxima registrada en el equipo de medición y la potencia contratada.

8.1. MEDIDOR QUE REGISTRE DEMANDA MÁXIMA

La demanda facturable mensual (DF) corresponde a la máxima demanda (DM) registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda, y no podrá ser inferior al 60% del valor de la máxima demanda de los últimos doce meses incluyendo el mes de facturación (DM_{max12}).

$$DF = \begin{cases} 60\% \times DM_{max12} & \text{si } DM < 60\% \times DM_{max12} \\ DM & \text{si } DM \geq 60\% \times DM_{max12} \end{cases}$$

Para la aplicación de los consumos estacionales (numeral 7.1), la comparación se realiza respecto del periodo de los meses correspondientes a la misma estacionalidad inmediata anterior.

Es responsabilidad de la distribuidora monitorear al consumidor para mantener la condición de la tarifa con demanda.

Para el caso de los consumidores que utilizan la energía para bombeo de agua para usos agrícolas y acuícolas, la demanda facturable mensual será igual a la demanda mensual registrada en el respectivo medidor.



ANEXO 3: CARGOS TARIFARIOS



PERIODO: ENERO - DICIEMBRE *

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE *

CNEL UN GUAYAQUIL CARGOS TARIFARIOS

JUNIO - NOVIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (kW/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	COMERCIALIZACION (USDConsumidor)	
CATEGORÍA RESIDENCIAL				
NIVEL TENSIÓN BAJA Y MEDIA TENSIÓN				
1-80		0,078	CONSUMOS kWh-mes: 0-200: 1,414 201-500: 2,828 501-1000: 4,240 > 1000: 7,066	
81-100		0,081		
101-180		0,083		
181-200		0,087		
201-250		0,099		
251-300		0,101		
301-350		0,103		
351-400		0,108		
401-700		0,1288		
701-1000		0,1480		
1001-1800		0,1708		
1801-2500		0,2762		
2501-3500		0,4380		
Superior		0,8812		
RESIDENCIAL TEMPORAL				
		0,1288		
CATEGORÍA GENERAL				
NIVEL TENSIÓN BAJA TENSIÓN SIN DEMANDA				
COMERCIAL				
1-300		0,082	CONSUMOS kWh-mes: 0-200: 1,414 201-500: 2,828 501-1000: 4,240 > 1000: 7,066	
Superior		0,110		
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO				
1-300		0,072		
Superior		0,100		
BOMBEO AGUA				
1-300		0,082		
Superior		0,090		
BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE				
1-300		0,088		
Superior		0,088		
INDUSTRIAL ARTESANAL				
1-300		0,064		
Superior		0,100		
ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO				
1 - 100		0,088		
101-200		0,064		
201-300		0,068		
Superior		0,108		
NIVEL TENSIÓN BAJA TENSIÓN CON DEMANDA				
COMERCIALES				
	4,588	0,082	CONSUMOS kWh-mes: 0-200: 1,414 201-500: 2,828 501-1000: 4,240 > 1000: 7,066	
INDUSTRIALES				
	4,588	0,082		
ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS				
SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES				
	4,588	0,082		
BOMBEO AGUA				
	4,588	0,072		

CNEL UN GUAYAQUIL CARGOS TARIFARIOS

DICIEMBRE - MAYO **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (kW/mes)	ENERGÍA (kWh/mes)	COMERCIALIZACION (USDConsumidor)
CATEGORÍA RESIDENCIAL			
NIVEL TENSIÓN BAJA Y MEDIA TENSIÓN			
1-80		0,078	CONSUMOS kWh-mes: 0-200: 1,414 201-500: 2,828 501-1000: 4,240 > 1000: 7,066
81-100		0,081	
101-180		0,083	
181-200		0,087	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-400		0,108	
401-700		0,108	
701-1000		0,1480	
1001-1800		0,1708	
1801-2500		0,2762	
2501-3500		0,4380	
Superior		0,8812	

CNEL UN GUAYAQUIL

CARGOS TARIFARIOS

JUNIO - NOVIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (\$/CDM/hora)	ENERGÍA (\$/CDM/hora)	COMERCIALIZACIÓN (\$/CDM/mes/mi)	
NIVEL TENSIÓN				
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA				
COMERCIALES				
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	4,055	0,092	CONSUMOS kWh-mes: 0-300: 1,414 301-500: 2,828 501-1000: 4,240 > 1000: 7,096	
		0,074		
INDUSTRIALES				
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	4,055	0,067		
		0,071		
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES				
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	4,055	0,062		
		0,068		
BOMBEO AGUA				
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	4,055	0,072		
		0,058		
NIVEL TENSIÓN				
BAJA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA				
BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE				
L-V 08h00 hasta 18h00 L-V 18h00 hasta 22h00 L-V 22h00 hasta 08h00** S-D 18h00 hasta 22h00	2,620	0,056	1,414	
		0,095		
		0,045		
		0,056		
VEHICULOS ELÉCTRICOS				
L-V: 08h00 hasta 18h00 L-D: 18:00 hasta 22:00 L-D: 22h00 hasta 08h00 S/D: 08h00 hasta 18h00	4,050	0,080		
		0,100		
		0,050		
NIVEL TENSIÓN				
BAJA Y MEDIA TENSIÓN				
1-300 Superior	BOMBEO AGUA - COMUNIDADES CAMPESINAS DE ESCASOS RECURSOS ECONÓMICOS SIN FINES DE LUCRO		0,750	
		0,040		
07h00 hasta 22h00 22h00 hasta 07h00	ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA		CONSUMOS kWh-mes: 0-300: 1,414 301-500: 2,828 501-1000: 4,240 > 1000: 7,096	
	2,822	0,060		
	ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA HORARIA			
	2,822	0,060		
		0,050		

CNEL UN GUAYAQUIL

CARGOS TARIFARIOS

JUNIO - NOVIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/KWh-mes)	ENERGÍA (USD/KWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Cent/kWh)	
NIVEL TENSIÓN				
MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA				
COMERCIALES				
	4,003	0,090	CONSUMOS kWh-mes: 0-300: 1,414 301-500: 2,326 501-1000: 4,240 > 1000: 7,098	
INDUSTRIALES				
	4,003	0,078		
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS				
SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES				
	4,003	0,062		
BOMBEO AGUA				
	4,003	0,052		
NIVEL TENSIÓN				
MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA				
COMERCIALES				
07h00 hasta 22h00	4,003	0,090	CONSUMOS kWh-mes: 0-300: 1,414 301-500: 2,326 501-1000: 4,240 > 1000: 7,098	
22h00 hasta 07h00		0,073		
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS				
SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES				
07h00 hasta 22h00	4,003	0,062		
22h00 hasta 07h00		0,052		
BOMBEO AGUA				
07h00 hasta 22h00	4,003	0,052		
22h00 hasta 07h00		0,042		
NIVEL TENSIÓN				
MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA				
BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE				
L-V 06h00 hasta 18h00	2,820	0,043	1,414	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,073		
L-V 22h00 hasta 06h00**		0,034		
S,O 18h00 hasta 22h00		0,043		
ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA				
L-V: 06h00 hasta 18h00	4,000	0,069		
L-D: 18:00 hasta 22:00		0,088		
L-D: 22h00 hasta 06h00 S y D: 08h00 hasta 18h00		0,043		
INDUSTRIALES				
L-V 06h00 hasta 18h00	4,003	0,0816	CONSUMOS kWh-mes: 0-300: 1,414 301-500: 2,326 501-1000: 4,240 > 1000: 7,098	
L-V 18h00 hasta 22h00		0,0938		
L-V 22h00 hasta 06h00**		0,0456		
S,D,F 18h00 hasta 22h00		0,0816		

CB



CNEL UN GUAYAQUIL

CARGOS TARIFARIOS

JUNIO - NOVIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (URDAYS/mes)	ENERGÍA (URDAYS)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	
NIVEL TENSIÓN				
ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA				
COMERCIALES				
07h00 hasta 22h00	3,830	0,084	CONSUMOS kWh-mes: 0-300: 1,414 301-600: 2,828 601-1000: 4,240 > 1000: 7,066	
22h00 hasta 07h00		0,078		
E. OFICIALES, EDC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES				
07h00 hasta 22h00	3,830	0,096		
22h00 hasta 07h00		0,051		
BOMBEO AGUA				
07h00 hasta 22h00	3,830	0,046		
22h00 hasta 07h00		0,041		
ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA HORARIA				
07h00 hasta 22h00	2,622	0,080		
22h00 hasta 07h00		0,050		
NIVEL TENSIÓN				
ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA				
BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE				
L-V 06h00 hasta 16h00	2,100	0,039	1,414	
L-V 16h00 hasta 22h00		0,066		
L-V 22h00 hasta 06h00***		0,031		
S.D 16h00 hasta 22h00		0,039		
ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA				
L-V: 06h00 hasta 16h00	4,060	0,069		
L-D: 16:00 hasta 22:00		0,086		
L-D: 22h00 hasta 06h00 ByD: 06h00 hasta 16h00		0,043		
INDUSTRIALES				
L-V 06h00 hasta 16h00	3,830	0,0756		CONSUMOS kWh-mes: 0-300: 1,414 301-600: 2,828 601-1000: 4,240 > 1000: 7,066
L-V 16h00 hasta 22h00		0,0865		
L-V 22h00 hasta 06h00***		0,0446		
S.D.F 16h00 hasta 22h00		0,0756		
NIVEL TENSIÓN				
ALTA TENSIÓN CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA (Grupo - ATT)				
INDUSTRIALES				
L-V 06h00 hasta 16h00	3,940	0,0678	7,066	
L-V 16h00 hasta 22h00		0,0814		
L-V 22h00 hasta 06h00***		0,0442		
S.D.F 16h00 hasta 22h00		0,0678		

* Se aplicó desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2018.

** Conforme al Numeral 4 de la Resolución No. 043/11.

*** El valor de este cargo tarifario se aplica para el periodo complementario de los días S,D,F.

ANEXO 4: FGDI Y PENALIZACIÓN BAJO F. P.

 Agencia de Regulación y Control de Electricidad	PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	Página 17 de 18
	Periodo: Enero – Diciembre 2018	

8.2. DEMANDA DE APARATOS DE USO INSTANTÁNEO

Los procedimientos para la determinación de la demanda facturable señalados en 8.1, no se aplican en el caso de cargas correspondientes a aparatos de uso instantáneo como por ejemplo: soldadoras eléctricas y equipos similares, equipos de rayos X, turbinas de uso odontológico, entre otros. En estos casos la demanda facturable considerará adicionalmente la potencia de placa tomando en cuenta el punto de conexión donde trabajan estos aparatos o la medición de la potencia instantánea de tales equipos. La demanda total facturable corresponderá a la suma de la demanda registrada o calculada según lo establecido en 8.1, más la potencia de placa o potencia instantánea medida de dichos aparatos, afectada por un factor de coincidencia o de simultaneidad para el caso de varios equipos.

9. FACTORES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA¹

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas de pico de la empresa eléctrica (18h00 a 22h00) - DP y la demanda máxima mensual del consumidor - DM .

9.1. REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA - FGD

Para aquellos consumidores que disponen de un registrador de demanda horaria, excepto consumidores industriales en media y alta tensión, y vehículos eléctricos, el factor de gestión de la demanda (FGD) se obtiene de la relación:

$$FGD = \begin{cases} 0.6 & \text{si } \frac{DP}{DM} < 0.6 \\ \frac{DP}{DM} & \text{si } 0.6 \leq \frac{DP}{DM} \leq 1.0 \end{cases}$$

9.2. INDUSTRIALES EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN - FGDI

Para los consumidores industriales en media y alta (numeral 6.2) tensión que disponen de un registrador de demanda horaria, el factor de gestión de la demanda (FGDI), se obtiene de la siguiente manera:

$$FGDI = \begin{cases} 0.50 & \text{si } \frac{DP}{DM} < 0.6 \\ 0.5833 \times \frac{DP}{DM} + 0.4167 \times \left(\frac{DP}{DM}\right)^2 & \text{si } 0.6 \leq \frac{DP}{DM} \leq 0.9 \\ 1.00 & \text{si } 0.9 < \frac{DP}{DM} \leq 1.0 \end{cases}$$

9.3. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS - FCVE²

$$FGDVE = \begin{cases} 0.60 & \text{si } DM \text{ se registra en los periodos de demanda media o base} \\ 1.00 & \text{si } DM \text{ se registre en los periodos de demanda punta} \end{cases}$$

10. FACTOR DE POTENCIA

Se aplica para aquellos consumidores de la categoría general, con medición de energía reactiva, para lo cual se debe considerar:

$$FR_r = \begin{cases} P_{FR_r} = 0 & \text{si } FR_r \geq 0.92 \\ P_{FR_r} = B_{FR_r} \times FSPSEE_i & \text{si } FR_r < 0.92 \rightarrow B_{FR_r} = \frac{0.92}{FR_r} - 1 \end{cases}$$

Donde:

¹ OBSERVAR LO DISPUESTO MEDIANTE RESOLUCIÓN NRO. A/RCONEL 073/15 DE 21 DE OCTUBRE DE 2015.
² OBSERVAR LO DISPUESTO MEDIANTE RESOLUCIÓN NRO. A/RCONEL 041/16 DE 26 DE JUNIO DE 2016.

ANEXO 5: LIMITE APLICACIÓN SAPG



Agencia de
Regulación y Control
de Electricidad



Agencia de
Regulación y Control
de Electricidad

ANEXO

LIMITE DE APLICACIÓN DEL NIVEL TARIFARIO DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL – AÑO 2018

TARIFAS INDUSTRIALES

RESOLUCION NRO. ARCONEL 081/17 DE 26 DE
DICIEMBRE DE 2017

[Handwritten signature]

CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP

NIVEL DE TENSIÓN	TARIFA	REGISTRADOR DE DEMANDA	RANGO DE CONSUMO	USD/Consumidor-mes		
Baja	Industrial Artesanal	Sin Demanda	0 - 300	0,49		
			301 - Superior	3,21		
	Industrial	Con Demanda	0 - 500	0,83		
			501 - 1000	3,38		
			1001 - 1500	4,34		
			1501 - Superior	11,85		
Industrial	Horaria	0 - 500	1,70			
		501 - 1000	5,22			
		1001 - 1500	0,98			
		1501 - Superior	27,40			
Media	Industrial	Con Demanda	0 - 1500	4,22		
			1501 - 2500	18,78		
			2501 - 3500	28,91		
			3501 - Superior	75,82		
			Industrial	Horaria	0 - 1500	4,08
					1501 - 2500	14,78
2501 - 3500	25,22					
3501 - Superior	54,11					
Alta	Industrial (Grupo - A12)	Con Demanda	Exceso	1.522,07		
	Industrial (Grupo - A11)	Horaria - Diferenciada	Exceso	3.423,82		

Resolución Nro. ARCONEL 081/17 de 26 de diciembre de 2017

Coordinación Nacional de Regulación del Sector Eléctrico
Dirección Nacional de Regulación Económica

Página 1 de 11

ANEXO 6: LEY DE DEFENSA CONTRA INCENDIOS



No emita este documento a menos que sea absolutamente necesario



Nota: Artículo reformado por Ley No. 160, publicado en Registro Oficial 984 de 22 de Julio de 1992 .

Art. 27.- Estará exento de responsabilidad el conductor de un vehículo de un cuerpo de bomberos que, haciendo sonar las sirenas, concurriere a prestar auxilio y, por no habersele dejado vía libre, arrollare a un peatón o causare cualquier otro accidente de tránsito.

Art. 28.- Los representantes de las plantas de teléfonos informarán a los cuerpos de bomberos las llamadas falsas de auxilio y, a petición del Primer Jefe, suspenderán el servicio de los teléfonos por los que se hizo la llamada y no reinstalarán el servicio sino previa justificación del pago de la multa impuesta.

CAPITULO IV

De la Competencia y el Procedimiento

Art. 29.- El juzgamiento de las contravenciones establecidas en esta Ley corresponde a las juezas y jueces de contravenciones.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 544 de 9 de Marzo del 2009 .

Art. 30.-

Nota: Artículo derogado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 544 de 9 de Marzo del 2009 .

Art. 31.- El todo cuanto no se oponga a esta Ley, en materia de procedimiento, se estará a lo que dispone el Código de Procedimiento Penal, en lo que fuere aplicable.

CAPITULO V

De los Recursos Económicos

Art. 32.- Además de los recursos económicos señalados por leyes especiales, los cuerpos de bomberos tendrán derecho a una contribución adicional mensual que pagarán los usuarios de los servicios de alumbrado eléctrico a cuyos nombres se encuentren registrados los medidores, en la siguiente escala:

1. El equivalente al cero punto cincuenta por ciento (0.50%) de la remuneración básica mínima unificada los medidores de servicio residencial o particular;
2. El equivalente al uno punto cinco por ciento (1.5%) de la remuneración básica mínima unificada los medidores destinados al servicio comercial; y,
3. El equivalente al tres por ciento (3%) de la remuneración básica mínima unificada a los medidores destinados a los pequeños industriales y el equivalente al seis por ciento (6%) del salario mínimo vital a los medidores de los demás industriales.

Las empresas eléctricas nacionales o extranjeras se encargarán de recaudar tal contribución, incluyendo el rubro respectivo en las planillas que emitan mensualmente, y remitirán, mes a mes, los valores recaudados por dicha contribución, al Cuerpo de Bomberos de su jurisdicción.

Los recursos provenientes de la contribución adicional que se señala en los incisos anteriores, se distribuirán en los siguientes porcentajes: 30% para incrementos salariales; 10% para capacitación y entrenamiento; 50% para equipamiento; y, 10% para el seguro de vida y accidentes del personal bomberil.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 160, publicada en Registro Oficial 984 de 22 de Julio de 1992 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 119, publicada en Registro Oficial 952 de 23 de Mayo de 1996 .

Nota: Artículo reformado por Ley No. 6, publicada en Registro Oficial 99 de 9 de Junio del 2003 .



**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **IBARRA MENÉNDEZ, LUIS FERNANDO**, con C.C: # **091449089-1** autor del trabajo de titulación: **Análisis del proceso de facturación a clientes industriales de media y alta tensión de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil**, previo a la obtención del título de **Ingeniero Eléctrico Mecánico**, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 15 de marzo del 2019

f. _____

Nombre: **IBARRA MENÉNDEZ, LUIS FERNANDO**

C.C: **091449089-1**



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TÍTULO Y SUBTÍTULO:	"ANÁLISIS DEL PROCESO DE FACTURACIÓN A CLIENTES INDUSTRIALES DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN DE LA CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL"		
AUTOR(ES)	IBARRA MENÉNDEZ, LUIS FERNANDO		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	ING. HIDALGO AGUILAR, JAIME RAFAEL		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Eléctrico Mecánica		
TITULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico Mecánico		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	15 de Marzo, 2019	No. PÁGINAS:	DE 84
ÁREAS TEMÁTICAS:	Facturación de energía eléctrica y Eficiencia energética		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Facturación, consumo, horario, demanda, eficiencia, cálculos.		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):			
<p>Es conocido que dentro del ámbito del sector industrial y para los profesionales de la rama eléctrica, no se cuenta con mayor información de cómo una empresa eléctrica de distribución lleva a cabo sus procesos de facturación, más aún como se realizan los cálculos con los cuales se determinan los valores que se mostrarán en la planilla de consumo de energía eléctrica a clientes que tienen aplicada una tarifa industrial. De ahí que se ha dedicado tiempo en tratar de analizar lo que conlleva este tipo de facturación, para luego de ello poder llevar de una manera práctica y sencilla un módulo de enseñanza que permita obtener los valores de una factura en lo referente a clientes de tipo industrial energizados a nivel de Media y Alta Tensión. Con este análisis y estudio realizado a este proceso de facturación, el resultado esperado es obtener cómo se calcula una factura llegando al valor final que deberá pagar el cliente, determinando posteriormente si el cliente pudo obtener un beneficio tarifario acorde al tipo de carga y consumo registrado de acuerdo al uso horario.</p>			
ADJUNTO PDF:	SI	NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	CON	Teléfono: +593-994714720	E-mail: lu_fer_ib@hotmail.com
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE)::	CON LA	Nombre: Philco Asqui, Luis Orlando	
		Teléfono: (04) 2 20933 ext 2007	
		E-mail: luis.philco@cu.ucsg.edu.ec/ute@cu.ucsg.edu.ec	
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			