

*Universidad de Matanzas
Sede: "Camilo Cienfuegos"
Facultad de Ciencias Técnicas*



**ANÁLISIS DE COSTO Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
LA UNIVERSIDAD DE MATANZAS**

Trabajo de Diploma en Ingeniería Mecánica

Autor: Carlos Luis Mayor Lantigua

Matanzas, 2022

*Universidad de Matanzas
Sede: “Camilo Cienfuegos”
Facultad de Ciencias Técnicas*



ANÁLISIS DE COSTO Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UNIVERSIDAD DE MATANZAS

Trabajo de Diploma en Ingeniería Mecánica

Autor: Carlos Luis Mayor Lantigua

Tutor: Ms. C. Gregorio Ruffín Quintana

Cotutor: Ms. C. Pedro Manuel Enríquez Barrios

Matanzas, 2022

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Por medio de la presente declaro que soy el único autor de este trabajo de diploma y, en calidad de tal, autorizo a la Universidad de Matanzas «Camilo Cienfuegos» a darle el uso que estime más conveniente.

NOTA DE ACEPTACIÓN

Miembros del Tribunal:

Presidente

Secretario

Vocal

RESUMEN

Se realiza una revisión bibliográfica del estado actual del consumo eléctrico y la eficiencia energética a nivel mundial y nacional, de los conceptos fundamentales para el entendimiento de la temática y de la composición de las tarifas eléctricas en Cuba. Se realiza un análisis del consumo de energía eléctrica en la Universidad de Matanzas, que comprende: análisis de demanda máxima y factor de potencia en los últimos cinco años de todos los servicios eléctricos, se determina el estado de carga de los transformadores. Se detectan varios problemas que impactan negativamente en la eficiencia energética del centro: demanda máxima sobre contratada, bajo factor de potencia en algunos de los servicios eléctricos y pérdidas por transformación. A partir de este análisis se realiza el cambio de demanda contratada, se calcula la instalación de bancos de capacitores en los servicios eléctricos con bajo factor de potencia, se corrigen errores en la facturación de las pérdidas por transformación y se propone el cambio de bancos de transformadores subcargados. Por último, se realiza un análisis económico de las medidas recomendadas, destacando el potencial beneficio que conlleva la implementación de las medidas recomendadas.

Palabras claves: eficiencia energética; factor de potencia, pérdidas por transformación; demanda máxima contratada.

ABSTRACT

A bibliographic review of the current state of electricity consumption and energy efficiency at world and national level, of the fundamental concepts for the understanding of the subject and of the composition of electricity tariffs in Cuba is carried out. An electricity consumption analysis of the University of Matanzas is carried out, which includes: analysis of maximum demand and power factor in the last five years of all the electric services, the state of load of the transformers is determined. Several problems that have a negative impact on the energy efficiency of the center are detected: over-contracted maximum demand, low power factor in some of the electrical services and transformation losses. Based on this analysis, the contracted demand is changed, the installation of capacitor banks in the electrical services with low power factor is calculated, errors in the billing of transformation losses are corrected and the replacement of underloaded transformer banks is proposed. Finally, it's performed an economic analysis of the recommended measures, highlighting the potential benefit of implementing the recommended measures.

Keywords: energy efficiency; power factor, transformation losses; contracted demand.

TABLA DE CONTENIDO

Introducción	1
Capítulo 1 Revisión Bibliográfica	4
1.1 Crecimiento del consumo eléctrico global.....	4
1.1.1 Impacto ambiental de la producción de electricidad.....	5
1.2 Eficiencia energética.....	5
1.2.1 Beneficios de la eficiencia energética.....	6
1.2.2 Eficiencia energética en Cuba.....	7
1.3 Conceptos básicos sobre electricidad.....	8
1.3.1 Corriente eléctrica.....	8
1.3.2 Diferencia de potencial	8
1.3.3 Potencia eléctrica	9
1.3.4 Factor de potencia	9
1.4 Tarifas Eléctricas	11
1.4.1 Cargo Fijo	11
1.4.2 Cargo Variable	12
1.4.3 Cláusula del Factor de Potencia ($\cos\phi$).....	13
1.4.4 Cláusula de ajuste por variación del precio de los combustibles (Factor K) ...	14
1.4.5 Cláusula de las pérdidas por transformación	15
1.5 Conclusiones parciales del capítulo	15
Capítulo 2 Materiales y métodos	16
2.1 Comprobación de tarifa eléctrica	16
2.1.1 Tarifa aplicada en la Universidad de Matanzas	17
2.2 Comprobación de demanda contratada.....	17
2.2.1 Determinación de la demanda óptima a contratar.....	18
2.3 Comprobación del factor de potencia	19
2.3.1 Cálculo de la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia .	20
2.4 Comprobación del estado de carga y pérdidas de los transformadores	21
2.4.1 Cálculo del estado de carga del transformador	22
2.4.2 Cálculo de las pérdidas generadas por transformación.....	23
2.5 Conclusiones parciales del capítulo	24
Capítulo 3 Análisis de los Resultados.....	26
3.1 Descripción del centro	26
3.2 Resultados del análisis de demanda contratada	27
3.2.1 Servicio Facultad Industrial	27
3.2.2 Servicio Cámara 1	28
3.2.3 Servicio Cámara 2.....	29
3.2.4 Servicio Cámara 3.....	30
3.2.5 Servicio Cámara 4.....	31
3.2.6 Servicio Juan Marinello	32
3.3 Resultados del análisis de factor de potencia.....	32
3.3.1 Servicio Facultad Industrial	33
3.3.2 Servicio Cámara 1	34
3.3.3 Servicio Cámara 2.....	35

3.3.4 Servicio Cámara 3.....	36
3.3.5 Servicio Cámara 4.....	37
3.3.6 Servicio Juan Marinello.....	38
3.4 Cálculo de banco de capacitores.....	38
3.4.1 Servicio Cámara 3.....	39
3.4.2 Servicio Cámara 4.....	40
3.5 Resultado de análisis de pérdidas por transformación.....	41
3.5.1 Servicio Facultad Industrial.....	41
3.5.2 Servicio Cámara 1.....	42
3.5.3 Servicio Cámara 2.....	43
3.5.4 Servicio Cámara 3.....	44
3.5.5 Servicio Cámara 4.....	45
3.5.6 Servicio Juan Marinello.....	46
3.6 Propuesta de cambio de banco de transformadores.....	47
3.6.1 Servicio Facultad Industrial.....	48
3.6.2 Servicio Cámara 1.....	49
3.6.3 Servicio Cámara 2.....	50
3.6.4 Servicio Cámara 3.....	51
3.6.5 Servicio Cámara 4.....	52
3.6.6 Servicio Juan Marinello.....	53
3.7 Análisis económico de las medidas propuestas.....	54
3.7.1 Recontratación de demanda máxima.....	54
3.7.2 Instalación de banco de capacitores en los servicios Cámara 3 y Cámara 4 ...	55
3.7.3 Rectificación de factura.....	55
3.7.4 Cambio de bancos de transformadores.....	56
3.8 Conclusiones parciales del capítulo.....	57
Conclusiones.....	58
Recomendaciones.....	59
Referencias Bibliográficas.....	60
Anexos.....	62
Anexo A: Coeficientes de pérdidas promedio de transformadores según su capacidad	62
Anexo B: Herramienta de Cálculo Excel “Análisis de Demanda”.....	63
Anexo C1: Herramienta de Cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga”, 1ra hoja de	
cálculo: Datos.....	64
Anexo C2: Herramienta de Cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga”, 2da hoja de	
cálculo: Promedio Anual.....	65
Anexo C3: Herramienta de Cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga”, 3ra hoja de	
cálculo: Valores Mensuales.....	66
Anexo D: Registro del factor de potencia de enero del 2018 a septiembre del 2022 ...	67
Anexo E: Aval de implementación de la tesis.....	68

INTRODUCCIÓN

El aumento de precio del petróleo y gas natural, la inestabilidad en su distribución debido al actual conflicto ruso-ucraniano; han provocado un alza de los costos de la electricidad a nivel mundial. El objetivo de limitar el aumento de la temperatura media global a 1.5 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales acordado en la cumbre climática COP26 (ONU, 2021), hace imperante la necesidad de recortar drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este contexto representa un reto extraordinario para la generación de energía, aún dependiente en gran medida de los contaminantes y cada vez más costosos combustibles fósiles. Por lo que la transición a un modelo energético sostenible representa una prioridad de primer orden a nivel mundial, en este sentido los esfuerzos se encuentran mayormente enfocados en dos vertientes: la búsqueda de fuentes de energía alternativa y el aumento de la eficiencia energética (Murdock et al., 2021).

El mejoramiento de la eficiencia energética se puede reconocer como la variante menos costosa y más sostenible, ya que implica hacer un mejor uso de la energía para lograr un mayor aprovechamiento útil de la energía producida, esto se traduce en menor emisión de gases de efecto invernadero e inversión en generación de energía.

En Cuba, al contexto internacional actual, se le suma la grave crisis energética que atraviesa el país producto al déficit de generación. Además, la difícil situación económica hace imposible invertir en nuevas fuentes de generación, por lo que aumentar al máximo la eficiencia energética se hace prioridad; así lo ha reconocido la máxima dirección del país con la implementación de medidas y el llamado al uso racional de la energía.

Sin embargo, aún se requiere mucho trabajo para avanzar en este objetivo, no es suficiente con la voluntad del gobierno. Se necesita un cambio de mentalidad por parte de las personas naturales, empresas e instituciones; que se manifieste en el esfuerzo constante por consumir solo lo necesario y hacer un uso eficiente de la energía (García et al., 2013).

En la Universidad de Matanzas actualmente se desarrolla el proyecto Gestión Universitaria, que comprende entre sus objetivos la reducción de costos por concepto de consumo de energía eléctrica y el mejoramiento de su eficiencia energética. Esto representa una prioridad de la universidad; sin embargo, existen algunas dificultades en su desarrollo:

La universidad presenta un consumo eléctrico sobredimensionado, debido a demanda sobrecontratada; no se conoce el estado de carga de los bancos de transformadores que suplen energía a la universidad ni las pérdidas por transformación que estos generan. Además, la eficiencia energética del centro se ve afectada por bajo factor de potencia y altas pérdidas por transformación.

Ante dicha situación problemática se puede plantear el siguiente **problema científico**:

La Universidad de Matanzas presenta una gestión energética deficiente.

Se plantea como **hipótesis** que:

Es posible mejorar la eficiencia energética de la Universidad de Matanzas mediante la realización de un análisis de costo y consumo de energía eléctrica.

Como parte de la investigación, se lleva a cabo una revisión bibliográfica sobre el estado actual del consumo y la eficiencia energética a nivel mundial y nacional, se plantea la metodología a emplear, con una descripción detallada de los procedimientos y herramientas utilizadas. El estudio llevado a cabo comprende: un análisis del comportamiento de la demanda máxima registrada y el factor de potencia de los últimos cinco años en todos los servicios eléctricos de la institución; se determina el estado de carga de los transformadores y las pérdidas por transformación generadas. Se detectan varios problemas que impactan negativamente en la eficiencia energética del centro: demanda máxima sobrecontratada, bajo factor de potencia en algunos de los servicios y pérdidas por transformación. A partir de este análisis se propone el cambio de demanda contratada y se calcula la instalación de bancos de capacitores en dos de los servicios eléctricos de la universidad para elevar su factor de potencia. Por último, se realiza un análisis económico de las medidas propuestas, destacando el potencial beneficio que conlleva su implementación.

Como resultado, se obtiene una reducción inmediata del importe de la factura eléctrica, a partir de la reconstrucción de demanda máxima y rectificación de pérdidas por transformación. De implementarse el resto de las medidas, es posible reducir aún más el consumo eléctrico de la universidad.

Se plantea como **objetivo general** de esta investigación:

Elevar la eficiencia energética en la Universidad de Matanzas.

Para lo cual se plantean los siguientes **objetivos específicos**:

- Analizar el comportamiento de la demanda máxima registrada con respecto a demanda contratada en todos los servicios eléctricos de la Universidad de Matanzas en el período de enero del 2018 a septiembre del 2021.
- Analizar el comportamiento del factor de potencia en todos los servicios eléctricos de la Universidad de Matanzas en el período de enero del 2018 a septiembre del 2021.
- Calcular banco de capacitores a instalar en servicios con bajo factor de potencia.
- Analizar estado de carga de los transformadores en todos los servicios eléctricos de la Universidad de Matanzas.

CAPÍTULO 1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Como parte de la investigación se lleva a cabo una revisión bibliográfica sobre el estado actual del consumo eléctrico global, su impacto ambiental y la eficiencia energética a nivel mundial y nacional. Se precisan los conceptos fundamentales sobre electricidad y se aborda la estructura e implementación de las tarifas eléctricas cubanas, con el objetivo de brindar al lector un conocimiento básico sobre el tema, para permitir su entendimiento de la investigación.

1.1 Crecimiento del consumo eléctrico global

La energía eléctrica es un elemento clave para el desarrollo económico-social y mejora de la calidad de vida en un país, pues resulta imprescindible para casi todos los consumos y procesos de producción. Por lo tanto, controla el crecimiento y determina muchos aspectos de la actividad humana en general (Lahlou, 2011). El rápido crecimiento económico en las últimas décadas, al estar ligado necesariamente al crecimiento de la demanda de energía, ha provocado un aumento potencial en el consumo de energía eléctrica (Kaygusuz & Bilgen, 2008). Esta tendencia se ha mantenido durante la última década, en la que se ha reportado un crecimiento casi constante de la producción global de energía, siendo aún los combustibles fósiles la fuente principal de energía, como se observa en la figura 1.1.

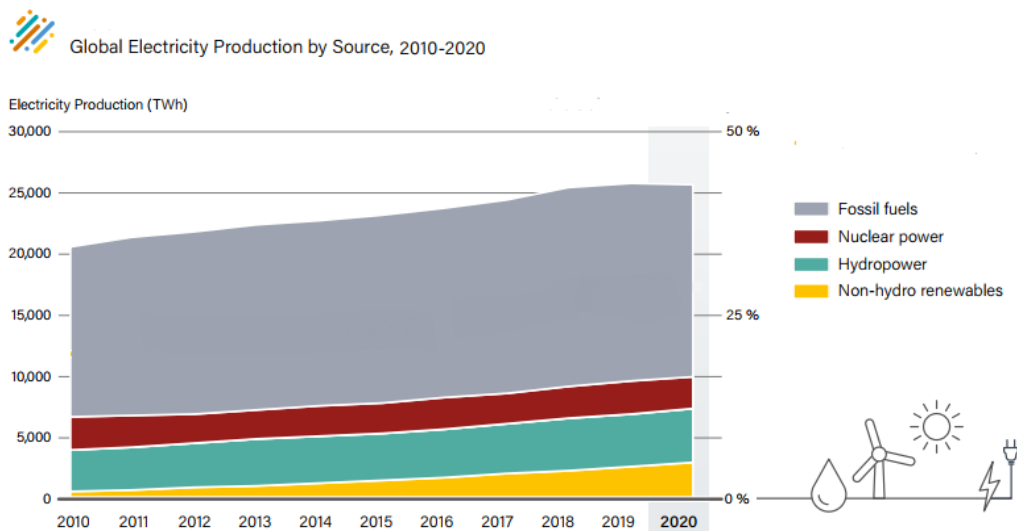


Figura 1.1 Producción global de energía por fuentes. Fuente: ONU, 2021

La demanda mundial de electricidad se redujo solo en el año 2020, la primera caída anual desde la crisis económica mundial de 2008/2009. Debido a la pandemia de COVID-19 se redujo drásticamente los primeros meses del año; sin embargo, la demanda se recuperó a finales de año, lo que resultó en general en una ligera disminución de alrededor del 2% (IEA, 2020).

1.1.1 Impacto ambiental de la producción de electricidad

La producción de energía está asociada a diversas fuentes de emisión de CO₂. Estas incluyen, entre otros, la extracción de petróleo y gas, refinación, emisiones fugitivas de minería y biocombustibles, producción y la quema de combustibles fósiles tanto para la producción de electricidad y para uso directo en sectores de uso final (Sartor, 2016).

El consumo insustentable de energía es una de las principales causas de deterioro ambiental global, incluida la sobreexplotación de recursos renovables y contaminación causada por combustibles fósiles. La producción y uso de energía representan más de dos tercios de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. Entre 2013 y 2018, las emisiones globales de CO₂ relacionadas con la energía crecieron un 1.9% (0.4% por año en promedio), a casi 38 gigatoneladas (Rennings et al., 2012) (Murdock et al., 2021).

1.2 Eficiencia energética

Teniendo en cuenta el gran impacto ambiental que tiene la producción y uso de energía, se hace evidente que, aparejado al crecimiento económico, debe haber un uso eficiente de la energía, de lo contrario se estaría promoviendo un modelo insostenible; en este sentido la eficiencia energética es un elemento importante para lograr un modelo desarrollo sostenible. En este nuevo modelo se plantea mayor participación de las fuentes renovables de energía, pero es necesario acompañar este cambio en la estructura de generación con una reducción del consumo, lo cual solo es posible precisamente a partir de un incremento en la eficiencia energética (Rodríguez & Sarduy, 2014).

Considerando que la eficiencia es la capacidad de lograr un resultado deseado desperdiciando recursos mínimos. En resumen, ser eficiente significa “hacer más con menos”, como se describe en *Green Paper on energy* (European Commission, 2005).

En ingeniería, normalmente la eficiencia se define como la relación entre la salida deseada (efecto útil) y la entrada requerida (recursos utilizados) de cualquier sistema. Por ejemplo, la relación de flujo luminoso emitido por una lámpara (lúmenes), con respecto a la potencia de entrada (vatios).

No se debe confundir eficiencia energética con ahorro. El ahorro indica una reducción en el uso de un determinado recurso, por lo que es una cantidad absoluta de recurso 'no utilizado', mientras que la eficiencia es siempre una cantidad relativa que indica la relación entre la cantidad de recursos usada y el resultado o servicio generado (Pérez-Lombard et al., 2013). En este sentido, prescindir del uso de ciertos servicios o programar apagones puede resultar en ahorro, pero no aumento de la eficiencia.

Para alcanzar mayores niveles de eficiencia energética se pueden seguir dos caminos: uno basado en una mejor administración de la energía con pocas inversiones, implementando un sistema de gestión energética adecuado y otro basado en mejoras tecnológicas, haciendo inversiones en equipos y sistemas más eficientes (Rodríguez & Sarduy, 2014).

1.2.1 Beneficios de la eficiencia energética

Existe una amplia lista de beneficios potenciales que puede reportar la mejora eficiencia energética: ahorro de energía (reducción del consumo de energía), mejora ambiental (reducción de gases de efecto invernadero y otros contaminantes), seguridad energética (reducción de la dependencia de fuentes de energía), costos de energía reducidos (tanto para usuarios y para los servicios públicos), mayor competitividad de la economía y creación de empleo (Schnapp, 2012).

Además, se puede reconocer la eficiencia energética como el elemento menos costoso e indispensable en el establecimiento de un modelo energético sostenible, ya que permite un mayor consumo con la misma energía generada, esto significa que no es necesario incurrir en inversiones para generación adicional, con la contaminación y gasto de recursos que esto representa.

La eficiencia energética como parte del modelo de desarrollo sostenible es fundamental para la preservación, uso y consumo racional de los recursos energéticos en beneficio de la sociedad.

1.2.2 Eficiencia energética en Cuba

La experiencia de Cuba en la implementación de políticas orientadas a la eficiencia energética, pasa en primer lugar por comprender que es un país con escasos recursos energéticos (petróleo, gas, carbón mineral o recursos hídricos). Por otro lado, el incremento gradual de los costos de la energía que repercute negativamente en el desarrollo industrial cubano. Por estas razones, la economía cubana sufre de las embestidas de la crisis en el suministro energético, lo cual se extiende en mayor o menor grado en todos los sectores de la actividad económica (Rodríguez & Sarduy, 2014). Lo que confiere especial importancia al uso racional y eficiente de la energía, sobre todo a partir de una mejor gestión.

En Cuba, desde la década del 90, se vienen fomentando iniciativas desde la máxima dirección del país para fomentar la eficiencia energética, ahorrar al máximo y explotar, en lo posible, la energía renovable en todas las esferas productivas y de consumo de la población. Sin embargo, la gestión energética enfrentó múltiples barreras para consolidar su trabajo y obtener los resultados previstos. La práctica indica que no es suficiente que la máxima dirección del país se preocupe y oriente las políticas a seguir. Es indispensable que los mandos intermedios, organizaciones y empresas asuman como propia esta voluntad, aquí radica el éxito, pero es común que ocurra de otra manera y que se enfrenten barreras.

Entre algunas de las medidas aplicadas en el país para optimizar el uso de los recursos energéticos se encuentran: reducir las importaciones de combustibles, paralizar las producciones en el horario pico, desplazar producciones a otros horarios, aunque incluya la madrugada, paralizar los aires acondicionados no tecnológicos las 24 horas y en el horario pico los tecnológicos, excepto en centros de atención a la población y establecimientos comerciales, paralizar cámaras frías, frigoríficos y equipos de refrigeración en horario pico, reducir los niveles de iluminación en centros comerciales y de servicio, y concluido el horario de trabajo apagar todas las luces innecesarias, establecer un máxima demanda de electricidad en el horario pico para cada una de las provincias y

controlar su cumplimiento, no operar el riego agrícola en el horario pico y en todos los casos posibles realizarlo solo durante la madrugada.

Por otra parte, se debe señalar que en Cuba se desarrolla el programa de la revolución energética, que en su conjunto busca el uso racional y efectivo de los portadores energéticos. Este programa presupone la distribución de modernos equipos electrodomésticos a la población cubana, así como la instalación de grupos electrógenos para propiciar la vitalidad del servicio eléctrico a diferentes instituciones y al sector residencial (García et al., 2013).

Sin embargo, según Borroto and Monteagudo (2006), hasta el momento el problema de explotar el recurso “eficiencia energética” se aborda en las empresas de una forma muy limitada.

1.3 Conceptos básicos sobre electricidad

1.3.1 Corriente eléctrica

Si a través de la sección de un conductor circula un infinitesimal de carga de dq coulomb durante un infinitesimal de tiempo de dt segundos, la cantidad de electricidad que pasa a través de dicha sección del conductor durante ese infinitesimal de tiempo se denomina corriente eléctrica. La unidad de corriente eléctrica es el ampere (A), se dice que circula una corriente de un ampere de intensidad a través de un conductor eléctrico cuando las cargas en el mismo se mueven a razón de un coulomb por segundo (Amador, 2006).

También se puede definir como el flujo de partículas cargadas, que se mueven a través de un conductor eléctrico o un espacio. Se mide como la tasa neta de flujo de carga eléctrica a través de una superficie o en un volumen de control (Walker, 2014).

1.3.2 Diferencia de potencial

La diferencia de potencial entre dos puntos 1 y 2 de un circuito, es el trabajo o energía asociado con la transferencia de un coulomb (una unidad de carga positiva) desde un punto hasta otro, su unidad de medida es el volt (V) (Amador, 2006).

1.3.3 Potencia eléctrica

Se le denomina a la cantidad de energía eléctrica entregada o absorbida por un elemento por unidad de tiempo. Se expresa en watt (W) y se puede determinar multiplicando la diferencia de potencial por la corriente eléctrica (Amador, 2006):

$$P = v \times i \quad \left(\text{Watt o } \frac{\text{joule}}{\text{s}} \right) \quad (1.1)$$

1.3.4 Factor de potencia

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa suministrada o consumida y la potencia total o aparente y es un número adimensional en el rango cerrado de -1 a 1 . Por tanto, el factor de potencia es una medida del uso eficiente de la potencia de entrada en el sistema eléctrico y se define como la relación entre la potencia real y la potencia aparente total, donde según Samoila (2016) y Popescu et al. (2019):

- La potencia activa es la potencia que alimenta eficazmente el equipo y realiza un trabajo útil y productivo.
- Algunos equipos (por ejemplo, transformadores, motores y relés) requieren potencia reactiva para producir un campo magnético para su funcionamiento; sin embargo, no realiza ningún trabajo real.
- La potencia aparente es la suma vectorial de la potencia activa y reactiva, corresponde a la potencia total requerida para producir la cantidad equivalente de potencia activa para la carga (ver figura 1.2).

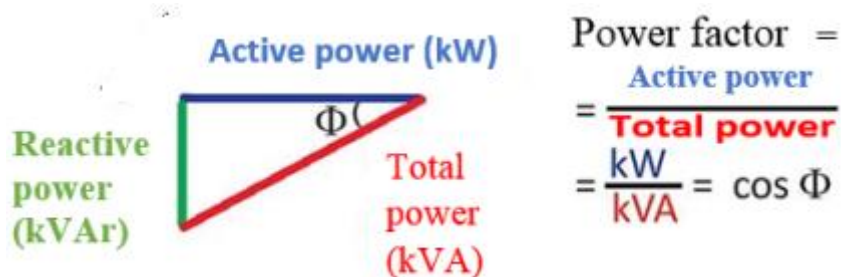


Figura 1.2 Factor de potencia. Fuente: Popescu et al., 2019

La existencia de un bajo factor de potencia puede ser causada por motores de inducción trabajando en vacío, o subcargados poca carga, el uso de dispositivos que presentan inductores, de lámparas fluorescentes, empleo de tecnologías antiguas o mal estado de los equipos.

Corrección del factor de potencia:

La aplicación de técnicas que aproximan esta potencia aparente a la potencia activa sin modificar el voltaje y la corriente de la carga se conoce como corrección del factor de potencia (Rodríguez & Muñoz, 2022).

La corrección del factor de potencia puede ser necesaria cuando un sistema tiene un factor de potencia inferior al 90 % (o 0,9). Un factor de potencia bajo puede contribuir a la inestabilidad y mal funcionamiento del equipo, así como costos de energía significativamente más altos de lo necesario, porque se necesita más corriente para realizar la misma cantidad de trabajo.

Al optimizar y mejorar el factor de potencia, se mejora la calidad de la energía, reduciendo la carga en el sistema de distribución de electricidad. Es una solución que permite ventajas técnicas y económicas, de hecho, la gestión de una instalación de bajo consumo energético implica un incremento de costes para la autoridad que suministra la energía eléctrica, que en consecuencia aplica una estructura tarifaria que penaliza la retirada de energía con factores de potencia reducidos (Popescu et al., 2019).

Aunque existe un amplio abanico de posibilidades, una de las técnicas más habituales para reducir los efectos asociados a la circulación de estas corrientes ineficaces, tanto en sistemas monofásicos como trifásicos, consiste en conectar dispositivos reactivos (capacitivos) estáticos o dinámicos en paralelo (Rodríguez & Muñoz, 2022).

El mejoramiento del factor de potencia implica muchas ventajas, entre ellas un mejor aprovechamiento de las máquinas eléctricas (generadores y transformadores) y de las líneas eléctricas (líneas de transmisión y distribución), reducción de pérdidas, reducción de caídas de tensión (Popescu et al., 2019).

1.4 Tarifas Eléctricas

En Cuba las tarifas eléctricas están diferenciadas por niveles de voltaje o tensión (Alta, Media y Baja) y se aplican en pesos cubanos (CUP) a clientes no residenciales y residenciales, según proceda en cada caso, independientemente a si son empresas 100 % cubanas, Empresas Mixtas, Asociaciones Económicas Internacionales o entidades extranjeras radicadas en el país.

Las tarifas se agrupan en tres clasificaciones que se aplicarán a los consumidores que se encuentran conectadas a la red de Alta Tensión, consumidores de Media y de Baja Tensión, independiente de la actividad que realicen, exceptuando los regadíos agrícolas que tienen tarifas específicas (UNE, 2021b). Estas son:

- A. Tarifa para consumidores ubicados en la alta tensión.
- M. Tarifa para consumidores ubicados en la media tensión.
- B. Tarifa para consumidores ubicados en la baja tensión.
- Al. alumbrado público que no cuente con medición independiente se le aplicará la tarifa B-1.

Las tarifas no residenciales en su mayoría se forman por la suma de dos precios básicos: un cargo fijo y un cargo variable, siendo el cargo fijo el costo del nivel de la máxima demanda de potencia contratada (kW), el importe del cargo variable viene dado por el consumo en kilowatt hora (kWh). Además, se aplica un ajuste por variación del precio de los combustibles y constan de bonificaciones por concepto de elevación del factor de potencia, o penalización por disminución, según sea el caso.

1.4.1 Cargo Fijo

El importe por el cargo fijo depende del nivel de la máxima demanda de potencia contratada (kW). Este parámetro expresa el nivel de uso de la potencia, que según contrato se compromete el cliente a tener como máximo, de acuerdo con su acomodo de carga para aplanar en lo posible su curva diaria de demanda máxima y depende de la cantidad de carga (equipos, luminarias, etc.) y de su factor de coincidencia (equipos conectados

simultáneamente), así como del régimen de trabajo de los mismos (BOLAÑOS, 2021) (UNE, 2021b).

El cobrar por este concepto pretende estimular a los clientes a no incurrir en “picos” en su uso durante todo el día, aplanándose lo más posible la curva de su demanda diaria y a no solicitar instalaciones para el suministro de electricidad mayores de lo necesario, que requieren de nuevas inversiones. El nivel de demanda máxima contratada puede reducirse como consecuencia del resultado de medidas de acomodo de carga o manejo de demanda, con menos gastos para el cliente por la potencia demandada y como consecuencia reducir el precio promedio del kWh comprado. Se permite a todos los clientes variar la demanda contratada una vez al año y dos veces al año en caso de los clientes cíclicos por períodos no menores de tres meses.

En caso de sobrepasar el nivel de demanda máxima contratada durante los horarios establecidos para cada tarifa, se contempla triplicar el monto correspondiente al cargo fijo, por cada kW en exceso (penalización por demanda); para las tarifas de Alta Tensión entre las 17:00 horas. y las 21:00 horas (pico eléctrico) y para tarifas de Media Tensión desde 05:00 horas hasta las 21:00 horas, excepto la tarifa M1-D, que contrata la demanda durante el horario pico. En los horarios que cada tarifa no regula la demanda a contratar se permite el registro de valores superiores a la demanda contratada sin sobrepasar la que técnicamente puede suministrar la capacidad instalada en transformación.

La demanda contratada a todos los clientes se les permitirá variarla una vez al año y dos veces al año en caso de los clientes cíclicos por períodos no menores de tres meses (UNE, 2021b).

1.4.2 Cargo Variable

El cargo variable se establece por el consumo de energía, en kilowatt hora (kWh). El cobro por este concepto se diferencia por horarios del día en los consumidores que tienen más de un turno de trabajo, siendo el precio del kWh en el pico mayor para desestimular el consumo en ese horario.

Los períodos del día para la aplicación de las tarifas serán:

- Día: de las 05:00 horas a las 17:00 horas
- Pico eléctrico: de las 17:00 horas a las 21:00 horas
- Madrugada: de las 21:00 horas a las 05:00 horas del día siguiente.

1.4.3 Cláusula del Factor de Potencia (Cosφ)

El suministro de energía eléctrica a los servicios de cualquier demanda, para el racional funcionamiento del Sistema Electro energético Nacional debe ser con un factor de potencia (Cosφ) de 0.90 o mayor, ya que valores menores del Cosφ llevan a transmitir innecesariamente energía reactiva por las líneas del SEN, provocando pérdidas eléctricas en las redes. Por este motivo los clientes que registren un factor de potencia superior a 0,92 son bonificados según la siguiente ecuación donde la facturación normal no incluye penalizaciones y el factor de potencia es el real del período hasta un valor máximo de 0,96.

$$\text{Bonificación} = \text{Facturación Normal} * \left(\frac{0.92 - F.Pot.Real}{F.Pot.Real} \right) \quad (1.2)$$

Cuando el factor de potencia sea mayor de 0.96, la bonificación se calcula utilizando el valor del factor de potencia hasta 0.96. Si es inferior a 0.90, el cliente es penalizado. La penalización es el importe que resulte de la siguiente ecuación donde la facturación normal no incluye otras penalizaciones y el factor de potencia es el real del período (UNE, 2021b).

$$\text{Penalización} = \text{Facturación Normal} * \left(\frac{0.90 - F.Pot.Real}{F.Pot.Real} \right) \quad (1.3)$$

Método de cálculo del Factor de Potencia o (Cosφ):

Es el resultado de la aplicación del Cosφ, a la arco-tangente de la división entre la energía reactiva (kVArh) medida en los cuadrantes I y IV y la energía activa (kWh), medida en un período de tiempo mayor de veinticuatro horas y/o hasta el período de facturación:

$$\text{Cos}\phi = \text{Cos} (\text{arc tan} (kVArh / kWh)) \quad (1.4)$$

En los casos que el servicio no tenga instalado equipo de medición de energía reactiva, se toma como factor de potencia del mismo el promedio resultante de mediciones realizadas durante veinticuatro horas, como mínimo (UNE, 2021b).

1.4.4 Cláusula de ajuste por variación del precio de los combustibles (Factor K)

Se aplica a todo tipo de tarifa que así lo estipule, independientemente de la moneda de pago establecida por el Ministerio de Economía de Planificación. Se aplicará multiplicando el importe del Cargo Variable por el factor de ajuste de variación del precio del combustible (K). El cálculo del factor K se hará con 4 decimales.

Para todas las tarifas se define que parte del precio es fijo y que parte es variable. A los efectos de aplicar el factor K, solo se multiplica por el importe correspondiente al costo variable.

Factor K: Se expresa como un coeficiente cuyo valor refleja la proporción en que varía el promedio ponderado de los precios de todos los combustibles usados en la generación, así como por la estructura de los volúmenes y tipos de combustibles utilizados en la generación (UNE, 2021b).

$$K = \frac{\text{Precio promedio, ponderado, de los combustibles, mensual (CUP/ton)}}{\text{Precio promedio ponderado de los combustibles, como base de la tarifa (CUP/ton)}} \quad (1.5)$$

El precio promedio ponderado del combustible del mes se determina por la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{PFO} \times \text{Consumo FO} + \text{PC} \times \text{Consumo C} + \text{PGO} \times \text{Consumo GO}}{\text{Consumo FO} + \text{Consumo C} + \text{Consumo GO}} \quad (1.6)$$

Dónde:

PFO: Precio promedio de Fuel-Oil del mes.

PC: Precio promedio de Crudo del mes.

PGO: Precio promedio de Gas-Oil (Diesel) del mes.

Consumo FO: Consumo Real de Fuel-Oil del mes.

Consumo C: Consumo Real de Crudo del mes.

Consumo GO: Consumo Real de Gas-Oil (Diesel) del mes.

1.4.5 Cláusula de las pérdidas por transformación

Método de Cálculo de Pérdidas Totales en Transformadores de Distribución:

$$PT = P_{FE} * t_3 + (kVAr / kVAn)^2 * P_{CU} * T_1 \quad (1.7)$$

Dónde:

PT: Pérdidas totales que se producen en un transformador.

P_{FE}: Pérdidas de hierro (kW). Ver Anexo A

t₃: Tiempo en horas en que está energizado el transformador (h).

(24 horas * 30 días) = 720 horas / mes.

kVAr: Consumo del mes.

(kWh) / T₁ * fp = kVA reales.

fp: El cálculo de acuerdo a los datos del metro contador de energía activa y energía reactiva, o igual a 0,9 cuando no existe metro contador de energía reactiva.

P_{CU}: Pérdidas de cobre (kW). Ver Anexo A

T₁: Tiempo de trabajo en que interactúa la corriente de carga (h).

Un turno: 200h / mes; Dos turnos: 400h / mes; Tres turnos: 720h / mes.

kVAn: kVA nominales.

1.5 Conclusiones parciales del capítulo

1. Lograr la eficiencia energética representa una prioridad para promover un modelo de desarrollo sostenible.
2. La gestión energética impacta significativamente en el importe de la factura eléctrica de una institución, independientemente de su consumo.
3. Como parte de una buena gestión energética se debe: evitar penalización por registrar bajo factor de potencia o exceder la demanda máxima contratada, mantener las pérdidas por transformación al mínimo necesario.

CAPÍTULO 2 MATERIALES Y MÉTODOS

Se brinda una explicación detallada de los procedimientos realizados, que incluye el funcionamiento y modo de uso de los softwares diseñados, metodologías empleadas en cada análisis, fórmulas utilizadas y elementos a considerar. De forma que sea posible entender y replicar la investigación realizada en otro contexto.

2.1 Comprobación de tarifa eléctrica

Para comprobar si la tarifa eléctrica contratada es la correcta a aplicar en cada caso, se tendrán en cuenta las características propias del centro y de su actividad, en cuanto a:

1. Tipo de alimentación:

Corresponderá una tarifa de Media o Alta Tensión a todos los servicios de consumidores que se alimentan de una subestación o banco de transformadores exclusivo, entiéndase por transformador exclusivo que exista entre el transformador de suministro y el consumidor, solo la acometida. Siendo de Alta Tensión aquellos alimentados por una subestación exclusiva cuyo voltaje primario sea de 110 kV o 220 kV.

A todos los servicios de consumidores cuya acometida se alimente de un circuito secundario de distribución (No exclusivo), se le aplicará una tarifa de Baja Tensión, incluyendo tarifas residenciales (UNE, 2021b).

2. Tipo de actividad y duración de la misma:

Se comprobará la tarifa a aplicar según el régimen de actividad y características del establecimiento. Según establece UNE (2021b), se aplicará tarifa con actividad continua a todos los servicios de consumidores clasificados como de Media o Alta Tensión con equipo de medición de tres registros. Reportando 3 registros de consumo: Día, Pico y Madrugada, los cuales se cobrarán por distintos precios.

2.1.1 Tarifa aplicada en la Universidad de Matanzas

En todos los servicios eléctricos de la Universidad de Matanzas se aplica la tarifa M1A: Tarifa de Media Tensión con Actividad Continua, esta se aplica a consumidores clasificados como de Media Tensión cuya actividad sea continua, reportando 3 registros de consumo: Día, Pico y Madrugada.

Según se establece en UNE (2021b) la Tarifa M1A contempla pago por cargo fijo y pago por cargo variable. Además, Se aplica la cláusula del factor de potencia y la cláusula de ajuste por variación del precio de los combustibles.

Se pagan 94.00 CUP mensual por cada kW de máxima demanda contratada en el horario comprendido entre las 5:00 y las 21:00 horas. Si la demanda máxima registrada en el horario establecido, es mayor que la demanda máxima contratada, se facturará la contratada al precio de la tarifa y el exceso al triple de su valor, 282.00 CUP por cada kW.

Sólo se permitirá contratar dos valores de demanda al año, por períodos no menores de tres meses a los consumidores cíclicos o por períodos de alta y baja en el caso de las instalaciones hoteleras.

Por cada kWh consumido en el horario pico:

$$(3.1672 \text{ CUP/kWh} * K + 0.8595 \text{ CUP/kWh}) * \text{Consumo pico en kWh} \quad (2.1)$$

Por cada kWh consumido en el horario del día:

$$(1.5869 \text{ CUP/kWh} * K + 0.8595 \text{ CUP/kWh}) * \text{Consumo día en kWh} \quad (2.2)$$

Por cada kWh consumido en el horario de la madrugada:

$$(1.0601 \text{ CUP/kWh} * K + 0.8595 \text{ CUP/kWh}) * \text{Cons. madrug. en kWh} \quad (2.3)$$

2.2 Comprobación de demanda contratada

La demanda contratada determina el importe por el cargo fijo, esta representa la demanda máxima que puede registrar el servicio sin sufrir penalización y se contrata en cantidad de

Kilowatt (kW). En caso de registrar una demanda superior a la contratada se pagarán los kW excedidos al triple de lo establecido por la tarifa; sin embargo, de registrarse una demanda inferior, igualmente se pagaría la cantidad de kW contratada. Es por esto que es un elemento a revisar minuciosamente al analizar la factura eléctrica cada mes.

Para comprobar si la demanda contratada es la correcta se realiza un análisis del comportamiento de la demanda registrada mensual durante los últimos 5 años, mediante el que se observarán las tendencias de la misma y su variación con respecto a la demanda contratada; para determinar si esta se encuentra contratada en exceso o defecto, buscando la demanda óptima a contratar. En este sentido, no importa que en algunos meses se perciba penalización, siempre y cuando se ahorre más en los restantes meses al no contratar en exceso, de forma que supere lo pagado por penalización.

Se debe hacer un análisis crítico del período analizado y los datos resultantes, teniendo en cuenta las situaciones que pudieran haber causado una variación en la demanda registrada, como períodos de mantenimiento, cese de actividades, así como una sobredemanda registrada por alguna situación excepcional; en ese caso, dichos valores deben obviarse a la hora de buscar la configuración óptima.

Todos los datos de las facturas eléctricas utilizados para el análisis se obtuvieron del libro maestro de la Unión Eléctrica Nacional (UNE) de cada año (UNE, 2018, 2019, 2020, 2021a, 2022).

2.2.1 Determinación de la demanda óptima a contratar

Para determinar la demanda óptima a contratar se diseñó la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Demanda” (Ver Anexo B), en la que se tabula la demanda registrada y contratada para cada mes consecutivamente, a partir de estos datos se determina el importe a pagar por concepto de cargo fijo; en caso de no exceder la demanda contratada, mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Importe (CUP)} = DC * \text{Precio kW (CUP)} \quad (2.4)$$

Donde:

DC: Demanda contratada (kW).

El precio de kW contratado dependerá de la tarifa empleada.

En caso de exceder la demanda contratada se añade el importe de los kW excedidos al tripe de su precio, quedando la siguiente ecuación.

$$\text{Importe (CUP)} = DC * \text{Precio kW(CUP)} + (DR - DC) * \text{Precio kW(CUP)} * 3 \quad (2.5)$$

Donde:

DR: Demanda máxima registrada (kW).

Se halla la sumatoria de todos los importes mensuales para obtener el importe anual. Se introduce en la hoja de cálculo la demanda sugerida a contratar y se repite el mismo procedimiento antes descrito para hallar el importe anual con la nueva demanda. Por último, se comparan ambos importes en cada año para determinar si la nueva demanda contratada reporta beneficio o pérdida, de esta forma se puede ir variando la demanda sugerida hasta encontrar la óptima; este resultado estará sujeto a la valoración del autor teniendo en cuenta los aspectos prácticos mencionados anteriormente.

2.3 Comprobación del factor de potencia

Se realiza un análisis del comportamiento del factor de potencia mensual registrado durante los últimos 5 años en todos los servicios de la universidad, para conocer si existe bonificación o penalización por concepto de factor de potencia. De esta forma determinar si es necesaria la implementación de medios compensadores del mismo.

El factor de potencia en servicios de cualquier demanda, para el racional funcionamiento del Sistema Electro energético Nacional debe ser igual o mayor que 0.90. De lo contrario, valores menores del $\text{Cos}\phi$ llevan a transmitir innecesariamente energía reactiva por las líneas del Sistema Electro-Energético Nacional (SEN), provocando pérdidas eléctricas en las redes. Por este motivo los clientes que registren un factor de potencia superior a 0.92 son bonificados hasta un máximo de 0.96, de acuerdo con la ecuación 1.2; por el contrario, aquellos que registren un factor de potencia inferior a 0.90 son penalizados, según la

ecuación 1.3. El escenario ideal sería mantener un factor de potencia igual o mayor que 0.96 para obtener la máxima bonificación; en cualquier caso, al menos debe ser igual o mayor a 0.90, de lo contrario se recibiría un importe mayor por penalización.

Todos los datos de las facturas eléctricas utilizados para el análisis se obtuvieron del libro maestro de la Unión Eléctrica Nacional (UNE) de cada año (UNE, 2018, 2019, 2020, 2021a, 2022).

2.3.1 Cálculo de la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia

Cuando la carga que se va a compensar no presenta variaciones importantes durante la jornada de trabajo, el cálculo de la potencia reactiva de los capacitores a instalar ($ckVAr$) puede realizarse a partir de la factura eléctrica.

Para esto se determina el factor de potencia promedio existente en la instalación, al que se le denominará $\text{Cos}\phi_1$, mediante la siguiente ecuación (Amador, 2006):

$$\text{Cos}\phi_1 = \text{Cos} \left(\tan^{-1} \left(\frac{\sum kVArh}{\sum kWh} \right) \right) \quad (2.6)$$

Donde:

$\sum kVArh$: Sumatoria de consumos reactivos mensuales (kVArh).

$\sum kWh$: Sumatoria de consumos activos mensuales (kWh).

La potencia reactiva necesaria de los capacitores, para corregir el factor de potencia existente en la instalación a un nuevo valor de $\text{Cos}\phi_2$, se puede calcular aplicando directamente la siguiente expresión derivada de las relaciones del triángulo representativo de la potencia aparente, activa y reactiva (Viego et al., 2002):

$$ckVAr = kW(\tan\phi_1 - \tan\phi_2) \quad (kVA) \quad (2.7)$$

Donde:

$$\tan\phi_1 = \tan(\text{Cos}^{-1}(\text{Cos}\phi_1)) \quad (2.8)$$

$$\tan\varphi_2 = \tan(\text{Cos}^{-1}(\text{Cos}\varphi_2)) \quad (2.9)$$

kW: Potencia instalada (kW). Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$kW = \frac{\text{Consumo activo mensual promedio}}{\text{No.horas de trabajo}} \quad (2.10)$$

2.4 Comprobación del estado de carga y pérdidas de los transformadores

Se realiza un análisis del estado de carga de los transformadores, esto permite conocer si se encuentran en condiciones de sobreexplotación o subexplotación. Cualquiera de las dos variantes es inconveniente, ya que un transformador sobreexplotado genera inestabilidad en el suministro eléctrico; además, puede ocasionar salidas de servicio por sobrecalentamiento o averías y disminuye la vida útil del transformador. Sin embargo, un transformador subcargado representa un desperdicio de recursos, ya que aumenta el importe de la factura eléctrica, debido a las pérdidas por transformación, por otro lado, los transformadores son un recurso escaso en nuestro país por lo que un transformador subutilizado pudiera ser utilizado en otro lugar que si lo requiera.

Para el cálculo del estado de carga de los transformadores, pérdidas generadas por transformación y propuesta de cambio del banco de transformadores; se diseñó la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga”. La misma permite obtener los resultados para dos bancos de transformadores diferentes; de forma que sea posible comparar dos opciones distintas y valorar si es necesario o viable cambiar el banco de transformadores.

La herramienta Excel se divide en cuatro hojas de cálculo, en la primera se introducen los datos de consumo eléctrico en un período de 12 meses y las características de ambos bancos de transformadores (Ver Anexo C1).

En la segunda hoja de cálculo se muestran los resultados promedio anuales para las dos series de datos (Ver Anexo C2):

- Potencia aparente real
- Coeficiente de carga

- Pérdidas por transformación
- Sobrecarga máxima

Para el cálculo de sobrecarga máxima el software permite seleccionar una demanda máxima histórica diferente de la registrada en el período analizado, de esta forma es posible analizar si el banco de transformadores permite condiciones de carga diferentes de lo registrado, de dejarse en blanco este campo, se utilizará la demanda máxima registrada en el período estudiado. Finalmente, el software indicará si el banco de transformadores cumple o no con la condición de sobrecarga máxima.

En la tercera hoja de cálculo se muestran los resultados de estado de carga y pérdidas por transformación mes a mes, de forma que sea posible realizar un análisis más detallado (Ver Anexo C3).

La cuarta hoja de cálculo muestra los valores de coeficientes de pérdidas por transformación según la potencia del transformador (Ver Anexo A). No obstante, de ser utilizado transformadores monofásicos, el programa los seleccionará automáticamente.

Todos los datos de las facturas eléctricas utilizados para el análisis se obtuvieron del libro maestro de la Unión Eléctrica Nacional (UNE) de cada año (UNE, 2018, 2019, 2020, 2021a, 2022).

2.4.1 Cálculo del estado de carga del transformador

Las fórmulas utilizadas por el software son las siguientes:

Para determinar el estado de carga, se calcula el $\text{Cos}\phi$ según la ecuación 2.6, luego la potencia aparente real en kVA, mediante la siguiente ecuación:

$$S_r = \frac{\text{Consumo Activo (kWh)}}{\text{Cos}\phi \times \text{Cant.horas.mes}} \quad (2.11)$$

Se calcula el estado de carga del banco de transformadores mediante la siguiente ecuación:

$$Kc = \frac{Sr}{Sn} \quad (2.12)$$

Donde:

S_n : Potencia nominal del banco de transformadores (kVA).

Si el Kc del transformador es menor del 70 %, se considera su cambio por uno de menor potencia; para esto es necesario comprobar que cumpla con la condición de sobrecarga máxima, según el siguiente procedimiento.

Se calcula la potencia sistemática del transformador:

$$S_{sist} = S_n + S_{ad} \quad (2.13)$$

Donde:

S_{ad} : Potencia adicional admisible (kVA), se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$S_{ad} = S_n [1 - (K2)] \times 0.3 \quad (2.14)$$

Donde:

$K2$: coeficiente de llenado, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$K2 = \frac{Sr}{S_{max}} \quad (2.15)$$

Donde:

$$S_{m\acute{a}xima} = \frac{\text{Demanda m\acute{a}x.mayor del a\~{n}o}}{\text{Cos}\phi \text{ (prom.anual)}} \quad (2.16)$$

Si la potencia sistemática que permite el transformador es mayor que la potencia máxima, este cumple con la condición de sobrecarga máxima y se puede cambiar el transformador instalado por el propuesto.

2.4.2 Cálculo de las pérdidas generadas por transformación

Las fórmulas utilizadas por el software son las siguientes:

Se determinan las pérdidas totales por transformación, mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta Pt = \Delta Pnu + \Delta Pcu \times (Kc)^2 \quad (2.17)$$

Donde:

ΔPnu : Pérdidas del núcleo (kWh).

ΔPcu : Pérdidas de cobre (kWh).

$$\Delta Pnu = No. de Transformadores \times P_{FE} \times t_3 \quad (2.18)$$

Donde:

P_{FE} : Pérdidas de hierro promedio (kW). Ver Anexo A

t_3 : Tiempo en horas en que está energizado el transformador.

(24 horas * 30 días) = 720 horas / mes.

$$\Delta Pcu = No. de Transformadores \times Pcu \times T_1 \times Kc^2 \quad (2.19)$$

Donde:

Pcu – Pérdidas de cobre promedio (kW). Ver Anexo A

T_1 – Tiempo de trabajo en que interactúa la corriente de carga.

Un turno: 200h / mes; Dos turnos: 400h / mes; Tres turnos: 720h / mes.

2.5 Conclusiones parciales del capítulo

1. La tarifa aplicada en todos los servicios de la Universidad de Matanzas es M1A.
2. Se diseña la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Demanda” para determinar la demanda máxima óptima a contratar.

3. Se diseña la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga” para determinar el estado de carga de un banco de transformadores y valorar su sustitución.

CAPÍTULO 3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Se brinda una breve descripción del centro y de las características de los servicios eléctricos que lo componen. Se exponen los resultados obtenidos y deficiencias detectadas en la gestión energética del centro, se proponen medidas para mejorar la eficiencia energética y reducir los costos de electricidad, haciendo énfasis en el resultado económico proveniente de la aplicación de estas medidas.

3.1 Descripción del centro

La Universidad de Matanzas, fundada el 9 de mayo de 1971; se encuentra ubicada en la ciudad de Matanzas, Cuba. Actualmente se divide en dos sedes: Camilo Cienfuegos y Juan Marinello; está compuesta por siete facultades: Ciencias Empresariales, Ciencias Sociales y Humanidades, Ciencias de la Cultura Física, Idiomas, Ciencias Técnicas, Ciencias Agropecuarias y Educación (Universidad de Matanzas, 2022).

La sede Camilo Cienfuegos comprende 5 servicios eléctricos: Facultad Industrial, Cámara 1, Cámara 2, Cámara 3 y Cámara 4. Los mismos están compuestos de la siguiente forma:

- **Facultad Industrial:** Cafetería, Laboratorio de Física y Química, Tienda; Panamericana, Laboratorios de Informática y Edificio de Facultades.
- **Cámara 1:** Motel, Rectoría, Edificio de Idioma D4, Edificio de Suelo D5, alumbrado exterior, cafeterías.
- **Cámara 2:** Edificios de docencia D1, D2, D3, edificios de becas A, B, C.
- **Cámara 3:** Cocina, Almacén de Víveres, Casa de la Cultura y Hospital, a este se le adicionó al fusionarse con el antiguo servicio de Lavandería en noviembre del 2021 los edificios de becas D y E, Calderas y Bombas, Mantenimiento Constructivo, ATM e Imprenta.
- **Cámara 4:** Laboratorio de Mecánica, Laboratorio de Biotecnología Ambiental y Planta Piloto, CEFAS.

La sede Juan Marinello comprende un único servicio eléctrico, el cual lleva su nombre y abarca la totalidad del establecimiento.

3.2 Resultados del análisis de demanda contratada

Se realizó un análisis de la demanda máxima registrada durante los últimos 5 años en todos los servicios eléctricos de la Universidad de Matanzas, desde enero del 2018, hasta septiembre del 2022.

Se debe destacar que desde septiembre del 2019 el centro presenta características de trabajo anormales, debido a la suspensión parcial o total de las clases presenciales; en un primer momento, a causa del período coyuntural que atravesó el país a finales del 2019 y posteriormente el impacto de la pandemia de Covid-19. Esto se manifiesta en la disminución del consumo y demanda de algunos servicios de la universidad, por lo que se tiene en cuenta para determinar la demanda a contratar.

Los valores de demanda contratada y registrada en cada mes se obtuvieron del libro maestro de la Unión Eléctrica nacional (UNE) de cada año (UNE, 2018, 2019, 2020, 2021a, 2022). Estos datos fueron graficados por el autor para observar su comportamiento durante el período establecido, como se observa a continuación.

3.2.1 Servicio Facultad Industrial

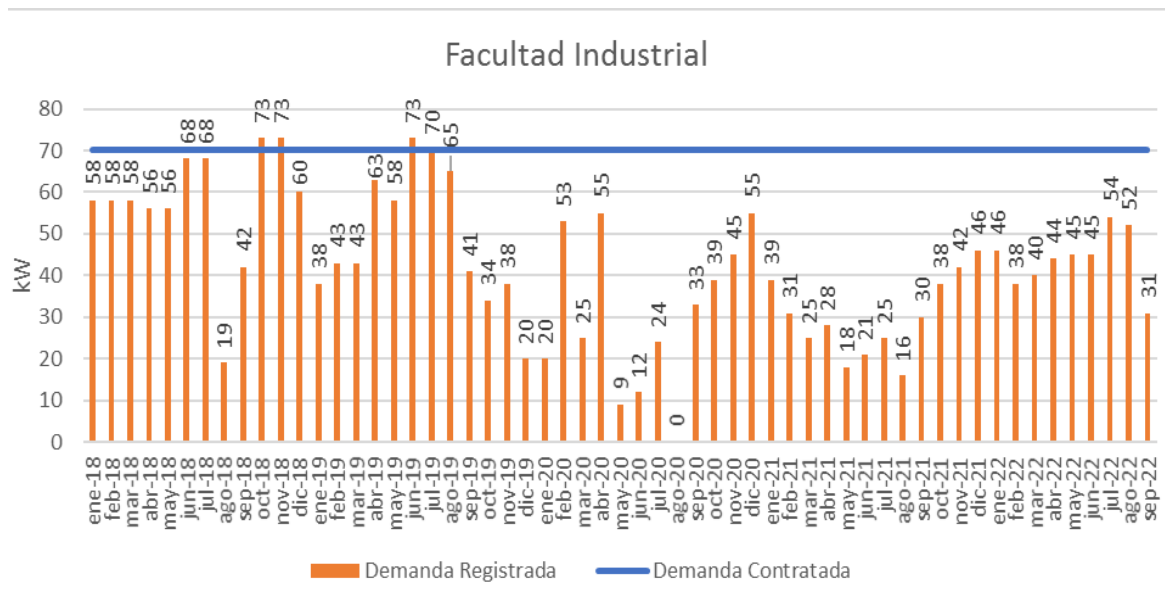


Figura 3.1 Demanda registrada en Facultad Industrial, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

Como se observa en la figura 3.1, durante el período estudiado solo se registró una demanda igual o superior a los 70 kW de demanda contratada en 4 ocasiones, el resto de los meses se ha mantenido por debajo de la misma, siendo la mayoría de los valores menores de 60 kW por lo que se puede concluir que la demanda contratada en el servicio Facultad Industrial se encuentra sobredimensionada, esto quiere decir que se ha pagado innecesariamente por una demanda no utilizada.

Utilizando la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Demanda” creada por el autor se determina una demanda óptima a contratar de 60 kW.

3.2.2 Servicio Cámara 1

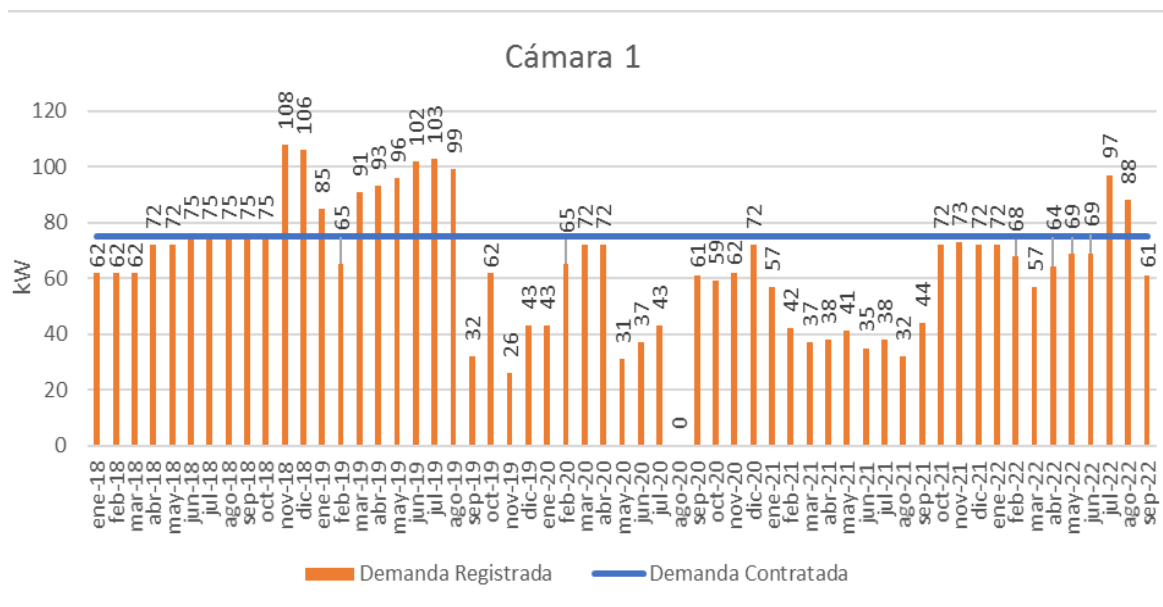


Figura 3.2 Demanda registrada en Cámara 1, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

Como se observa en la figura 3.2, durante el período estudiado la demanda registrada se encuentra, por lo general, cercana a los 75 kW contratados; aunque en algunas ocasiones se registró una demanda mucho menor, esto se debe a las interrupciones causadas por la coyuntura energética y la pandemia de Covid-19. Sin embargo, en varios meses se registró de forma sostenida una demanda superior a la contrata hasta un máximo de 108 kW; esto significa que los kW consumidos por encima de lo contratado se pagarán al triple de su

valor, aumentando considerablemente el importe de la factura eléctrica por concepto de cargo fijo.

Se recomienda mantener la demanda contratada y supervisar la demanda registrada, en caso de que exceda sistemáticamente la contratada aumentar la misma.

3.2.3 Servicio Cámara 2

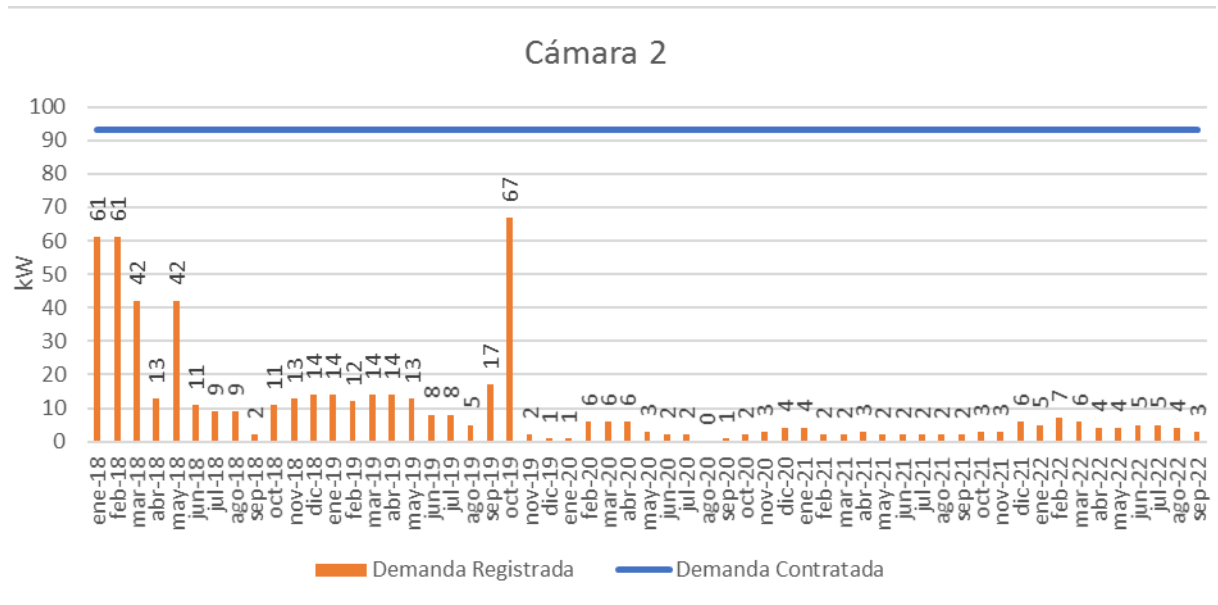


Figura 3.3 Demanda registrada en Cámara 2, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

En la figura 3.3 se puede observar que, durante el período estudiado, solo en 5 ocasiones se registró una demanda superior a 20 kW, siendo la máxima demanda registrada de 67 kW, la demanda contratada es de 93 kW por lo que se puede concluir que la demanda contratada en el servicio Cámara 2 se encuentra gravemente sobredimensionada.

Utilizando la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Demanda” creada por el autor se determina una demanda óptima a contratar de 15 kW.

3.2.4 Servicio Cámara 3

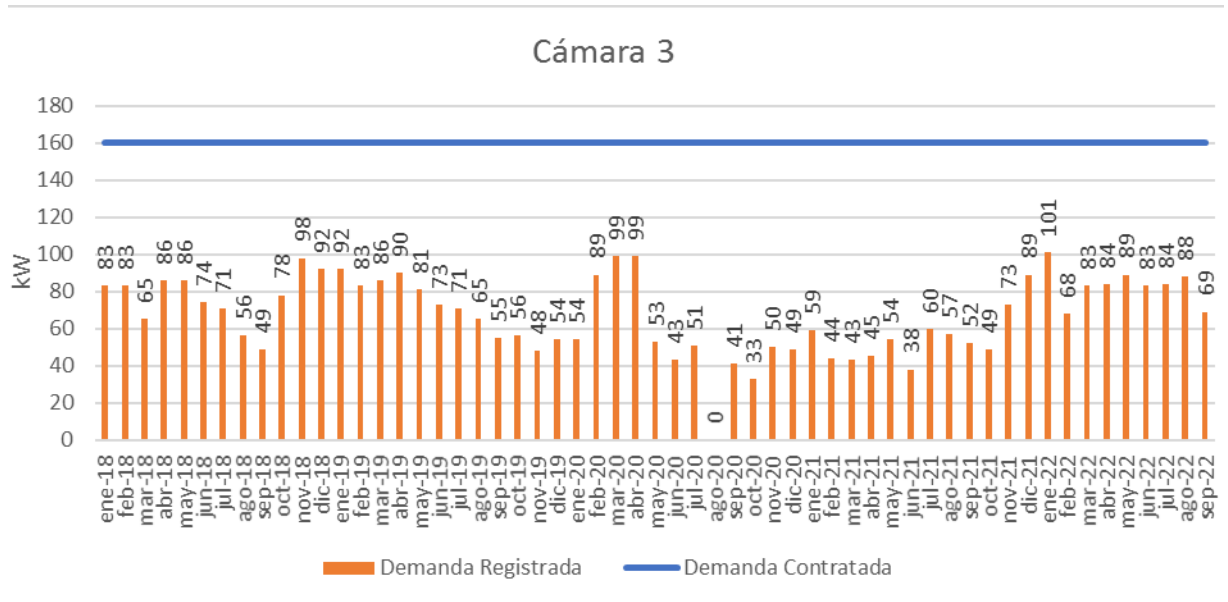


Figura 3.4 Demanda registrada en Cámara 3, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

Como se observa en la figura 3.4, durante el período estudiado nunca se registró una demanda igual o superior a los 160 kW de demanda contratada. Solo en una ocasión se registró una demanda máxima de 101 kW, el resto se mantiene en promedio por debajo de los 90 kW. Por lo tanto, se puede concluir que la demanda contratada en el servicio Cámara 3 se encuentra gravemente sobredimensionada durante todo este período.

Utilizando la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Demanda” creada por el autor se determina una demanda óptima a contratar de 95 kW.

3.2.5 Servicio Cámara 4

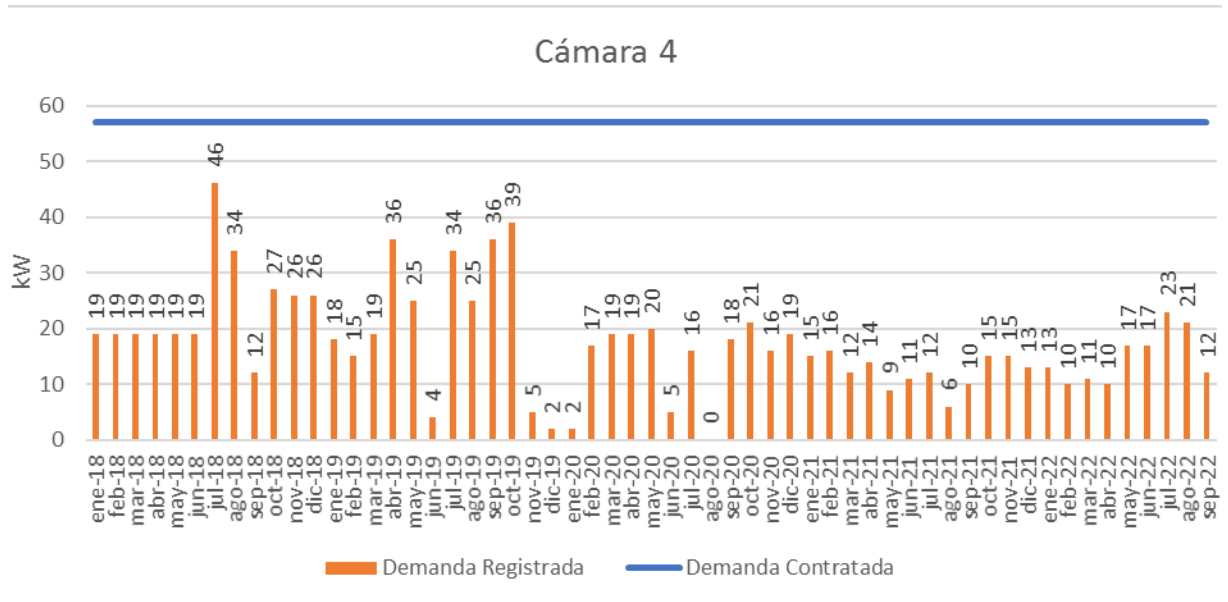


Figura 3.5 Demanda registrada en Cámara 4, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

En la figura 3.5 se puede observar que, durante el período estudiado nunca se registró una demanda igual o superior a los 57 kW de demanda contratada, solo en 6 ocasiones supera los 30 kW, manteniéndose el resto de los meses bien por debajo de la misma, por lo que se puede concluir que la demanda contratada en el servicio Cámara 4 se encuentra sobredimensionada durante todo este período.

Utilizando la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Demanda” creada por el autor se determina una demanda óptima a contratar de 30 kW.

3.2.6 Servicio Juan Marinello

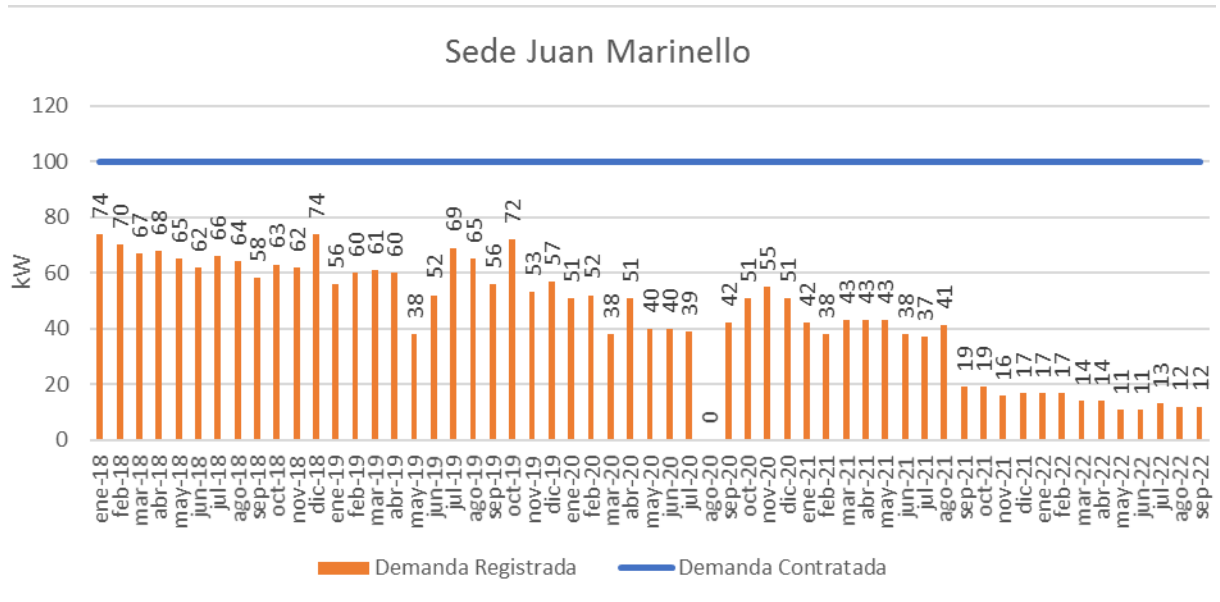


Figura 3.6 Demanda registrada en Juan Marinello, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

Como se observa en la figura 3.6, durante el período estudiado no se registró ninguna demanda igual o superior a los 100 kW contratados, manteniéndose por debajo de los 75 kW en todo momento, por lo que la demanda contratada se encuentra sobredimensionada desde un primer momento. Además, a partir de septiembre del 2021 se observa un descenso notable de demanda máxima registrada, se indagó en el motivo de este descenso y se determinó que desde entonces la gran mayoría de las actividades de la sede Juan Marinello se han trasladado a la sede Camilo Cienfuegos, por lo que la demanda requerida por el servicio eléctrico es aún menor.

Se recomienda contratar 20 kW mientras tanto la sede Juan Marinello no entre en funcionamiento nuevamente.

3.3 Resultados del análisis de factor de potencia

Se realiza un estudio del factor de potencia registrado durante los últimos 5 años en todos los servicios eléctricos de la Universidad de Matanzas, desde enero del 2018, hasta septiembre del 2022. Igualmente teniendo en cuenta las características excepcionales desde

septiembre del 2019, debido al período coyuntural y el impacto de la pandemia de Covid-19.

Los valores de factor de potencia se obtuvieron del libro maestro de la Unión Eléctrica nacional (UNE) de cada año (UNE, 2018, 2019, 2020, 2021a, 2022). Estos datos fueron graficados por el autor para observar su comportamiento durante el período establecido, para conocer los valores mensuales ver Anexo D.

3.3.1 Servicio Facultad Industrial

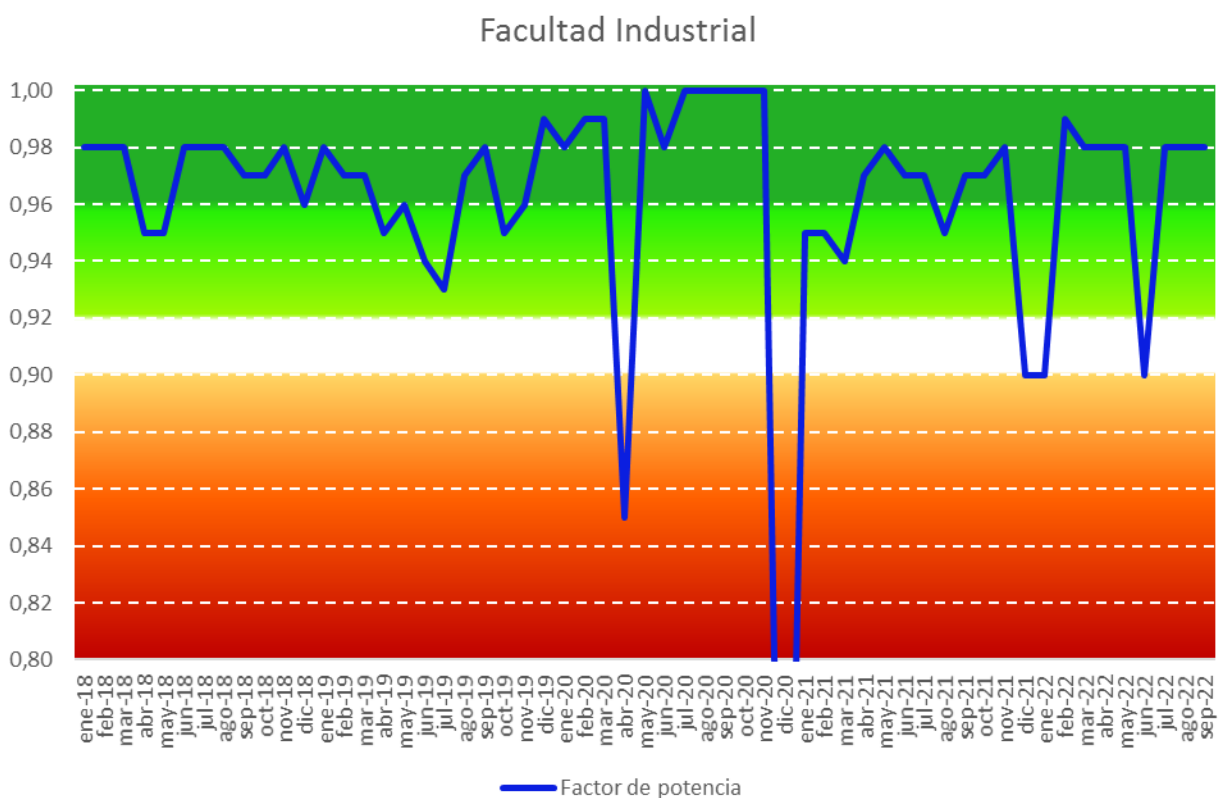


Figura 3.7 Factor de Potencia en Facultad Industrial, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

En la figura 3.7 se puede observar que, durante el período estudiado, el factor de potencia en el servicio Facultad Industrial se mantiene por lo general, encima de 0.96 (Ver Anexo D), alcanzando la máxima bonificación; aunque en algunos casos registró cifras más bajas, aún se mantiene dentro del rango de bonificación, solo en dos ocasiones reportó una penalización. Por lo que no se considera necesario el empleo de medios de compensación

del factor de potencia; sin embargo, se recomienda continuar el seguimiento de su comportamiento y en caso de continuar presentando caídas eventuales en el factor de potencia registrado hacer un análisis de las causas para corregirlas.

3.3.2 Servicio Cámara 1

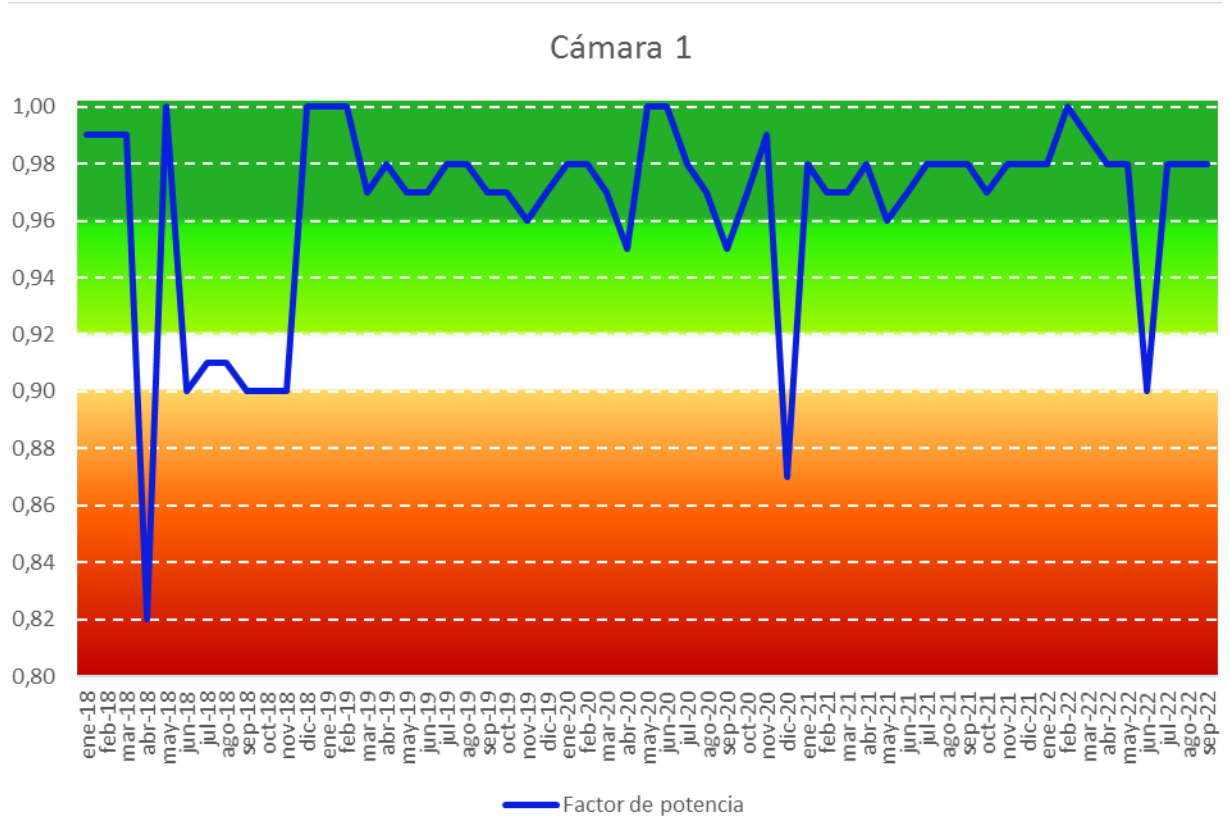


Figura 3.8 Factor de Potencia en Cámara 1, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

En la figura 3.8 se puede observar que, durante el período estudiado, el factor de potencia en el servicio Cámara 1 se encuentra por lo general por encima de 0.96 (Ver Anexo D), alcanzando la máxima bonificación; solo en algunas ocasiones ha descendido por debajo de este valor. Por lo que no se considera necesario el empleo de medios de compensación del factor de potencia; sin embargo, se recomienda continuar el seguimiento de su comportamiento y en caso de continuar presentando caídas eventuales en el factor de potencia registrado hacer un análisis de las causas para corregirlas.

3.3.3 Servicio Cámara 2

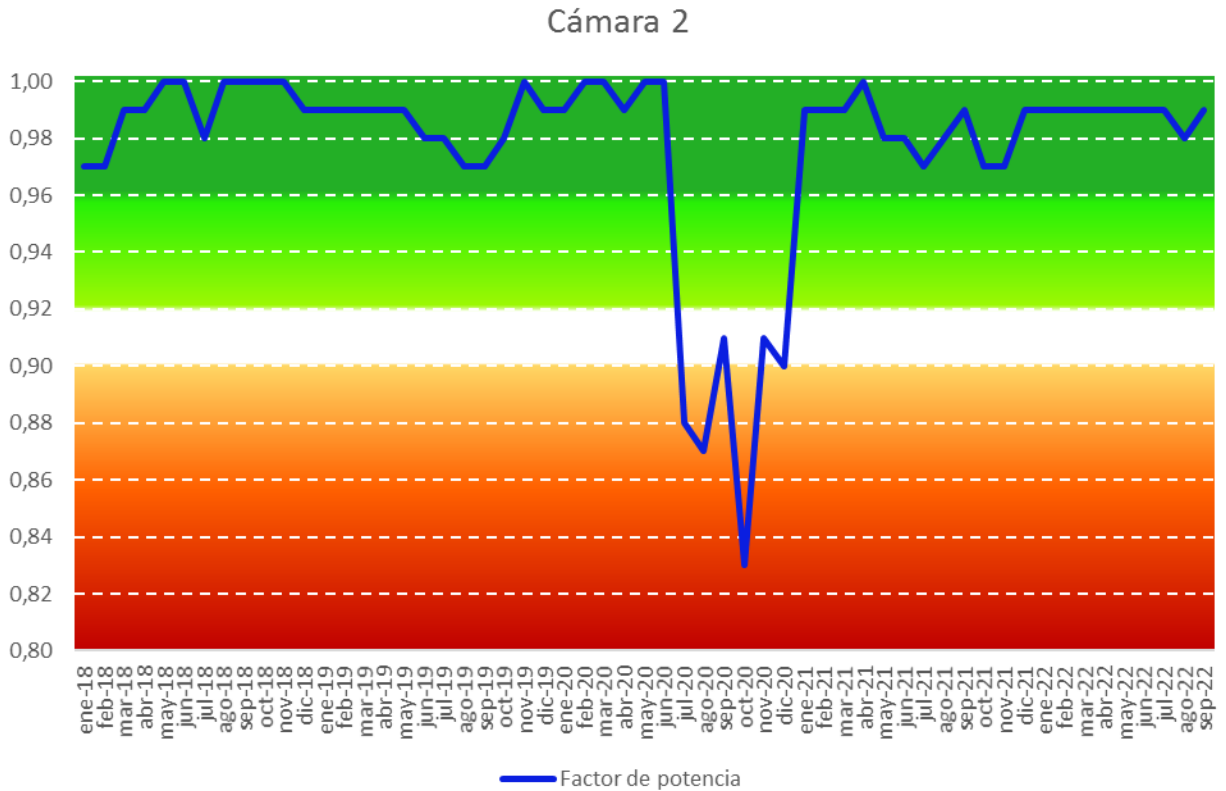


Figura 3.9 Factor de Potencia en Cámara 2, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

En la figura 3.9 se puede observar que, durante el período estudiado, el factor de potencia en el servicio Cámara 2 se mantiene de forma sostenida por encima de 0.96 (Ver Anexo D), alcanzando la máxima bonificación; descendió solamente en el período de julio a diciembre de 2020, provocando penalización, pero esto es algo eventual. Por lo que no se considera necesario el empleo de medios de compensación del factor de potencia; sin embargo, se recomienda continuar el seguimiento de su comportamiento y en caso de continuar presentando caídas eventuales en el factor de potencia registrado hacer un análisis de las causas para corregirlas.

3.3.4 Servicio Cámara 3

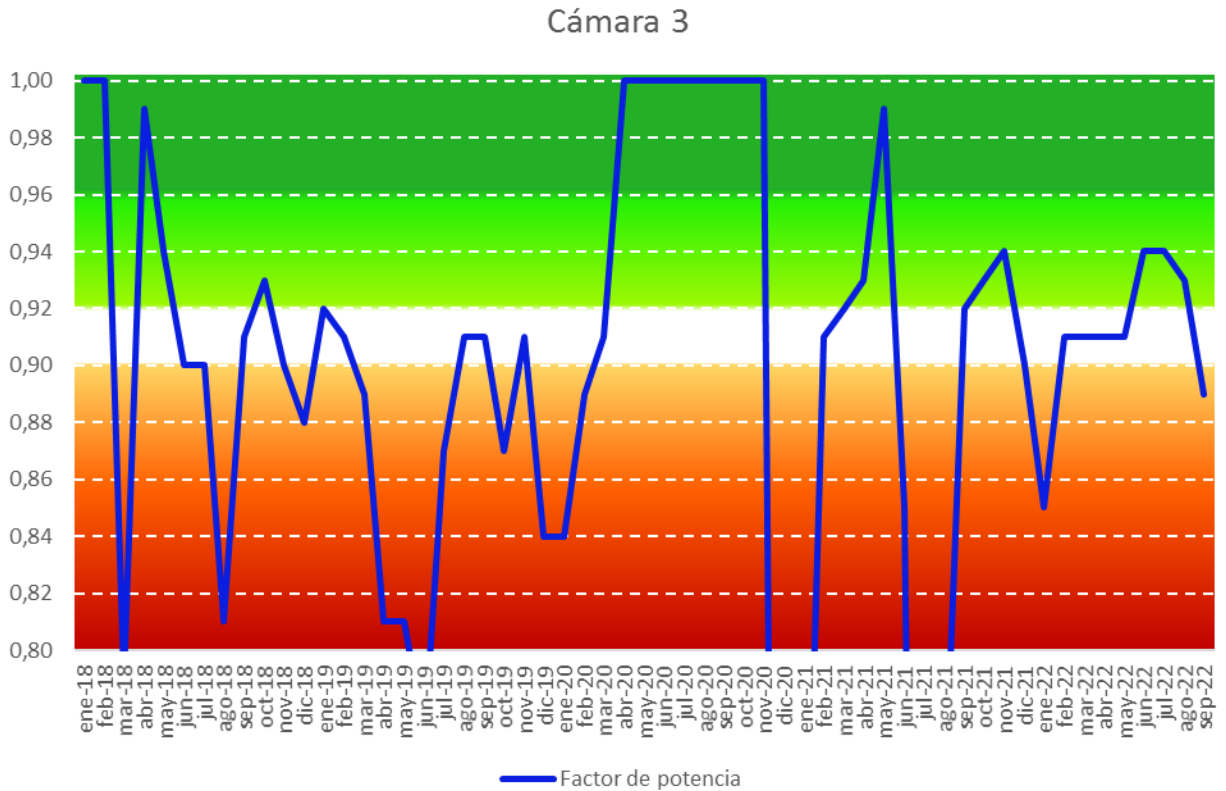


Figura 3.10 Factor de Potencia en Cámara 3, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

En la figura 3.10 se puede observar que, durante el período estudiado, el factor de potencia en el servicio Cámara 3 presenta grandes variaciones (Ver Anexo D), se registra en la mayoría de los meses un factor de potencia por debajo de 0.92, por lo que no se recibe bonificación por alto factor de potencia; al contrario, muy frecuentemente se recibe penalización por presentar bajo factor de potencia, lo que aumenta el importe de la factura eléctrica y disminuye considerablemente la eficiencia energética de la universidad.

Por lo que se considera necesario el empleo de medios de compensación del factor de potencia, se recomienda instalar un banco de capacitores en el servicio eléctrico de forma que se logre la máxima bonificación.

3.3.5 Servicio Cámara 4

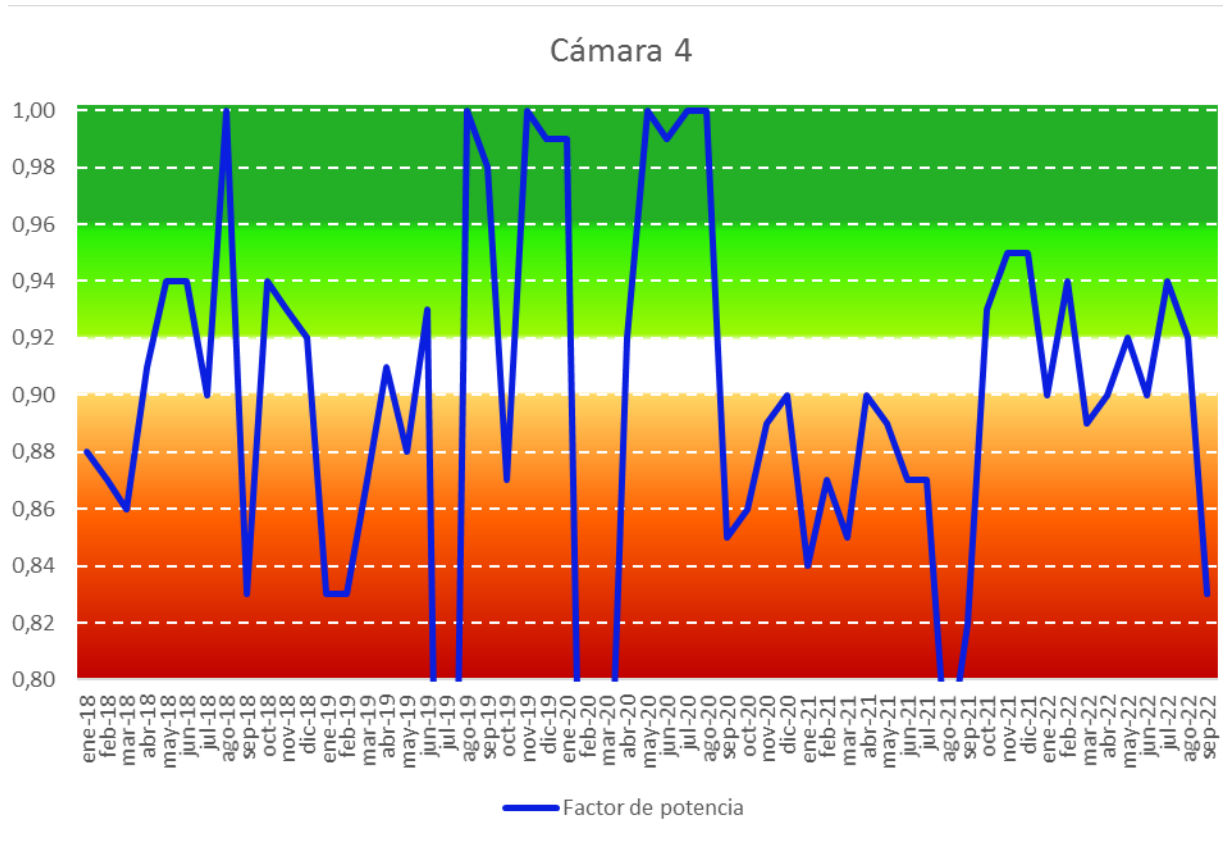


Figura 3.11 Factor de Potencia en Cámara 4, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

En la figura 3.11 se puede observar que, durante el período estudiado, el factor de potencia en el servicio Cámara 4 presenta grandes variaciones, se registra en la mayoría de los meses un factor de potencia por debajo de 0.92 (Ver Anexo D), por lo que no se recibe bonificación por alto factor de potencia; al contrario, muy frecuentemente se recibe penalización por presentar bajo factor de potencia, lo que aumenta el importe de la factura eléctrica y disminuye considerablemente la eficiencia energética de la universidad.

Por lo que se considera necesario el empleo de medios de compensación del factor de potencia, se recomienda instalar un banco de capacitores en el servicio eléctrico de forma que se logre la máxima bonificación.

3.3.6 Servicio Juan Marinello

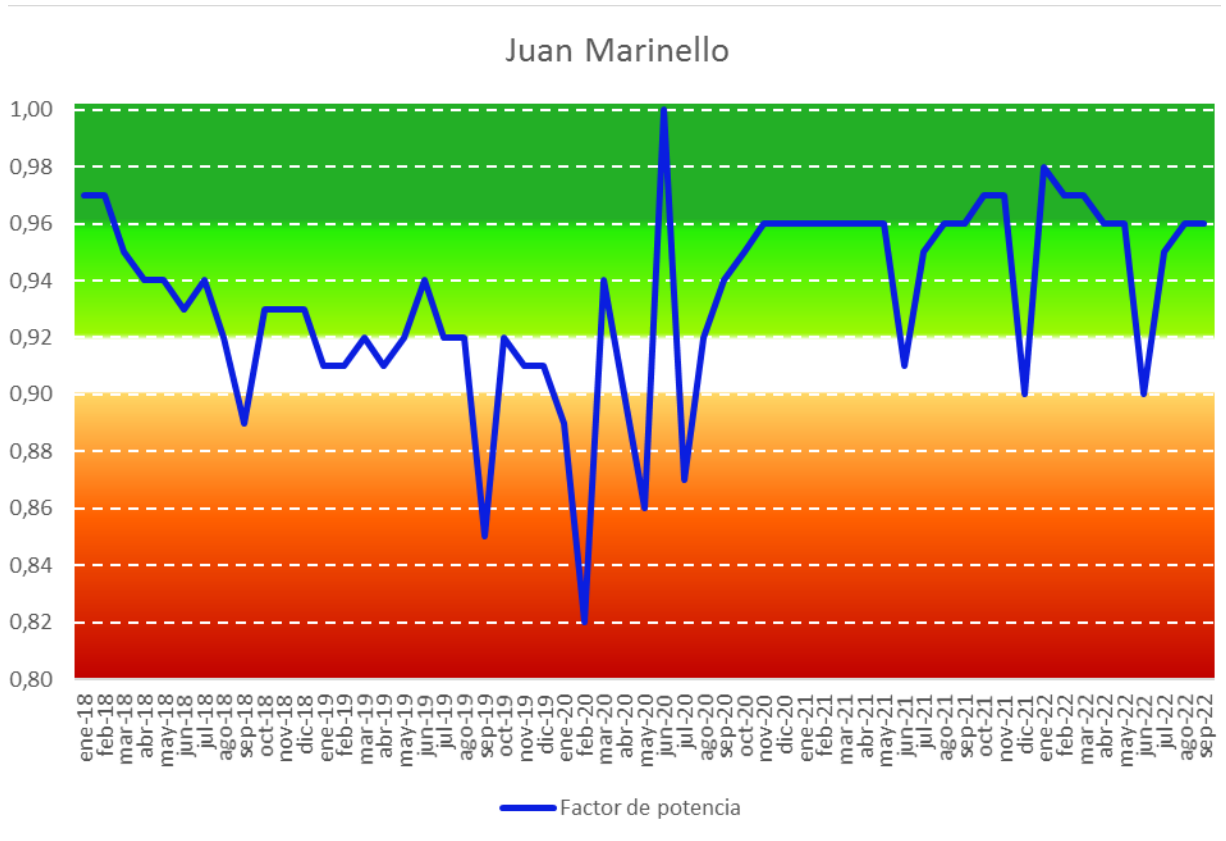


Figura 3.12 Factor de Potencia en Juan Marinello, 01/2018-09/2022. Fuente: UNE

En la figura 3.12 se puede observar que, a partir del año 2021, el factor de potencia en el servicio Juan Marinello se mantiene de forma sostenida por encima de 0.96 (Ver Anexo D), alcanzando la máxima bonificación; Aunque ha descendido en algunas ocasiones, no causa penalización. Por lo que no se considera necesario el empleo de medios de compensación del factor de potencia; sin embargo, se recomienda continuar el seguimiento de su comportamiento y en caso de continuar presentando caídas eventuales en el factor de potencia registrado hacer un análisis de las causas para corregirlas.

3.4 Cálculo de banco de capacitores

Para el cálculo del banco de capacitores en los servicios con bajo factor de potencia se toma el valor promedio de $\cos\phi$ durante los últimos 12 meses hasta el momento de realización del estudio, desde septiembre de 2021 hasta septiembre de 2022.

3.4.1 Servicio Cámara 3

Durante los últimos 12 meses, en el servicio Cámara 3, las sumatorias del consumo activo y reactivo son las siguientes:

$$\sum kVArh = 103\,525 \text{ kVArh}$$

$$\sum kWh = 245\,396 \text{ kWh}$$

Sustituyendo en la ecuación 2.6 se obtiene:

$$\cos \varphi_1 = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{103\,525}{245\,396} \right) \right) = \cos 0.399$$

$$\cos \varphi_1 = 0.921$$

Se determina la potencia instalada a partir del consumo activo total en los últimos 12 meses y el tiempo de actividad estimado en horas durante este período, sustituyendo en la ecuación 2.10:

$$\frac{245\,396 \text{ kWh}}{8\,640 \text{ h}} = 28.4 \text{ kW}$$

Se desea elevar el factor de potencia actual de 0.921 a 0.96 para lograr la máxima bonificación. Sustituyendo en las ecuaciones 2.8 y 2.9 se obtiene:

$$\tan \varphi_1 = \tan(\cos^{-1} 0.921) = 0.422978$$

$$\tan \varphi_2 = \tan(\cos^{-1} 0.96) = 0.291667$$

Se determina la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia de existente en la instalación a un nuevo valor de 0.96, sustituyendo en la ecuación 2.7:

$$ckVAr = 28.4 \times (0.422978 - 0.291667) = 3.7 \text{ kVAr}$$

3.4.2 Servicio Cámara 4

Durante los últimos 12 meses, en el servicio Cámara 4, las sumatorias del consumo activo y reactivo son las siguientes

$$\sum kVArh = 8\,816 \text{ kVArh}$$

$$\sum kWh = 21\,071 \text{ kWh}$$

Sustituyendo en la ecuación 2.6 se obtiene:

$$\cos\phi_1 = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{8\,816}{21\,071}\right)\right) = \cos 0.396$$

$$\cos\phi_1 = 0.922$$

Se determina la potencia instalada a partir del consumo activo total en los últimos 12 meses y el tiempo de actividad estimado en horas durante este período, sustituyendo en la ecuación 2.10:

$$\frac{21\,071 \text{ kWh}}{8640 \text{ h}} = 2.44 \text{ kW}$$

Se desea elevar el factor de potencia actual de 0.921 a 0.96 para lograr la máxima bonificación. Sustituyendo en las ecuaciones 2.8 y 2.9 se obtiene:

$$\tan\phi_1 = \tan(\cos^{-1}0.922) = 0.419946$$

$$\tan\phi_2 = \tan(\cos^{-1}0.96) = 0.291667$$

Se determina la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia de existente en la instalación a un nuevo valor de 0.96, sustituyendo en la ecuación 2.7:

$$ckVar = 2.44 \times (0.419946 - 0.291667) = 0.3 \text{ kVar}$$

3.5 Resultado de análisis de pérdidas por transformación

Se utiliza la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga” creada por el autor para determinar el estado de carga de los transformadores y las pérdidas generadas por transformación en cada servicio de la universidad.

3.5.1 Servicio Facultad Industrial

Para el banco de transformadores instalado, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 37.5 kVA, se determina el estado de carga y las pérdidas por transformación promedio anual:

- Coeficiente de carga: 17.4%
- Pérdidas de núcleo: 349.9 kWh
- Pérdidas de cobre: 17.7 kWh
- Pérdidas totales: 367.6 kWh

Se detectan los siguientes errores de facturación:

En el archivo maestro de la UNE se encuentra registrado un banco de transformadores diferente del instalado; siendo este de 501 kVA, compuesto por 3 transformadores de 167 kVA. Sin embargo, utilizando el software creado por el autor se pudo comprobar que las pérdidas por transformación reportadas por la UNE corresponden a un banco de 3 transformadores de 100 kVA, ninguno de los cuales coincide con el real.

Debido a esto las pérdidas de transformación reportadas en la factura eléctrica son significativamente mayores de las reales, se registra un promedio anual de 723.2 kWh, lo cual representa un 196.7% de las pérdidas reales.

Se detecta un registro erróneo de la cantidad de turnos de trabajo del servicio eléctrico, en el archivo maestro de la UNE se encuentran reportado 2 turnos de trabajo. Esto quiere decir que, para el cálculo de las pérdidas por transformación, el tiempo de interacción de la carga eléctrica con el transformador es de aproximadamente 400h; siendo en realidad 720h, ya

que el servicio eléctrico registra valores de consumo las 24h por lo que deben reportarse 3 turnos de trabajo. Al aumentar la cantidad de turnos de trabajo, disminuye el coeficiente de carga del transformador, lo que provoca una disminución de las pérdidas de cobre.

Se rectifica la cantidad de turnos de trabajo a 3 turnos. Con la aplicación de esta medida, las pérdidas de cobre promedio anual disminuyen un 44.6%, siendo de 9.8 kWh; las pérdidas totales por transformación se reducen a 359.8kWh, una disminución de un 2.1%. El nuevo coeficiente de carga del transformador es de 9.7%.

3.5.2 Servicio Cámara 1

Para el banco de transformadores instalado, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 50 kVA, se determina el estado de carga y las pérdidas por transformación promedio anual:

- Coeficiente de carga: 29.4%
- Pérdidas de núcleo: 429.8 kWh
- Pérdidas de cobre: 65 kWh
- Pérdidas totales: 498.8 kWh

Se detecta como error de facturación un registro erróneo de la cantidad de turnos de trabajo del servicio eléctrico, en el archivo maestro de la UNE se encuentran reportado 2 turnos de trabajo. Esto quiere decir que, para el cálculo de las pérdidas por transformación, el tiempo de interacción de la carga eléctrica con el transformador es de aproximadamente 400h; siendo en realidad 600h, ya que el servicio eléctrico registra valores de consumo las 24h por lo que deben reportarse 3 turnos de trabajo. Al aumentar la cantidad de turnos de trabajo, disminuye el coeficiente de carga del transformador, lo que provoca una disminución de las pérdidas de cobre.

Se rectifica la cantidad de turnos de trabajo a 3 turnos. Con la aplicación de esta medida, las pérdidas de cobre promedio anual disminuyen un 44.5%, siendo de 36.1 kWh; las

pérdidas totales por transformación se reducen a 465.9 kWh, una disminución de un 5.8%. El nuevo coeficiente de carga del transformador es de 16,3%.

3.5.3 Servicio Cámara 2

Para el banco de transformadores instalado, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 75 kVA, se determina el estado de carga y las pérdidas por transformación promedio anual:

- Coeficiente de carga: 1.2%
- Pérdidas de núcleo: 581 kWh
- Pérdidas de cobre: 0.2 kWh
- Pérdidas totales: 581.2 kWh

Se detecta como error de facturación un registro erróneo de la cantidad de turnos de trabajo del servicio eléctrico, en el archivo maestro de la UNE se encuentran reportado 2 turnos de trabajo. Esto quiere decir que, para el cálculo de las pérdidas por transformación, el tiempo de interacción de la carga eléctrica con el transformador es de aproximadamente 400h; siendo en realidad 600h, ya que el servicio eléctrico registra valores de consumo las 24h por lo que deben reportarse 3 turnos de trabajo. Al aumentar la cantidad de turnos de trabajo, disminuye el coeficiente de carga del transformador, lo que provoca una disminución de las pérdidas de cobre.

Se rectifica la cantidad de turnos de trabajo a 3 turnos. La aplicación de esta medida no tiene un impacto significativo en las pérdidas por transformación del servicio debido a que el banco de transformadores se encuentra gravemente subcargado, por lo que las pérdidas de cobre resultan insignificantes. Sin embargo, de aumentar el coeficiente de carga, ya sea por la sustitución del banco por uno de menor potencia o un aumento de la demanda del servicio; será apreciable el ahorro devenido de esta medida. El nuevo coeficiente de carga del transformador es de 0.7%.

3.5.4 Servicio Cámara 3

Para el banco de transformadores instalado, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 167 kVA, se determina el estado de carga y las pérdidas por transformación promedio anual:

- Coeficiente de carga: 11.1%
- Pérdidas de núcleo: 1041.1 kWh
- Pérdidas de cobre: 27.9 kWh
- Pérdidas totales: 1069 kWh

Se detectan los siguientes errores de facturación:

En el archivo maestro de la UNE se encuentra registrado un banco de transformadores diferente del instalado, siendo este de 167 kVA, compuesto por un único transformador de 167 kVA. Utilizando el software creado por el autor se pudo comprobar que las pérdidas por transformación reportadas por la UNE corresponden a este transformador.

Debido a esto las pérdidas de transformación reportadas en la factura eléctrica son significativamente menores de las reales, se registra un promedio anual de 430.6 kWh, lo cual representa un 40.3% de las pérdidas reales. Se consultó al energético de la universidad sobre este problema, quien explica que esta diferencia se debe a que se registró un banco de transformadores menor por acuerdo entre la universidad y la UNE, debido a que este se encuentra sobredimensionado.

Se detecta un registro erróneo de la cantidad de turnos de trabajo del servicio eléctrico, en el archivo maestro de la UNE se encuentran reportado 2 turnos de trabajo. Esto quiere decir que, para el cálculo de las pérdidas por transformación, el tiempo de interacción de la carga eléctrica con el transformador es de aproximadamente 400h; siendo en realidad 600h, ya que el servicio eléctrico registra valores de consumo las 24h por lo que deben reportarse 3 turnos de trabajo. Al aumentar la cantidad de turnos de trabajo, disminuye el coeficiente de carga del transformador, lo que provoca una disminución de las pérdidas de cobre.

Se rectifica la cantidad de turnos de trabajo a 3 turnos. Con la aplicación de esta medida, las pérdidas de cobre promedio anual disminuyen un 44.4%, siendo de 15.5kWh; las pérdidas totales por transformación se reducen a 1056.6 kWh, una disminución de un 1.2%. El nuevo coeficiente de carga del transformador es de 6.2%.

3.5.5 Servicio Cámara 4

Para el banco de transformadores instalado, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 167 kVA, se determina el estado de carga y las pérdidas por transformación promedio anual:

- Coeficiente de carga: 0.9%
- Pérdidas de núcleo: 1041.1 kWh
- Pérdidas de cobre: 0.2 kWh
- Pérdidas totales: 1041.3 kWh

Se detectan los siguientes errores de facturación:

En el archivo maestro de la UNE se encuentra registrado el banco de transformadores instalado. Sin embargo, utilizando el software creado por el autor se pudo comprobar que las pérdidas por transformación reportadas por la UNE corresponden a un banco de transformadores compuesto por 3 transformadores de 100 kVA.

Debido a esto las pérdidas de transformación reportadas en la factura eléctrica son significativamente menores de las reales, se registra un promedio anual de 717.5 kWh, lo cual representa un 68.9% de las pérdidas reales. Se consultó al energético de la universidad sobre este problema, quien explica que esta diferencia se debe a que se registró un banco de transformadores menor por acuerdo entre la universidad y la UNE, debido a que este se encuentra sobredimensionado.

Se detecta un registro erróneo de la cantidad de turnos de trabajo del servicio eléctrico, en el archivo maestro de la UNE se encuentran reportado 2 turnos de trabajo. Esto quiere decir

que, para el cálculo de las pérdidas por transformación, el tiempo de interacción de la carga eléctrica con el transformador es de aproximadamente 400h; siendo en realidad 600h, ya que el servicio eléctrico registra valores de consumo las 24h por lo que deben reportarse 3 turnos de trabajo. Al aumentar la cantidad de turnos de trabajo, disminuye el coeficiente de carga del transformador, lo que provoca una disminución de las pérdidas de cobre.

Se rectifica la cantidad de turnos de trabajo a 3 turnos. La aplicación de esta medida no tiene un impacto significativo en las pérdidas por transformación del servicio debido a que el banco de transformadores se encuentra gravemente subcargado, por lo que las pérdidas de cobre resultan insignificantes. Sin embargo, de aumentar el coeficiente de carga, ya sea por la sustitución del banco por uno de menor potencia o un aumento de la demanda del servicio; será apreciable el ahorro devenido de esta medida. El nuevo coeficiente de carga del transformador es de 0.5%.

3.5.6 Servicio Juan Marinello

Para el banco de transformadores instalado, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 50 kVA, se determina el estado de carga y las pérdidas por transformación promedio anual:

- Coeficiente de carga: 9.5%
- Pérdidas de núcleo: 429.8 kWh
- Pérdidas de cobre: 6.7 kWh
- Pérdidas totales: 436.6 kWh

Se detectan los siguientes errores de facturación:

En el archivo maestro de la UNE se encuentra registrado un banco de transformadores diferente del instalado, siendo este de 100 kVA, compuesto por un único transformador de 100 kVA. Utilizando el software creado por el autor se pudo comprobar que las pérdidas por transformación reportadas por la UNE corresponden a este transformador de 100 kVA.

Debido a esto las pérdidas de transformación reportadas en la factura eléctrica son significativamente menores de las reales, se registra un promedio anual de 248.6 kWh, lo cual representa un 56.9% de las pérdidas reales. Se consultó al energético de la universidad sobre este problema, quien explica que esta diferencia se debe a que se registró un banco de transformadores menor por acuerdo entre la universidad y la UNE, debido a que este se encuentra sobredimensionado.

Se detecta un registro erróneo de la cantidad de turnos de trabajo del servicio eléctrico, en el archivo maestro de la UNE se encuentran reportado 2 turnos de trabajo. Esto quiere decir que, para el cálculo de las pérdidas por transformación, el tiempo de interacción de la carga eléctrica con el transformador es de aproximadamente 400h; siendo en realidad 600h, ya que el servicio eléctrico registra valores de consumo las 24h por lo que deben reportarse 3 turnos de trabajo. Al aumentar la cantidad de turnos de trabajo, disminuye el coeficiente de carga del transformador, lo que provoca una disminución de las pérdidas de cobre.

Se rectifica la cantidad de turnos de trabajo a 3 turnos. La aplicación de esta medida no tiene un impacto significativo en las pérdidas por transformación del servicio debido a que el banco de transformadores se encuentra gravemente subcargado, por lo que las pérdidas de cobre resultan insignificantes. Sin embargo, de aumentar el coeficiente de carga, ya sea por la sustitución del banco por uno de menor potencia o un aumento de la demanda del servicio; será apreciable el ahorro devenido de esta medida. El nuevo coeficiente de carga del transformador es de 5.3%.

3.6 Propuesta de cambio de banco de transformadores

Utilizando la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga” creada por el autor se propone la sustitución del banco de transformadores que se encuentren en condiciones de subexplotación. El criterio para considerar la sustitución de un banco de transformadores es que su coeficiente de carga sea menor del 70%. Se calculan las pérdidas por transformación generadas por el banco de transformadores propuesto y su disminución con respecto a las pérdidas generadas por el banco instalado actualmente. Se determina si el banco propuesto cumple con la condición de sobrecarga máxima.

3.6.1 Servicio Facultad Industrial

El coeficiente de carga del banco de transformadores en el servicio Facultad Industrial es de 9.7%, por lo que este se encuentra sobredimensionado; se considera la sustitución del mismo por un banco de 75 kVA, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 25 kVA.

Se determina el coeficiente de carga y las pérdidas de transformación promedio anual generadas para el banco de transformadores propuesto; además, se comprueba que cumpla con la condición de sobrecarga máxima:

- Coeficiente de carga: 14.5%
- Pérdidas de núcleo: 248.4 kWh
- Pérdidas de cobre: 17.7 kWh
- Pérdidas totales: 266.1 kWh

Para comprobar que el banco de transformadores propuesto cumple con la condición de sobrecarga máxima, se tuvo en cuenta la demanda máxima en histórica en los últimos 5 años y el factor de potencia promedio de los últimos 12 meses. Obteniendo los siguientes resultados:

- Potencia máxima: 74.19 kVA
- Potencia sistemática: 94.2 kVA

La potencia sistemática del banco de transformadores es mayor que la potencia máxima registrada; por tanto, cumple con la condición de sobrecarga máxima.

Esta propuesta, de ser implementada, permite un ahorro promedio mensual de 93.7 kWh, lo que representa una disminución de las pérdidas generadas por transformación en el servicio eléctrico de un 26%.

3.6.2 Servicio Cámara 1

El coeficiente de carga del banco de transformadores en el servicio Cámara 1 es de 16.3%, por lo que este se encuentra sobredimensionado; se considera la sustitución del mismo por un banco de 112 kVA, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 37.5 kVA.

Se determina el coeficiente de carga y las pérdidas de transformación promedio anual generadas para el banco de transformadores propuesto; además, se comprueba que cumpla con la condición de sobrecarga máxima:

- Coeficiente de carga: 21.8 %
- Pérdidas de núcleo: 349.9 kWh
- Pérdidas de cobre: 49.9 kWh
- Pérdidas totales: 399.9 kWh

Para comprobar que el banco de transformadores propuesto cumple con la condición de sobrecarga máxima, se tuvo en cuenta la demanda máxima en histórica en los últimos 5 años y el factor de potencia promedio de los últimos 12 meses. Obteniendo los siguientes resultados:

- Potencia máxima: 109.78 kVA
- Potencia sistemática: 138.7 kVA

La potencia sistemática del banco de transformadores es mayor que la potencia máxima registrada; por tanto, cumple con la condición de sobrecarga máxima.

Esta propuesta, de ser implementada, permite un ahorro promedio mensual de 66 kWh, lo que representa una disminución de las pérdidas generadas por transformación en el servicio eléctrico de un 14.2%.

3.6.3 Servicio Cámara 2

El coeficiente de carga del banco de transformadores en el servicio Cámara 2 es de 0.7%, por lo que este se encuentra gravemente sobredimensionado; se considera la sustitución del mismo por un banco de 75 kVA, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 25 kVA.

Se determina el coeficiente de carga y las pérdidas de transformación promedio anual generadas para el banco de transformadores propuesto; además, se comprueba que cumpla con la condición de sobrecarga máxima:

- Coeficiente de carga: 2.1 %
- Pérdidas de núcleo: 248.4 kWh
- Pérdidas de cobre: 0.4 kWh
- Pérdidas totales: 248.8 kWh

Para comprobar que el banco de transformadores propuesto cumple con la condición de sobrecarga máxima, se tuvo en cuenta la demanda máxima en histórica en los últimos 5 años y el factor de potencia promedio de los últimos 12 meses. Obteniendo los siguientes resultados:

- Potencia máxima: 67.9 kVA
- Potencia sistemática: 97 kVA

La potencia sistemática del banco de transformadores es mayor que la potencia máxima registrada; por tanto, cumple con la condición de sobrecarga máxima.

Esta propuesta, de ser implementada, permite un ahorro promedio mensual de 332.6 kWh, lo que representa una disminución de las pérdidas generadas por transformación en el servicio eléctrico de un 57.2%.

3.6.4 Servicio Cámara 3

El coeficiente de carga del banco de transformadores en el servicio Cámara 3 es de 6.2%, por lo que este se encuentra sobredimensionado; se considera la sustitución del mismo por un banco de 112.5 kVA, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 37.5 kVA.

Se determina el coeficiente de carga y las pérdidas de transformación promedio anual generadas para el banco de transformadores propuesto; además, se comprueba que cumpla con la condición de sobrecarga máxima:

- Coeficiente de carga: 27.4 %
- Pérdidas de núcleo: 349.9 kWh
- Pérdidas de cobre: 79 kWh
- Pérdidas totales: 428.9 kWh

Para comprobar que el banco de transformadores propuesto cumple con la condición de sobrecarga máxima, se tuvo en cuenta la demanda máxima en histórica en los últimos 5 años y el factor de potencia promedio de los últimos 12 meses. Obteniendo los siguientes resultados:

- Potencia máxima: 109.6 kVA
- Potencia sistemática: 136.8 kVA

La potencia sistemática del banco de transformadores es mayor que la potencia máxima registrada; por tanto, cumple con la condición de sobrecarga máxima.

Esta propuesta, de ser implementada, permite un ahorro promedio mensual de 627.7 kWh, lo que representa una disminución de las pérdidas generadas por transformación en el servicio eléctrico de un 59.4%.

3.6.5 Servicio Cámara 4

El coeficiente de carga del banco de transformadores en el servicio Cámara 4 es de 0.5%, por lo que este se encuentra gravemente sobredimensionado; se considera la sustitución del mismo por un banco de 45 kVA, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 15 kVA.

Se determina el coeficiente de carga y las pérdidas de transformación promedio anual generadas para el banco de transformadores propuesto; además, se comprueba que cumpla con la condición de sobrecarga máxima:

- Coeficiente de carga: 5.9 %
- Pérdidas de núcleo: 181.4 kWh
- Pérdidas de cobre: 1.9 kWh
- Pérdidas totales: 183.3 kWh

Para comprobar que el banco de transformadores propuesto cumple con la condición de sobrecarga máxima, se tuvo en cuenta la demanda máxima en histórica en los últimos 5 años y el factor de potencia promedio de los últimos 12 meses. Obteniendo los siguientes resultados:

- Potencia máxima: 49.9 kVA
- Potencia sistemática: 57.8 kVA

La potencia sistemática del banco de transformadores es mayor que la potencia máxima registrada; por tanto, cumple con la condición de sobrecarga máxima.

Esta propuesta, de ser implementada, permite un ahorro promedio mensual de 857.9 kWh, lo que representa una disminución de las pérdidas generadas por transformación en el servicio eléctrico de un 82.4%.

3.6.6 Servicio Juan Marinello

El coeficiente de carga del banco de transformadores en el servicio Juan Marinello es de 9.5%, por lo que este se encuentra sobredimensionado; se considera la sustitución del mismo por un banco de 75 kVA, compuesto por 3 transformadores monofásicos de 25 kVA.

Se determina el coeficiente de carga y las pérdidas de transformación promedio anual generadas para el banco de transformadores propuesto; además, se comprueba que cumpla con la condición de sobrecarga máxima:

- Coeficiente de carga: 10.5 %
- Pérdidas de núcleo: 248.4 kWh
- Pérdidas de cobre: 9.3 kWh
- Pérdidas totales: 257.7 kWh

Para comprobar que el banco de transformadores propuesto cumple con la condición de sobrecarga máxima, se tuvo en cuenta la demanda máxima en histórica en los últimos 5 años y el factor de potencia promedio de los últimos 12 meses. Obteniendo los siguientes resultados:

- Potencia máxima: 76.6 kVA
- Potencia sistemática: 95.2 kVA

La potencia sistemática del banco de transformadores es mayor que la potencia máxima registrada; por tanto, cumple con la condición de sobrecarga máxima.

Esta propuesta, de ser implementada, permite un ahorro promedio mensual de 178.9 kWh, lo que representa una disminución de las pérdidas generadas por transformación en el servicio eléctrico de un 41%.

3.7 Análisis económico de las medidas propuestas

Se analiza el impacto económico proveniente de la aplicación de cada una de las propuestas realizadas, destacando el potencial ahorro como resultado de su implementación.

3.7.1 Recontratación de demanda máxima

Con el cambio de demanda contratada se percibe de forma inmediata y sin necesidad de inversión alguna:

- En el servicio Facultad Industrial, un ahorro mensual de 940.00 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 3.5 %.
- En el servicio Cámara 2, un ahorro mensual de 7 332.00 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 58 %.
- En el servicio Cámara 3, un ahorro mensual de 6 110.00 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 8.7 %.
- En el servicio Cámara 4, un ahorro mensual de 2 538.00 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 21.5 %.
- En el servicio Juan Marinello, un ahorro mensual de 7 520.00 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 33.6 %.

Durante el año 2022 la universidad ha pagado por concepto de factura eléctrica un promedio mensual de 196 470.00 CUP, con el cambio de demanda contratada se deja de pagar un total de 24 440.00 CUP, lo que representa una disminución de un 12.4 % en el importe de la factura eléctrica de la universidad, sin necesidad de inversión previa (Ver Anexo E).

3.7.2 Instalación de banco de capacitores en los servicios Cámara 3 y Cámara 4

Durante los dos últimos años se ha pagado por concepto de ajuste por factor de potencia en la Universidad de Matanzas:

En el servicio eléctrico Cámara 3 un promedio mensual de 6 209.00 CUP. Con la instalación del banco de capacitores propuesto se puede recibir una bonificación promedio mensual de 2 661.00 CUP por alto factor de potencia, lo que representa un ahorro promedio mensual de 8 879.00 CUP, una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico de un 12.7 %.

En el servicio eléctrico Cámara 4 un promedio mensual de 198.00 CUP. Con la instalación del banco de capacitores propuesto se puede recibir una bonificación promedio mensual de 462.00 CUP por alto factor de potencia, lo que representa un ahorro promedio mensual de 660.00 CUP, una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico de un 5.8 %.

En conjunto, la instalación de bancos de capacitores en ambos servicios reporta un ahorro mensual promedio de 9 539.00 CUP, que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio de la universidad en el año 2022 de un 4.8 %.

3.7.3 Rectificación de factura

Como resultado de rectificar el banco de transformadores registrado por la UNE erróneamente en el servicio Facultad Industrial, se ahorra un promedio de 903.20 CUP mensuales, lo que representa una disminución del 0.5 % en el importe de la factura eléctrica de la universidad, sin necesidad de inversión previa.

Con el cambio de la cantidad de turnos de trabajo a 3 turnos diarios, se obtiene en la universidad, un ahorro promedio mensual de 136.40 CUP. Dicha cifra resulta insignificante en comparación con el importe de la factura eléctrica, esto se debe a que, al encontrarse gravemente sobredimensionados los bancos de transformadores, las pérdidas de cobre son prácticamente nulas. Sin embargo, de aumentar el coeficiente de carga de los

transformadores, ya sea por su sustitución a uno de menor potencia o aumento de la demanda, será apreciable el ahorro devenido de esta medida (Ver Anexo E).

3.7.4 Cambio de bancos de transformadores

El costo promedio por kWh registrado debido a pérdidas por transformación durante el año 2022 es de 2.54 CUP. Teniendo en cuenta las pérdidas por transformación generadas por los bancos de transformadores instalados y las de los bancos propuestos, con la implementación de la propuesta de cambio de bancos de transformadores, de realizarse, se percibe:

- En el servicio Facultad Industrial, un ahorro mensual promedio de 238.00 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 0.9 %.
- En el servicio Cámara 1, un ahorro mensual promedio de 167.60 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 0.3 %.
- En el servicio Cámara 2, un ahorro mensual promedio de 844.80 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 6.7 %.
- En el servicio Cámara 3, un ahorro mensual de 1 594.40 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 2.3 %.
- En el servicio Cámara 4, un ahorro mensual de 2 178.00 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 18.7 %.
- En el servicio Juan Marinello, un ahorro mensual de 454.40 CUP, lo que representa una disminución en el importe de la factura eléctrica mensual promedio del servicio eléctrico del año 2022 de un 2 %.

De realizarse todos los cambios de transformador propuestos se puede ahorrar un promedio mensual de 5 477.20 CUP, lo que representa una disminución de un 2.8 % en el importe de la factura eléctrica promedio del 2022.

3.8 Conclusiones parciales del capítulo

1. Se recontracta la demanda máxima en todos los servicios de la universidad, a excepción de Cámara 1, obteniendo un ahorro mensual promedio de 24 440.00 CUP.
2. Se determina la potencia reactiva a instalar para mejorar el factor de potencia en los servicios eléctricos Cámara 3 y Cámara 4, de 3.7 kVAr y 0.3 kVAr respectivamente.
3. Se aumenta de la cantidad de turnos de trabajo declarados a 3 turnos diarios.
4. Se corrige banco de transformadores mal declarado en el servicio eléctrico Facultad Industrial.
5. Se determina que la totalidad de los bancos de transformadores de la universidad se encuentran subcargados y se propone su sustitución por otros de menor potencia.

CONCLUSIONES

1. Se diseña la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Demanda” para determinar la demanda máxima óptima a contratar.
2. Se diseña la herramienta de cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga” para determinar el estado de carga de un banco de transformadores y valorar su sustitución.
3. Se recontracta la demanda máxima en todos los servicios de la universidad, a excepción de Cámara 1, obteniendo un ahorro mensual promedio de 24 440.00 CUP.
4. Se determina la potencia reactiva a instalar para mejorar el factor de potencia en los servicios eléctricos Cámara 3 y Cámara 4, de 3.7 kVAr y 0.3 kVAr respectivamente.
5. Se aumenta la cantidad de turnos de trabajo declarados a 3 turnos diarios y se corrige banco de transformadores mal declarado en el servicio eléctrico Facultad Industrial, obteniendo un ahorro mensual promedio de 1039.6 CUP.
6. Se determina que la totalidad de los bancos de transformadores de la universidad se encuentran subcargados.

RECOMENDACIONES

1. Hacer un seguimiento constante de los registros de demanda máxima y factor de potencia en todos los servicios eléctricos de la universidad, de forma que sea posible detectar cualquier problema que cause su variación.
2. En caso de registrarse sostenidamente una demanda máxima mayor o menor de la contratada, recontratar una demanda máxima que se ajuste a la misma.
3. Hacer uso de los softwares diseñados por el autor para el cumplimiento de las recomendaciones 1 y 2.
4. Instalar los bancos de capacitores propuestos en los servicios eléctricos Cámara 3 y Cámara 4, de 3.7 kVAr y 0.3 kVAr respectivamente.
5. Implementar la propuesta de cambio de los bancos de transformadores en todos los servicios eléctricos de la universidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amador, M. E. (2006). *Electrotécnica Básica*. Editorial Pueblo y Educación.
- BOLAÑOS, M. (2021). *Resolución 66/2021, Gaceta Oficial No. 26 Extraordinaria*. (ISBN-0864-0793, e-ISSN-1682-7511). Cuba
- Borroto, A., & Monteagudo, J. J. U. d. C., Cuba. (2006). Gestión energética en el sector productivo y los servicios. 20-22.
- European Commission, D.-G. f. E. (2005). *Doing More with Less: Green Paper on Energy Efficiency*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.
- García, O. P., Gómez, S. E. G., & Martínez, Y. J. R. C. d. C. S. (2013). La gestión energética en el contexto empresarial cubano. (2013_02).
- IEA. (2020). *Electricity Market Report - December 2020*. <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-december-2020>
- Kaygusuz, K., & Bilgen, S. (2008). Energy Related Environmental Policies in Turkey. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 3(4), 396-410. <https://doi.org/10.1080/15567240701421690>
- Lahlou, S. (2011). Case studies in sustainable consumption and production: energy use and the built environment (system innovation for sustainability). In: Greenleaf Publishing.
- Murdock, H. E., Gibb, D., André, T., Sawin, J. L., Brown, A., Ranalder, L., Collier, U., Dent, C., Epp, B., & Hareesh Kumar, C. (2021). Renewables 2021-Global status report.
- ONU. (2021). *Glasgow Climate Pact* <https://unfccc.int/documents/310475>
- Pérez-Lombard, L., Ortiz, J., & Velázquez, D. (2013). Revisiting energy efficiency fundamentals. *Energy Efficiency*, 6(2), 239-254. <https://doi.org/10.1007/s12053-012-9180-8>
- Popescu, F. G., Pasculescu, D., Marcu, M., Niculescu, T., & Handra, A. D. J. A. o. U. o. P., Electrical Engineering. (2019). The technical and economic advantages of power factor correction. 21, 35-42.
- Rennings, K., Brohmann, B., Nentwich, J., Schleich, J., Traber, T., & Wüstenhagen, R. (2012). *Sustainable energy consumption in residential buildings* (Vol. 44). Springer Science & Business Media.
- Rodríguez, A., & Muñoz, F. J. (2022). Power factor correction. In *Reference Module in Materials Science and Materials Engineering*. Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821204-2.00022-2>
- Rodríguez, C. M. L., & Sarduy, C. J. R. G. J. U. y. S. (2014). Participación de la Universidad en la mejora de la eficiencia energética del sector productivo cubano. 6(2).
- Samoila, L., Arad, S., Petre, M. (2016). Application for simulating the short-circuit current and the transient recovery voltage. *IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*.
- Sartor, O. (2016). Key indicators for tracking 2030 strategies towards decarbonisation in the EU: which indicators, why and what process for using them?
- Schnapp, R. (2012). Energy statistics for energy efficiency indicators. Joint Rosstat—IEA Energy Statistics Workshop Moscow,

- UNE. (2018). *Libro Maestro*.
- UNE. (2019). *Libro Maestro*.
- UNE. (2020). *Libro Maestro*.
- UNE. (2021a). *Libro Maestro*.
- UNE. (2021b). *Manual de Consumidores*.
- UNE. (2022). *Libro Maestro*.
- Universidad de Matanzas. (2022). Retrieved 15/9/2022 from <http://www.umcc.cu>
- Viego, P., de Armas, M., & Padrón, A. (2002). *AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE SUMINISTRO ELECTRICO INDUSTRIAL*. Editorial universidad de Cienfuegos.
- Walker, J. H., David; Resnick, Robert. (2014). *Fundamentals of physics* (10th edition ed.). Hoboken, NJ: Wiley.

ANEXOS

Anexo A: Coeficientes de pérdidas promedio de transformadores según su capacidad

Pérdidas promedio de los transformadores de acuerdo a su capacidad (Monofásicos)		
kVA	PFE (kW)	PCU (kW)
5	0,046	0,107
10	0,065	0,18
15	0,084	0,251
25	0,115	0,389
37,5	0,162	0,487
50	0,199	0,626
75	0,269	0,882
100	0,332	1,185
167	0,482	1,893
250	0,66	2,802
333	0,83	3,587

Pérdidas promedio de los transformadores de acuerdo a su capacidad (Trifásicos)		
kVA	PCU (kW)	PFE (kW)
25	0,553	0,23
37,5	0,718	0,259
40	0,860	0,263
50	1,125	0,268
63	1,170	0,285
75	1,306	0,443
100	1,771	0,468
150	2,218	0,813
200	2,738	1.143
300	4,206	1.349
400	5,803	1.457
500	6,883	1.484
630	7,736	1.531
750	9,925	2.237
800	10,340	2.300
1000	11,115	2.594
1250	15,520	2.705
1600	16,587	3.174
2000	23,950	3.649
2500	23,100	5.175
3200	37,000	11.500
10000	65,000	14.500
25000	120,000	27.000
27000	120,000	27.000
40000	175,000	39.500
63000	302,000	68.000

Anexo B: Herramienta de Cálculo Excel “Análisis de Demanda”

Mes	DR Demanda Registrada (kW)	DC Demanda Contratada (kW)	DC-DR	Importe DC (MN)	DS Demanda Sugerida (kW)	DS-DR	Importe DS (MN)
ene-18	58	70	12	6580	60	2	5640
feb-18	58	70	12	6580	60	2	5640
mar-18	58	70	12	6580	60	2	5640
abr-18	56	70	14	6580	60	4	5640
may-18	56	70	14	6580	60	4	5640
jun-18	68	70	2	6580	60	-8	7896
jul-18	68	70	2	6580	60	-8	7896
ago-18	19	70	51	6580	60	41	5640
sep-18	42	70	28	6580	60	18	5640
oct-18	73	70	-3	7426	60	-13	9306
nov-18	73	70	-3	7426	60	-13	9306
dic-18	60	70	10	6580	60	0	5640
Importe Anual				80652	Importe Anual		79524

Anexo C1: Herramienta de Cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga”, 1ra hoja de cálculo: Datos

Insertar registros de consumo de los últimos 12 meses, según facturas eléctricas:

Mes	Consumo Madrugada kWh	Consumo Día kWh	Consumo Pico kWh	Consumo Total kWh	Consumo Reactivo kVARh	Demanda Máxima kW
oct-21	935	4965	479	6379	1494	38
nov-21	1120	5456	554	7130	1455	42
dic-21	1144	6220	679	8043	1455	46
ene-22	985	3993	514	5492	1252	46
feb-22	2141	9470	1202	12813	1521	38
mar-22	1111	5050	647	6808	1325	40
abr-22	1255	6122	691	8068	1465	44
may-22	1288	5457	693	7438	1345	45
jun-22	1321	6052	738	8111	1345	45
jul-22	1820	7656	957	10433	1988	54
ago-22	1213	5713	705	7631	1395	52
sep-22	880	2744	513	4137	748	31
Total:	15213	68898	8372	92483	16788	54

Insertar datos del banco de transformadores:

Composicion del banco de transformadores:

	Capacidad (kVA)	Capacidad (kVA)
Transformador No. 1:	37,5	25
Transformador No. 2:	37,5	25
Transformador No. 3:	37,5	25
Total:	112,5	75,0
PFE Coef. de pérdidas de hierro (kW):	0,162	0,115
Pcu Coef. de pérdidas de cobre (kW):	0,487	0,389
t₃ Tiempo que está energizado el transformador (h):	720	720
T₁ Tiempo en que interactúa la corriente de carga (h):	720	720

Anexo C2: Herramienta de Cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga”, 2da hoja de cálculo: Promedio Anual

Cosφ promedio:		0,984
Estado de carga del banco de transformadores:		
Sr Potencia Aparente Real (kVA):	10,9	10,9
Kc Coeficiente de Carga:	9,7	14,5
Perdidas generadas por transformación:		
ΔP_{FE} Pérdida de Núcleo (kWh):	349,9	248,4
ΔP_{CU} Pérdida de Cobre (kWh):	9,8	17,7
ΔP_{tot} Pérdida Total (kWh):	359,8	266,1
Disminución de pérdidas por transformación (%):		26,0
Condición de sobrecarga máxima:		
Demanda máxima histórica (kW):	73	73
S_{max} Potencia máxima (kVA)	74,19	74,19
K₂ Coeficiente de Llenado	0,147	0,147
S_{ad} Potencia adicional admisible (kVA)	28,80	19,20
S_{sist} Potencia sistemática (kVA)	141,30	94,20
	Si	Si
	Cumple	Cumple

Anexo C3: Herramienta de Cálculo Excel “Análisis de Estado de Carga”, 3ra hoja de cálculo: Valores Mensuales

Mes	Cosp prom.	Sr Potencia Aparente Real (kVA)		Kc Coeficiente de Carga (%)		ΔPFE Pérdida de Núcleo (kWh)		ΔPCU Pérdida de Cobre (kWh)		ΔPtot Pérdida Total (kWh)	
oct-21	0,974	9,1	9,1	8,1	12,1	349,92	248,4	6,9	12,4	356,8	260,8
nov-21	0,980	10,1	10,1	9,0	13,5	349,92	248,4	8,5	15,3	358,4	263,7
dic-21	0,984	11,4	11,4	10,1	15,1	349,92	248,4	10,7	19,3	360,6	267,7
ene-22	0,975	7,8	7,8	7,0	10,4	349,92	248,4	5,1	9,1	355,0	257,5
feb-22	0,993	17,9	17,9	15,9	23,9	349,92	248,4	26,7	48,0	376,6	296,4
mar-22	0,982	9,6	9,6	8,6	12,8	349,92	248,4	7,7	13,9	357,6	262,3
abr-22	0,984	11,4	11,4	10,1	15,2	349,92	248,4	10,8	19,4	360,7	267,8
may-22	0,984	10,5	10,5	9,3	14,0	349,92	248,4	9,2	16,5	359,1	264,9
jun-22	0,987	11,4	11,4	10,2	15,2	349,92	248,4	10,8	19,5	360,8	267,9
jul-22	0,982	14,8	14,8	13,1	19,7	349,92	248,4	18,1	32,5	368,0	280,9
ago-22	0,984	10,8	10,8	9,6	14,4	349,92	248,4	9,6	17,3	359,6	265,7
sep-22	0,984	5,8	5,8	5,2	7,8	349,92	248,4	2,8	5,1	352,8	253,5
Anual:	0,984	10,9	10,9	9,7	14,5	349,92	248,4	9,8	17,7	359,8	266,1

Anexo D: Registro del factor de potencia de enero del 2018 a septiembre del 2022

Registros del Factor de potencia													
	Fac. Ind.	C. 1	C 2	C. 3	C. 4	J. M.		Fac. Ind.	C. 1	C 2	C. 3	C. 4	J. M.
ene-18	0,98	0,99	0,97	1,00	0,88	0,97	may-20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,86
feb-18	0,98	0,99	0,97	1,00	0,87	0,97	jun-20	0,98	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00
mar-18	0,98	0,99	0,99	0,79	0,86	0,95	jul-20	1,00	0,98	0,88	1,00	1,00	0,87
abr-18	0,95	0,82	0,99	0,99	0,91	0,94	ago-20	1,00	0,97	0,87	1,00	1,00	0,92
may-18	0,95	1,00	1,00	0,94	0,94	0,94	sep-20	1,00	0,95	0,91	1,00	0,85	0,94
jun-18	0,98	0,90	1,00	0,90	0,94	0,93	oct-20	1,00	0,97	0,83	1,00	0,86	0,95
jul-18	0,98	0,91	0,98	0,90	0,90	0,94	nov-20	1,00	0,99	0,91	1,00	0,89	0,96
ago-18	0,98	0,91	1,00	0,81	1,00	0,92	dic-20	0,60	0,87	0,90	0,16	0,90	0,96
sep-18	0,97	0,90	1,00	0,91	0,83	0,89	ene-21	0,95	0,98	0,99	0,68	0,84	0,96
oct-18	0,97	0,90	1,00	0,93	0,94	0,93	feb-21	0,95	0,97	0,99	0,91	0,87	0,96
nov-18	0,98	0,90	1,00	0,90	0,93	0,93	mar-21	0,94	0,97	0,99	0,92	0,85	0,96
dic-18	0,96	1,00	0,99	0,88	0,92	0,93	abr-21	0,97	0,98	1,00	0,93	0,90	0,96
ene-19	0,98	1,00	0,99	0,92	0,83	0,91	may-21	0,98	0,96	0,98	0,99	0,89	0,96
feb-19	0,97	1,00	0,99	0,91	0,83	0,91	jun-21	0,97	0,97	0,98	0,85	0,87	0,91
mar-19	0,97	0,97	0,99	0,89	0,87	0,92	jul-21	0,97	0,98	0,97	0,32	0,87	0,95
abr-19	0,95	0,98	0,99	0,81	0,91	0,91	ago-21	0,95	0,98	0,98	0,74	0,77	0,96
may-19	0,96	0,97	0,99	0,81	0,88	0,92	sep-21	0,97	0,98	0,99	0,92	0,82	0,96
jun-19	0,94	0,97	0,98	0,77	0,93	0,94	oct-21	0,97	0,97	0,97	0,93	0,93	0,97
jul-19	0,93	0,98	0,98	0,87	0,51	0,92	nov-21	0,98	0,98	0,97	0,94	0,95	0,97
ago-19	0,97	0,98	0,97	0,91	1,00	0,92	dic-21	0,90	0,98	0,99	0,90	0,95	0,90
sep-19	0,98	0,97	0,97	0,91	0,98	0,85	ene-22	0,90	0,98	0,99	0,85	0,90	0,98
oct-19	0,95	0,97	0,98	0,87	0,87	0,92	feb-22	0,99	1,00	0,99	0,91	0,94	0,97
nov-19	0,96	0,96	1,00	0,91	1,00	0,91	mar-22	0,98	0,99	0,99	0,91	0,89	0,97
dic-19	0,99	0,97	0,99	0,84	0,99	0,91	abr-22	0,98	0,98	0,99	0,91	0,90	0,96
ene-20	0,98	0,98	0,99	0,84	0,99	0,89	may-22	0,98	0,98	0,99	0,91	0,92	0,96
feb-20	0,99	0,98	1,00	0,89	0,60	0,82	jun-22	0,90	0,90	0,99	0,94	0,90	0,90
mar-20	0,99	0,97	1,00	0,91	0,72	0,94	jul-22	0,98	0,98	0,99	0,94	0,94	0,95
abr-20	0,85	0,95	0,99	1,00	0,92	0,90	ago-22	0,98	0,98	0,98	0,93	0,92	0,96
							sep-22	0,98	0,98	0,99	0,89	0,83	0,96

Anexo E: Aval de implementación de la tesis

Universidad de Matanzas. Autopista
Varadero, Km 3 y ½, Matanzas, Cuba
Teléfono: (45) 261934
Correo electrónico: dany.ortiz@umcc.cu



Matanzas, 1 de noviembre de 2022

“Año 64 de la Revolución”

A quien pueda interesar:

Se reconoce el aporte realizado por el estudiante de Ingeniería Mecánica Carlos Luis Mayor Lantigua, mediante su trabajo investigativo y de culminación de estudios “Análisis Energético en Universidad de Matanzas”. Mediante el cual fueron detectados errores de facturación (los cuales fueron corregidos), propuso un cambio de la demanda máxima contrata; dicho cambio fue analizado, aprobado y efectuado. Además, detectó que en algunos servicios el factor de potencia era inferior a 0.8, por lo que propuso la instalación de banco de capacitores, siendo esta una importante medidas de ahorro energético.

Las deficiencias detectadas y la corrección de las mismas propiciaron a la Universidad de Matanzas un ahorro de 25 500 CUP mensuales, lo que representa una reducción del importe de la factura eléctrica mensual promedio de un 13%.

El estudiante en el transcurso de la investigación fue sumamente minucioso y responsable en el análisis de los datos, estando inclusive en las visitas realizadas a la Empresa Eléctrica Provincial.

Se considera que fue de gran valor el aporte realizado por Carlos Luis en su tesis de grado para la institución en cuestión y para el país en general, teniendo en cuenta el ahorro generado tras la detección y corrección deficiencias.

Atentamente y sin otro asunto,

Yainet Acosta Rodriguez
Directora de Inversiones y Mantenimiento



Pedro M. Enriquez Barrios.
Especialista Principal de Energía de la
Dirección de Inversiones y Mantenimiento