

Trabajo Fin de Máster

EFICIENCIA ENERGETICA EN CENTROS DE
TRANSFORMACION DE DISTRIBUCION EN
SISTEMAS DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO
TOMO 2/2

Autor

MIRIAM ARRABAL DIESTE

Director

ANGEL ANTONIO BAYOD RÚJULA

CPS / EINA
2013

INDICE

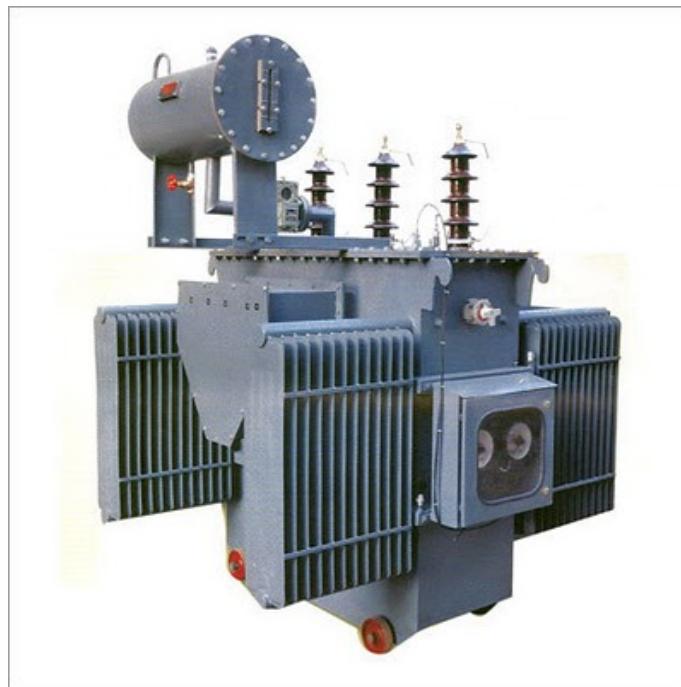
ANEXO 1. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN TRANSFORMADORES.....	2
ANEXO 2. TABLAS DE CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES	14
ANEXO 3. AUTOCONSUMO ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO.	16
ANEXO 4. TRANSFORMADORES EN PARALELO	23
ANEXO 5. TARIFAS ELÉCTRICAS.....	25
ANEXO 6. GRÁFICAS DE CONSUMO ANUAL	28
ANEXO 7. GRÁFICOS DE EFICIENCIA DE TRANSFORMADORES, PÉRDIDAS, Y TOC	41

ANEXO 1. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN TRANSFORMADORES

Según un estudio realizado en 2002, las compañías industriales consumen la mitad de la electricidad en Europa, y ello supone que estén instaladas entre 100.000 y 150.000 unidades, totalizando entre 100 - 150 GVA. Las pérdidas totales se estimaban en 10 TWh/a.

El citado estudio, realizado en Holanda obtuvo los siguientes resultados:

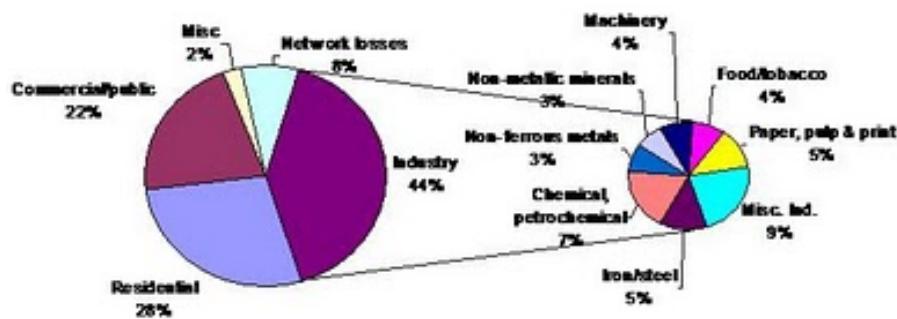
- El tamaño típico de los transformadores industriales es de 1000 - 4000 kVA, contrario a los transformadores públicos cuyo rango es de 50 - 1000 kVA.
- La carga promedio de un transformador industrial es relativamente alta (30 - 100 % de la carga nominal).
- Los transformadores más nuevos en la industria son a menudo de tipo seco en vez de sumergidos en aceite. Las pérdidas en estos transformadores de tipo seco son relativamente altas.



Fuente: todoproducividad.blogspot.com.

Ocurren también altos niveles de contaminación de armónicos de corriente de carga (esto causa pérdidas extra y un alto riesgo de envejecimiento).

En la siguiente figura vemos los resultados de consumo en los países de la OCDE. Las pérdidas de red suponen un 8 % de la capacidad de generación total.



Consumo de electricidad real y pérdidas de red en los países de la OCDE – 1997. Fuente todoproducividad.blogspot.com.

A pesar de varias excepciones favorables, las políticas de compra industriales son relativamente no favorables para aplicaciones de transformadores de eficiencia energética, el precio de compra es un factor dominante sobre las pérdidas evaluadas.

Los estudios llevados a cabo muestran que hay un considerable potencial de ahorro energético en los transformadores de distribución industriales. Cuando se instala un nuevo transformador, las industrias deben poner atención en la evaluación de pérdidas, ya que puede ahorrarse mucho dinero, energía y emisiones de CO₂ durante la vida útil. Este ahorro potencial es completamente factible económico.

Como a menudo es el caso en edificios de industrias y oficinas, la corriente de carga del transformador contiene distorsión de armónicos, es decir, por computadores y unidades electrónicas de potencia, las pérdidas de transformadores como lo hace el ahorro potencial de los transformadores eficientes en energía.

Transformadores de distribución de energía en la industria

Aunque grandes industrias y edificios de oficinas obtienen su electricidad de las redes de medio y alto voltaje, la mayoría de la electricidad usada por las industrias se consume a nivel de bajo voltaje - la conversión a nivel de bajo voltaje se lleva a cabo en transformadores de distribución privados. A menudo los transformadores colocados en oficinas comerciales e industriales son transformadores similares a los transformadores de distribución en el sistema público de distribución. Las pérdidas de los transformadores de distribución en la industria se estiman en un 1 - 2 % del consumo de electricidad final total en Europa. Ya que estas pérdidas ocurren de forma privada en las redes de distribución, no aparecen en las estadísticas de las pérdidas de red.

Pérdidas en los transformadores

Un transformador de potencia normalmente consiste en un par de devanados, primario (HV) y secundario (LV), conectado por un circuito magnético o núcleo. Cuando un voltaje alterno se aplica a uno de estos devanados, generalmente el devanado de HV, una pequeña corriente fluirá y establecerá un flujo magnético alternativo en el núcleo. Este flujo alternativo, conectado a ambos devanados, induce un voltaje en cada uno de ellos. La corriente que está fluyendo es la situación en la situación en la que ambos devanados no están cargados, es la corriente de magnetización.

Se describe a continuación las pérdidas de los transformadores:

A. Pérdidas sin carga

Un transformador descargado experimenta pérdidas. La corriente de magnetización requerida para llevar al núcleo a un ciclo alterno de flujo a una velocidad determinada por la frecuencia del sistema (50 Hz). Haciéndolo de esta forma la energía se disipa. Esta pérdida se conoce como pérdida del núcleo, pérdida sin carga o pérdida de hierro. Esta pérdida del núcleo está presente cuando el transformador está energizado. Así se representa una constante y por lo tanto se drena energía de forma significativa en cualquier sistema eléctrico. Adicionalmente, el flujo alternativo genera también fuerzas alternas en el núcleo de hierro y de aquí ruido.

Estas pérdidas se producen en el núcleo del transformador cuando el transformador está energizado (incluso cuando el circuito secundario está abierto). También se les llama pérdidas de hierro o pérdidas en el núcleo y son constantes.

Pueden dividirse en cinco componentes:

1. Pérdidas de histéresis en las láminas del núcleo.
2. Pérdidas de Corrientes parásitas en las láminas del núcleo.
3. Pérdidas $I^2 R$ debidas a la corriente en vacío.
4. Pérdidas por desviaciones en corrientes parásitas en las abrazaderas centrales, pernos y otros componentes del núcleo.
5. Pérdidas dieléctricas.

Se componen de:

- Pérdidas por histéresis, causadas por el movimiento de fricción de los dominios magnéticos en las laminaciones centrales están magnetizados y desmagnetizados por alternancia del campo magnético. Estas pérdidas dependen del tipo de material utilizado para construir un núcleo. Acero al silicio tiene histéresis mucho menor que el acero normal, pero de metal amorfio tiene un rendimiento mucho mejor que el acero al silicio. Hoy en día las pérdidas de histéresis puede ser reducida por el procesamiento de materiales, tales como la laminación en frío, tratamiento con láser o la orientación del grano. Pérdidas de histéresis son generalmente responsables de más de la mitad del total de las pérdidas sin carga (50% a 70%). Esta relación fue menor en el pasado (debido a la mayor contribución de las pérdidas por corrientes de Foucault en particular en las hojas tratadas relativamente gruesas y no láser).
- Por corrientes de Foucault, las pérdidas causadas por campos magnéticos variables que inducen corrientes de Foucault en las laminaciones y por lo tanto la generación de calor. Estas pérdidas pueden reducirse mediante la construcción del núcleo de delgadas hojas laminadas aisladas entre sí por una capa de barniz delgada para reducir las corrientes de Foucault. Corrientes de Foucault pérdidas hoy en día generalmente representan el 30% a 50% del total de las pérdidas sin carga. Al evaluar los esfuerzos en mejorar la eficiencia de transformadores de distribución, el mayor progreso se ha logrado en la reducción de estas pérdidas.

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

- También hay pérdida marginal y las pérdidas dieléctricas que se producen en el núcleo del transformador, lo que representa por lo general no más de 1% del total de las pérdidas sin carga.

B. Pérdidas de carga

Estas pérdidas se denominan comúnmente pérdidas en el cobre o pérdidas de cortocircuito. Las pérdidas de carga varían de acuerdo a la carga del transformador.

La pérdida de carga de un transformador es la parte de pérdidas generadas por la corriente de carga varían con el cuadrado de la corriente de carga. Esto cae en tres categorías:

- Pérdidas resistivas dentro de los conductores del devanado.
- Pérdidas por corrientes de Foucault en los conductores del devanado.
- Pérdidas por corrientes de Foucault en los tanques y trabajos de acero estructural.

Las últimas dos categorías se refieren también como "pérdidas extra".

Las pérdidas resistivas siguen la ley de Ohm y pueden decrecer decreciendo el número de curvas del devanado, incrementando el área transversal del giro del conductor, o mediante una combinación de ambos. Sin embargo, reduciendo el número de giros se requiere un incremento del flujo, es decir, un incremento en la sección transversal cruzada, lo cual aumenta el peso del hierro y las pérdidas de hierro. De esta forma se realiza una compensación entre las pérdidas con carga y las pérdidas sin carga.

Las corrientes de Foucault proceden del hecho de que no todo el flujo producido por un devanado va al otro devanado. Esta pérdida de flujo también lleva a la reactancia o impedancia de cortocircuito de un transformador. En el pasado, esta reactancia fue simplemente considerada una imperfección derivada de la existencia ineludible del flujo de pérdida. Actualmente, la impedancia del transformador es una herramienta valiosa para que el diseñador del sistema determine los niveles de fallo del sistema que cumplen las limitaciones económicas de la planta conectada.

En flujos de corrientes muy altos (1000 A) generados en los conductores principales pueden elevarse pérdidas de corrientes de Foucault en el tanque adyacente a éstas. Debido al flujo de pérdidas hay también pérdidas de corriente de eddy en tanques y acero estructural interno.

PÉRDIDAS EXTRA DEVIDAS A LOS ARMÓNICOS

En los últimos años, ha habido una creciente preocupación sobre la distorsión de armónicos y los efectos de los armónicos en los sistemas de potencia. Las redes de distribución están diseñadas para trabajar con la frecuencia de 50 Hz fundamental. Casi todas las industrias tienen cargas no lineales. Las cargas no lineales generan altos niveles de contenido de armónicos. Las cargas no lineales típicas incluyen:

- Computadores.
- Sistemas UPS.
- Variadores de velocidad variables.
- Inversores.

Las cargas no lineales en las industrias tienen una gran diferencia en circunstancias entre transformadores colocados en industrias y generadoras.

Las corrientes de armónicos causan pérdidas más altas en el transformador y por lo tanto la temperatura es más alta, lo cual afectará la vida útil de los transformadores. Las pérdidas extra dependen del espectro de armónicos en la corriente de carga.

Los armónicos triples (3rd, 9th, 15th, etc.) son la causa principal de calor debido a la corriente de fase que se añade en el conductor de neutro. La magnitud de la corriente de armónicos producida por los triples armónicos puede aproximarse dos veces a la corriente de fase. Esto causa que el conductor de neutro se sobrecaliente debido a que los conductores de neutro estuvieron históricamente diseñados para la misma corriente que los conductores de fase.

Los transformadores se configuran con una conexión delta-triángulo para reducir los efectos de los armónicos triples se atrapan y circulan en el delta primario del transformador, Así el contenido de armónicos reflejado a la fuente (la red de medio-voltaje) se reduce. Los armónicos de circulación en el devanado conectado delta del transformador crea calor debido a sus altas frecuencias.

Siguiendo a los problemas con los armónicos triples un transformador alimentando un convertidor o inversor puede tener problemas con otros armónicos.

Pérdidas extra debidas a los armónicos

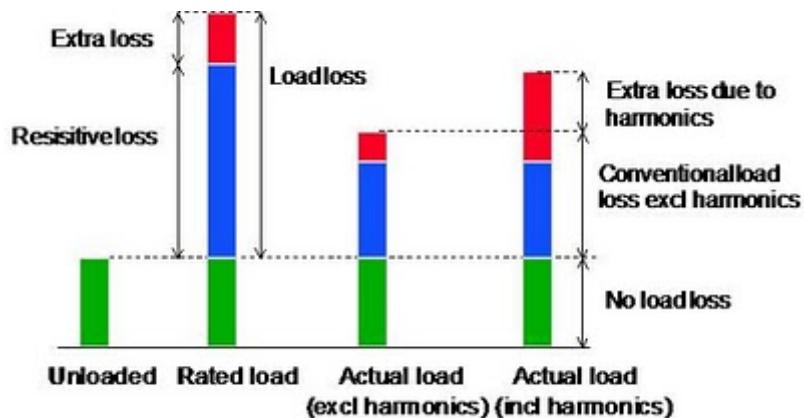
Las pérdidas extra proceden de lo siguiente:

Los componentes de frecuencia más alta en la corriente de carga (armónicos) causan pérdidas extra debido a que los armónicos no penetran completamente el conductor. Se desplazan en el borde exterior del conductor. Esto se llama efecto piel. Cuando ocurre el efecto piel, el área de sección cruzada efectiva del conductor decrece, incrementando la resistencia y las pérdidas I^2R , que sucesivamente calientan los conductores y todo lo que esté conectado a ellos.

Las corrientes de armónicos incrementan las corrientes de Foucault en el transformador. Las pérdidas de corriente de Foucault son la mayor preocupación cuando están presentes los armónicos, debido a que se incrementan aproximadamente con el cuadrado de la frecuencia. Las pérdidas sin carga son las pérdidas del núcleo del transformador, que son afectadas por armónicos solamente en relación a la distorsión de voltaje, no distorsión de corriente. Actualmente, el incremento en las

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

pérdidas sin carga debido a que los armónicos son usualmente insignificantes Las corrientes de armónicos, sin embargo, afecta muy significativamente a las pérdidas de carga.



Pérdidas extra debido a los armónicos. Fuente todoproducividad.blogspot.

La más importante de estas pérdidas es que debido a las pérdidas por corrientes parásitas en el bobinado, no son muy grandes y por lo tanto la mayoría de los modelos de cálculo ignora las pérdidas inducidas por otros armónicos.

El impacto exacto de una corriente armónica en la pérdida de carga depende de la frecuencia armónica y es para la que está diseñado el transformador.

En un transformador que está muy cargado con las corrientes armónicas, la pérdida en exceso puede causar altas temperaturas en algunas localidades de los bobinados. Esto puede reducir seriamente la vida útil del transformador e incluso causar un daño inmediato y, a veces fuego.

- La reducción de la potencia aparente máxima transferida por el transformador, a menudo llamada de-rating. Para estimar la reducción necesaria de la potencia del transformador, se puede calcular el factor de reducción de potencia de la carga. Este método, que se utiliza comúnmente en Europa, consiste en estimar la cantidad que debe ser reducida de un transformador estándar de modo que la pérdida total de carga de armónicos no exceda de la pérdida de diseño fundamental. Este parámetro de reducción de potencia que se conoce como "factor K".

El transformador de reducción de potencia factor se calcula de acuerdo con la fórmula en HD 538.3.S
1. El factor K viene dado por:

$$K = \left[1 + \frac{e}{1+e} \left(\frac{I_h}{I} \right)^2 \sum_{n=2}^{n=N} \left(n^q \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2 \right) \right]^{0,5}$$

Donde:

e - la pérdida de corriente parásita a la frecuencia fundamental dividida por la pérdida debido a una corriente continua igual al valor RMS de la corriente sinusoidal, tanto a la temperatura de referencia.

n - el orden armónico

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

I - el valor RMS de la corriente sinusoidal incluyendo todos los armónicos dados por:

$$I = \left[\sum_{n=1}^{n=N} (I_n)^2 \right]^{0,5} = I_1 \left[\sum_{n=2}^{n=N} \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2 \right]^{0,5}$$

I_n la magnitud del armónico n-ésimo

I_1 - la magnitud de la corriente fundamental

q - constante exponencial que depende del tipo de devanado y la frecuencia. Los valores típicos son 1,7 para transformadores con redondo de sección transversal rectangular conductores en ambos devanados y 1,5 para aquellos con devanados de papel de aluminio de bajo voltaje.

- Desarrollar diseños especiales de transformadores clasificados para corrientes de carga no sinusoidales. Este proceso requiere el análisis y la minimización de la pérdida de Foucault en los devanados, el cálculo del aumento de temperatura del punto caliente, el aislamiento individual de laminaciones, y/o aumentando el tamaño del núcleo o devanados. Cada fabricante utilizar cualquiera o todas estas técnicas de acuerdo a las tasas de mano de obra, volumen de producción y la capacidad de su planta y equipo. Estos productos se venden como transformadores K nominal. Durante el proceso de selección del transformador, el diseñador debe estimar el factor K de la carga y seleccione un transformador con el factor K igual o superior.

El factor K se define como:

$$K = \sum_{n=1}^{n=n \max} (I_n)^2 n^2$$

Hay algunas herramientas simples disponibles que ayudan a calcular la reducción de potencia del factor K y el factor K. Para utilizarlos es necesario conocer el espectro armónico de la corriente de carga. Un ejemplo de una calculadora Factor K Factor K y se puede encontrar en:

Como ejemplo IEC 61378-1 trata de la especificación, diseño y ensayo de transformadores y reactores de potencia, que están destinadas para la integración en plantas convertidoras semiconductores; que no está diseñado para la distribución industrial o pública de alimentación de AC en general.

El alcance de esta norma se limita a aplicaciones de convertidores de potencia, de cualquier potencia, para su distribución local, a la tensión nominal del convertidor moderado, generalmente para aplicaciones industriales y, normalmente, con una tensión más elevada para el equipo no superior a 36 kV.

Los transformadores de convertidor cubierto por esta norma puede ser de diseño en baño de aceite o de tipo seco. Los transformadores inmersos en aceite están obligados a cumplir con la norma IEC 60076, y para transformadores de tipo seco la IEC 60726.

ENVEJECIMIENTO TÉRMICO DE LOS TRANSFORMADORES

Ya que los armónicos introducen pérdidas extra y por lo tanto disipación de calor extra en los transformadores, los armónicos pueden tener una gran influencia en la vida útil del transformador.

La vida útil del transformador depende en un alto grado de eventos extraordinarios, tales como sobrevoltajes, cortocircuitos en el sistema y sobrecargas de emergencia. Solamente se tendrá en cuenta la temperatura del punto caliente del devanado, causado por armónicos en la corriente.

La consecuencia de una temperatura de punto caliente más alta en el devanado, causada por los armónicos, originará un riesgo de fallo prematuro. Este riesgo puede tener un carácter a corto plazo inmediato o provocar un deterioro acumulativo del transformador durante muchos años.

Transformadores sumergidos en aceite

Los transformadores sumergidos en aceite diseñados en conformidad con CEI 60076, su tasa relativa de envejecimiento térmico será igual a la unidad para una temperatura de punto caliente de 98 °C, que corresponde a la operación en una temperatura ambiente de 20 °C y la temperatura de un punto caliente se eleva de 78 K.

De esta forma los transformadores sumergidos en aceite doblan la edad cada incremento de aproximadamente 6 K. Si la carga y la temperatura ambiente son constantes durante un periodo, la pérdida de vida relativa (L) es igual a $L = V \times t$, siendo t el periodo en consideración. Un valor por encima de 1 significa que las pérdidas durante la vida útil son superiores a lo esperable.

En este informe la temperatura del punto caliente máxima permitida para los transformadores sumergidos en aceite se toman como 140 °C.

Transformadores de tipo seco

Para los transformadores de tipo seco diseñados en conformidad con CEI 60726, el uso durante la vida diaria debido a efectos térmicos se calcula a una temperatura ambiente de 20 °C. Para transformadores de tipo seco, el envejecimiento relativo se dobla con cada incremento de aproximadamente 10 K.

En este informe la temperatura máxima permitida para un transformador de tipo seco es de 190 °C.

Evaluación de pérdidas

El coste total a la propiedad de un transformador consiste en varios componentes, incluyendo el precio de compra, el valor del precio de la energía, los costes de mantenimiento y reparación a lo largo de la vida útil, y el coste de desmantelamiento. El precio de compra y las pérdidas de energía se deben a los dos factores clave para la comparación de los diferentes transformadores.

En la industria es muy común que los transformadores sean parte de un proyecto clave. El contratista a menudo se interesa en un transformador con un precio de compra bajo. El contratista está a menudo interesado en un transformador con un precio de compra bajo. Sin embargo el usuario/propietario del transformador se propone comprar el transformador más barato, es decir, con los costes para la propiedad más bajos, que cumplen con los requerimientos de una aplicación dada.

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

Cuando se comparan dos transformadores con diferentes precios de compra y/o diferentes pérdidas, debemos tener en cuenta tanto el precio de compra como el coste de las pérdidas durante la vida útil del transformador. Los costes pueden convertirse en el momento de compra asignando valores de capital. Cuando los transformadores se comparan con respecto a las pérdidas de energía, se realiza el proceso de evaluación de pérdidas.

En el proceso de evaluación de pérdidas se necesitan tres cifras:

- Precio de carga.
- Pérdida de carga.
- Pérdida sin carga.

Para la pérdida de carga especificada de un transformador, el comprador puede asignar una cifra de coste por kW de pérdida representando el valor capitalizado (valor presente neto) de las pérdidas de carga a lo largo de toda la vida del transformador o en una escala más corta, por ejemplo, 5 o 10 años.

De forma similar, para las pérdidas sin carga del transformador, el comprador puede asignar un coste por kW de pérdida sin carga representando el valor capitalizado de las pérdidas sin carga. La cifra de coste se basa también en el coste promedio por kWh y la tasa de interés elegida por el comprador. Como casi todos los transformadores se conectan a la red durante el 100 % del tiempo, y las pérdidas sin carga son independientes de la carga, la curva de carga no es relevante. El coste promedio por kWh tenderá a ser más bajo que para las pérdidas de carga, ya que la última tenderá a coincidir con las cargas pico, en las cuales la energía es muy cara.

Si se eligen altos valores de capitalización para pérdidas, los transformadores con bajas pérdidas pero con altos costes de inversión tienden a ser favorecidos.

COMO AHORRAR COSTES CON TRANSFORMADORES EFICIENTES.

Estudios llevados a cabo entre 1999 y 2001 por European Copper Institute reveló que el alcance en la reducción del consumo de energía y emisiones de CO₂ mediante el uso de transformadores de distribución eficientes energéticamente es sustancial en la UE. El ahorro potencial estimado es aproximadamente 22 TWh/año para distribuidoras eléctricas públicas y aproximadamente 5,5 TWh/año para industrias y oficinas. Este ahorro potencial puede conseguirse aplicando transformadores de eficiencia energética, y el coste de inversión extra puede obtenerse vía ahorro energético.

Para algunas industrias y utilidades públicas, los transformadores de eficiencia energética pueden ahorrar mucho dinero durante la vida útil del transformador.

Para seleccionar el transformador con el equilibrio óptimo entre el coste de la inversión y el coste de pérdidas con carga y sin carga, la evaluación del transformador durante la compra es el método usual apropiado.

La aplicación de metodologías de evaluación de pérdidas de transformadores es también un factor clave a tener en cuenta en instalaciones de generación distribuida como los aerogeneradores. Puede ser difícil determinar los factores de evaluación, ya que estos factores proporcionan realmente la

capitalización de costes futuros de pérdidas y son dependientes de los modelos de cargas esperados, crecimiento de la carga y cambios de los precios de la energía.

Tipos de pérdidas en los transformadores

Un transformador sin carga experimenta pérdidas siempre que el transformador esté energizado. Esto representa una constante en muchos aparatos y por lo tanto un drenaje significativo del sistema eléctrico.

Los transformadores en carga de un transformador es la parte de las pérdidas que se generan por la carga de corriente y que varía con el cuadrado de la corriente de carga. Ello cae en tres categorías: Pérdidas resistivas en los conductores principales y del devanado, pérdidas por corrientes parásitas en los conductores del devanado, pérdidas por corrientes parásitas en tanques y acero estructural.

Evaluación de las pérdidas de los transformadores

En los transformadores de potencia las pérdidas aumentan con la capacidad y son cuantiosas en los de mayor tamaño. Es por ello que si nos enfrentamos a la compra de un transformador grande, haremos bien en evaluar las distintas opciones considerando el coste que nos suponen las pérdidas a lo largo de toda la vida útil.

En los transformadores de capacidades en MVA los costes de las pérdidas son tan altos, que debe realizarse un proyecto específico valorando la influencia de las mismas.

El coste total debido a un transformador consiste en varios componentes, incluyendo el precio de compra, el valor de las pérdidas de energía, mantenimiento y costes de reparación en toda la vida útil. El precio de compra y las pérdidas de energía son los dos factores claves que nos permiten comparar diferentes transformadores.

El problema surge porque los contratistas de los proyectos siempre están interesados en comprar el transformador con el precio más bajo posible, y el usuario final tiene poca capacidad de decisión en esa fase. Consecuentemente, se acaban eligiendo los transformadores más baratos y el usuario tiene que soportar los costes más elevados por pérdidas a lo largo de toda la vida útil del transformador.

Lo peor es que las regulaciones no están alentando para instar a la compra de transformadores con menos pérdidas. En la mayoría de los países el ahorro energético de los transformadores con pérdidas bajas no está asignado a las distribuidoras. Esto significa que no hay interés para las compañías distribuidoras en invertir en un transformador con bajas pérdidas (alto precio de compra), ya que el retorno de la inversión no se devuelve a la distribuidora durante la vida útil del transformador. Esto es contradictorio al interés público.

Para comparar dos transformadores con diferentes precios de compra y/o diferentes pérdidas, uno debe tener en cuenta que el precio de compra se paga en el momento de la compra, mientras que el coste de las pérdidas toma efecto durante toda la vida útil del transformador. El procedimiento correcto es convertir los costes de pérdidas al momento de la compra asignando costes de capital.

En el proceso de evaluación básico, necesitamos conocer tres cifras del transformador: Precio de compra, pérdidas en carga y pérdidas sin carga.

Para la pérdida en carga de un transformador, el comprador puede asignar un coste por kW de pérdidas representando el valor capitalizado (valor presente neto) de las pérdidas de carga a lo largo

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

de la vida útil del transformador en una escala de tiempo corta de 5 o 10 años. Esta cifra de coste se basa en la carga del transformador esperada a lo largo del tiempo y el coste promedio por kWh.

Similarmente, para la pérdida sin carga de un transformador, el comprador puede asignar un coste por kW de pérdidas sin carga representando el valor capitalizado de las pérdidas sin carga. Este coste se basa en el coste promedio por kWh y el tipo de interés elegido por el comprador. Ya que casi todos los transformadores se conectan a la red durante el 100 % del tiempo, y las pérdidas de carga son independientes de la carga, la curva de carga no es relevante. El coste promedio por kWh tenderá a ser más bajo que para las pérdidas de carga, ya que las últimas tenderán a coincidir con cargas picos, en el tiempo en el que la energía es muy cara.

Si se eligen valores de capitalización altos para las pérdidas, los transformadores con bajas pérdidas pero con altos costes de inversión tienden a ser favorecidos. Sin embargo, si los valores de capitalización se ponen a cero, un comprador efectivamente elimina la evaluación de las pérdidas de energía de la decisión de compra, lo cual favorece al transformador más barato. Existen procedimientos numéricos para calcular estas pérdidas (en bibliografía).

No obstante, el valor de las pérdidas puede normalmente recabarse del fabricante.

EVALUACION DE LOS COSTES DE UN TRANSFORMADOR

El transformador como una entidad económica puede ser definido prácticamente por la separación de los costes que integran su ciclo de vida y que prácticamente pueden ser subdivididos en tres grandes rubros.

- Costes de Capital. Los costes de capital están constituidos por cargos fijos anuales. Los cargos fijos que corresponden al uso del capital, comprenden la depreciación, los impuestos, pólizas de seguros, costes financieros; los asociados al rendimiento del capital, El flujo de caja de estos cargos fijos anuales nivelados es descontado por las tasas de interés y de inflación correspondientes.
- Costes de Operación. Los costes de operación son los asociados con el uso del activo, para el caso de los transformadores, el coste de las pérdidas en vacío, las debidas a la carga y el consumo de los auxiliares utilizados para el enfriamiento son los costes relevantes. Los costes de estas pérdidas son función de los elementos siguientes: la carga (demanda) pico inicial, el factor de carga, el factor de responsabilidad (relación entre la carga del transformador durante el pico de la demanda y la carga máxima diaria del transformador),
- Costes asociados a la seguridad de funcionamiento. Los costes de la seguridad de funcionamiento tienen que ver con los elementos de este concepto, la disponibilidad, la confiabilidad, la mantenibilidad y el soporte logístico para el mantenimiento. La indisponibilidad de transformadores requiere del uso de infraestructura adicional, ya sea subestaciones móviles o de capacidad extra en subestaciones existentes. El uso de infraestructura adicional, por ejemplo a través de subestaciones móviles, es una política que tiene un coste de capital alto ya que el factor de servicio de estos equipos normalmente es bajo.

La confiabilidad es un elemento que está ligado a las fallas y con sus consecuencias. Los transformadores tienen diferentes modos, causas y efectos de falla. Los modos, las causas y los efectos de falla dependen de las condiciones de servicio, los criterios de diseño, los cuidados durante

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

la manufactura y de la forma de uso (operación y mantenimiento). Desde un punto de vista económico, la confiabilidad está asociada con el coste de la falla y las consecuencias de la misma.

La mantenibilidad contribuyen los costes asociados con las acciones requeridas de mantenimiento. Estas acciones requeridas de mantenimiento a su vez dependen de: márgenes y criterios de diseño, prácticas de manufactura y de las condiciones de servicio.

Los costes del soporte logístico de mantenimiento tienen más que ver, con las estrategias para llevar a cabo las acciones de mantenimiento. El mantenimiento preventivo tendrá normalmente costes más altos, estos costes estarán asociados con la indisponibilidad del transformador al estar fuera de servicio mientras se ejecutan acciones de mantenimiento programado. Por otra parte, la estrategia de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, tendrá costes relacionados con la gestión y la infraestructura requerida para optimizar (minimizar) la indisponibilidad y el tiempo utilizado para ejecutar las acciones de mantenimiento.

ANEXO 2. TABLAS DE CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES.

Fuente CENELEC.

Table A.1 HD428/HD538

RATED POWER	Load Losses for Distribution Transformers				No-Load Losses for Distribution Transformers			
	OIL-FILLED (HD428) UPTO 24kV			DRYTYPE (HD538)	OIL-FILLED (HD428) UPTO 24kV			DRYTYPE (HD538)
	LIST A	LIST B	LIST C	12kV PRIMARY	LIST A'	LIST B'	LIST C'	12kV PRIMARY
KVA	W	W	W	W	W	W	W	W
50	1100	1350	875	N/A	190	145	125	N/A
100	1750	2150	1475	2000	320	260	210	440
160	2350	3100	2000	2700	460	375	300	610
250	3250	4200	2750	3500	650	530	425	820
400	4600	6000	3850	4900	930	750	610	1150
630 /4%	6500	8400	5400	7300	1300	1030	860	1500
630 /6%	6750	8700	5600	7600	1200	940	800	1370
1000	10500	13000	9500	10000	1700	1400	1100	2000
1600	17000	20000	14000	14000	2600	2200	1700	2800
2500	26500	32000	22000	21000	3800	3200	2500	2200

Table A.2 EN 50464-1
No load losses P (W) and sound power level (Lw) for U≤24 kV

Rated power	E0		D0		C0		B0		A0		Short circuit impedance %
	P0	LwA									
	W	dB(A)									
50	190	55	145	50	125	47	110	42	90	39	4
100	320	59	260	54	210	49	180	44	145	41	
160	460	62	375	57	300	52	260	47	210	44	
250	650	65	530	60	425	55	360	50	300	47	
315	770	67	630	61	520	57	440	52	360	49	
400	930	68	750	63	610	58	520	53	430	50	
500	1100	69	880	64	720	59	610	54	510	51	
630	1300	70	1030	65	860	60	730	55	600	52	
630	1200	70	940	65	800	60	680	55	560	52	6
800	1400	71	1150	66	930	61	800	56	650	53	
1000	1700	73	1400	68	1100	63	940	58	770	55	
1250	2100	74	1750	69	1350	64	1150	59	950	56	
1600	2600	76	2200	71	1700	66	1450	61	1200	58	
2000	3100	78	2700	73	2100	68	1800	63	1450	60	
2500	3500	81	3200	76	2500	71	2150	66	1750	63	

Table A.3 EN 50464-1
Load losses P_k (W) at $75^\circ C$ for $Um \leq 24 kV$

Rated power KVA	Dk W	Ck W	Bk W	Ak W	Short circuit impedance %
50	1 350	1 100	875	750	4
100	2 150	1 750	1 475	1 250	
160	3 100	2 350	2 000	1 700	
250	4 200	3 250	2 750	2 350	
315	5 000	3 900	3 250	2 800	
400	6 000	4 600	3 850	3 250	
500	7 200	5 500	4 600	3 900	
630	8 400	6 500	5 400	4 600	
630	8 700	6 750	5 600	4 800	
800	10 500	8 400	7 000	6 000	6
1000	13 000	10 500	9 000	7 600	
1250	16 000	13 500	11 000	9 500	
1600	20 000	17 000	14 000	12 000	
2000	26 000	21 000	18 000	15 000	
2500	32 000	26 500	22 000	18 500	

Table A.4 EN 50464-1
Load losses P_{k36} (W) at $75^\circ C$ for $Um = 36 kV$

Rated power KVA	Ck36 W	Bk36 W	Ak36 W	Short-circuit impedance %
50	1 450	1 250	1 050	4 or 4,5
100	2 350	1 950	1 650	
160	3 350	2 550	2 150	
250	4 250	3 500	3 000	
400	6 200	4 900	4 150	
630	8 800	6 500	5 500	
800	10 500	8 400	7 000	6
1000	13 000	10 500	8 900	
1250	16 000	13 500	11 500	
1600	19 200	17 000	14 500	
2000	24 000	21 000	18 000	
2500	29 400	26 500	22 500	

Table A.5 EN 50464-1
No load losses P_{036} (W) and soundpowerlevel (Lw (A)) for $Um = 36 kV$

Rated power KVA	C036		B036		A036		Short-circuit impedance %
	P0 W	LwA dB(A)	P0 W	LwA dB(A)	P0 W	LwA dB(A)	
50	230	52	190	52	160	50	4 or 4,5
100	380	56	320	56	270	54	
160	520	59	460	59	390	57	
250	780	62	650	62	550	60	
400	1 120	65	930	65	790	63	
630	1 450	67	1 300	67	1 100	65	
800	1 700	68	1 500	68	1 300	66	
1 000	2 000	68	1 700	68	1 450	67	
1 250	2 400	70	2 100	70	1 750	68	
1 600	2 800	71	2 600	71	2 200	69	
2 000	3 400	73	3 150	73	2 700	71	6
2 500	4 100	76	3 800	76	3 200	73	

ANEXO 3. AUTOCONSUMO ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO.

El autoconsumo eléctrico permite que cada consumidor obtenga toda o parte de la energía eléctrica que necesita a través de fuentes renovables, como la energía solar, gracias a la instalación de paneles fotovoltaicos conectados directamente a la red interna de distribución eléctrica.

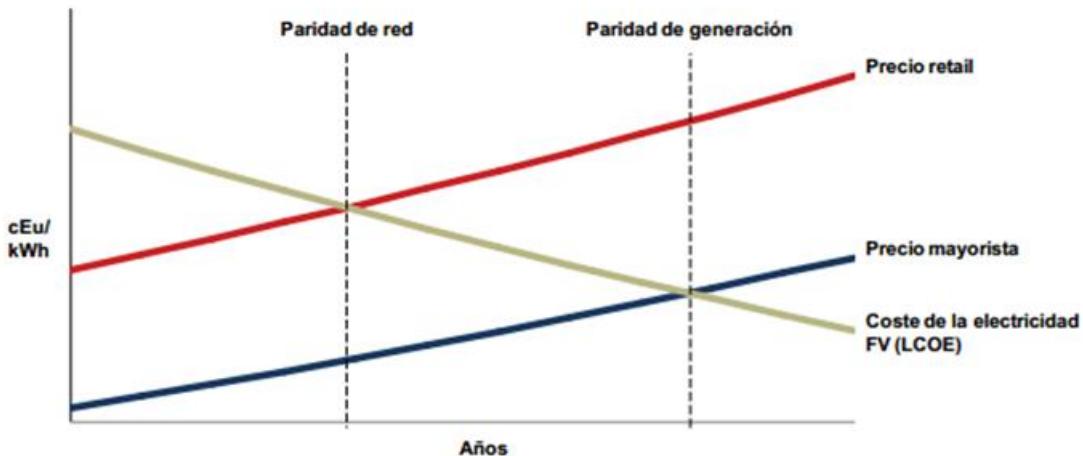
El Autoconsumo está regulado por el Real Decreto 1699/2011 y en un futuro está previsto que se complemente el Autoconsumo con la posibilidad de inyectar energía a la red, descontándola de la factura eléctrica.

El Autoconsumo permite, por lo tanto reducir el consumo eléctrico facturado por la empresa distribuidora y por lo tanto obtener un ahorro económico proporcional a la generación eléctrica conseguida con la instalación fotovoltaica y al coste de la energía facturada por la compañía distribuidora.

Al precio actual de la energía, cada kWh generado en una instalación fotovoltaica conectada a la red interior ahorra cerca de 0,20 € en la factura de electricidad.

Grid parity

La llamada "paridad de red" es un término que se usa para describir en qué momento a un usuario particular (retail), le resulta más rentable obtener energía de una fuente propia a compararla en el mercado, en el siguiente gráfico puede verse una explicación gráfica:



Fuente página www.scoop.it.

Como se puede observar, la paridad de red se alcanza cuando el coste que supone para el usuario generar su propia electricidad FV iguala el coste de comprar la electricidad de la red (precio retail). La paridad de generación, por su parte, se alcanza cuando el precio al que se vende la electricidad generada mediante tecnología fotovoltaica es igual a sus costes de producción.

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

La "paridad de generación" se consigue cuando a las empresas de generación de electricidad les resulta competitivo producir la electricidad usando esta fuente respecto al resto de "pool" de fuentes de generación (convencionales o no), se entiende que en el régimen "ordinario", es decir, SIN primas a la producción de esa fuente particular.

Tal y como se detalla en un artículo de www.voxpopuli.com, REE (Red Eléctrica Española) ha recibido un auténtico aluvión de solicitudes de instalaciones de producción eléctrica por vía fotovoltaica, hasta un total de unos 38 GW hasta mediados de diciembre del año 2012, pero la gran noticia es que las solicitudes se han hecho en el régimen ordinario, es decir, SIN primas de ningún tipo, pues los lectores sabrán que hace ya tiempo que se congelaron los cupos para poder instalar parques fotovoltaicos sujetos a primas.

Hay que tener en cuenta que esa demanda de conexiones equivalen a la capacidad instalada de 38 centrales nucleares, lo cual da una idea de la inmensa escala del cambio que se ha producido en este sector, donde se ha pasado de primas de 7 a 9 veces el coste "base" de los métodos convencionales de producción eléctrica en 2007, a la situación actual de finales del 2012 donde las empresas solicitan producir en el régimen ordinario, en el que las empresas de generación tienen que competir con el resto de instalaciones convencionales, es decir hablamos ya, en este caso, de "paridad de generación"

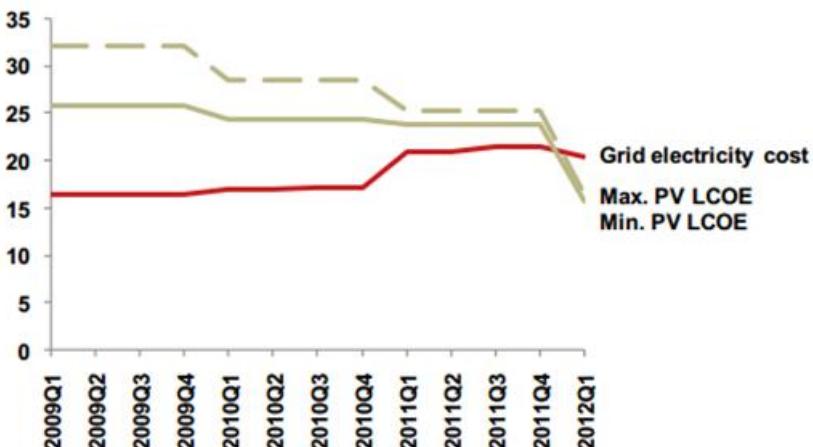
Según este artículo de Forbes, el coste eléctrico previsto de generación por KWh, de estas instalaciones que han solicitado su conexión a la red, está en el rango de 0,055 - 0,06 €/KWh , y todos sabemos que la TUR (Tarifa de Último Recurso) define un precio de la electricidad a un precio de la energía de 0,1468 €/KWh, sin IVA ni impuestos asociados en 2012, y esperándose una subida del orden del 3% ahora en Enero 2013, y posiblemente algunas más a lo largo del año. Es decir, estamos hablando de un coste de generación que es del orden de 1/3 el coste de precio de venta de la Tarifa de Último Recurso, para grandes instalaciones de generación (parques) y es que hay empresas como Gehrlicher Solar que tiene previsto construir una planta fotovoltaica de 300 MW en Talaván (Cáceres).

En cualquier caso los datos de coste de producción de los grandes parques fotovoltaicos no son extrapolables para la generación doméstica, pues no se puede obtener la misma economía de escala ni el poder de negociación en la compra de equipos e instalaciones, etc...No obstante las diferencias no llegan a ser 3 veces mayores en el caso de la producción doméstica, y de hecho existen multitud de estudios que indican que YA es interesante para los usuarios domésticos, la producción de electricidad por placas fotovoltaicas para el autoconsumo.

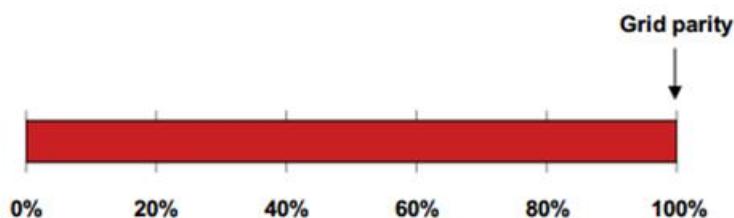
Uno de los estudios más completos es el de la Universidad de Comillas, en colaboración con la consultora Eclareon, que analiza el grado de proximidad a la "paridad de red" en varios países: España, Italia, Alemania, México y Chile, y los resultados del estudio son muy claros: en las localizaciones analizadas para el caso de España, que son Madrid y Las Palmas de Gran Canaria, en ambos casos la paridad de red se alcanza al 100%, es decir, para el caso de la TUR es rentable instalar una unidad de generación fotovoltaica para el autoconsumo familiar en esos emplazamientos, y el caso de Madrid es indicativo de lo que sucede al menos en la mitad Sur de España.

Veamos cómo ha evolucionado la paridad de red en el caso de Madrid:

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS



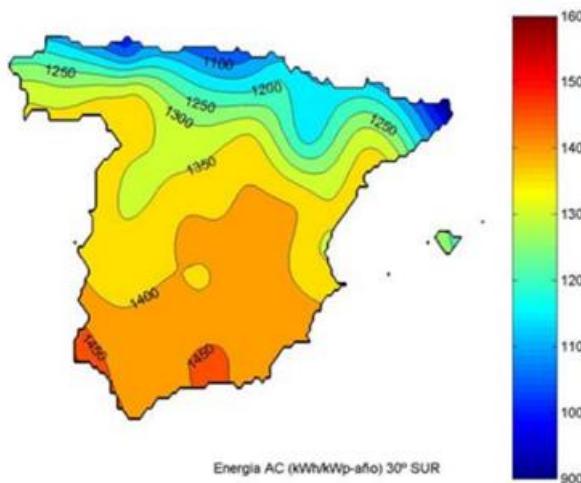
Fuente página www.scoop.it.



Fuente página www.scoop.it.

Puede verse que la paridad de red se consigue ya en el primer trimestre de 2012 (2012Q1) debido al efecto combinado de las subidas de las tarifas eléctricas y a la bajada continua de los costes de instalación de estos sistemas de generación, y aún este estudio no tiene en cuenta las subidas posteriores de tarifas y del IVA que pasó del 18% al 21% en Septiembre del 2012, todo lo cual ha hecho aún más favorable para el consumidor el uso de esta tecnología.

En el siguiente mapa se puede ver la estimación del aprovechamiento fotovoltaico de las diferentes zonas de España, donde Madrid estaría en la zona de algo menos de 1.400 KWh/KWp es decir, por cada kilovatio "pico" (unidad de medida de la capacidad de una instalación fotovoltaica en determinadas condiciones estándar de radiación solar) la instalación entregaría esos KWh de producción eléctrica anualmente y considerando paneles fijos con inclinación optimizada (sin seguimiento), que son las usuales en el entorno doméstico.



Hay que decir que a medida que se encarece la factura eléctrica y se abaratan los módulos de generación fotovoltaicos, cada vez más zonas del país entran dentro del área donde es rentable el autoconsumo eléctrico de origen fotovoltaico

Todo esto forma parte de un movimiento generalizado a escala global para los países que cuentan con buenos índices de irradiación solar, de tal forma que The Economist, afirma que en 2013 se debería ya dejar de hablar de la energía fotovoltaica como "energía alternativa" y pasar a ser considerada una energía más dentro del "pool" de las convencionales

Hay que tener en cuenta que España es uno de los países donde más han subido las tarifas eléctricas de todo el mundo, en esto, como no podía ser menos, también estamos en "La Champions", y por ejemplo entre el 2010 y 2011 los incrementos de precios de la electricidad para el sector residencial en la UE han sido los siguientes.

En la actualidad los costes de pequeñas instalaciones fotovoltaicas para el ámbito doméstico están el rango de 1,5 €/Wp, quiere decirse que si, según las estadísticas oficiales del IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético), una familia en España consume de media 3.500 KWh, según el mapa anterior, para un rendimiento de 1.400 KWh/KWp necesitaría del orden de 2,5 KWp instalados para conseguir cubrir el consumo anual, por ello el coste de la instalación debería estar en unos 3.750 €.

Analicemos el pay-back de la instalación: en 2012 el término de la energía en la TUR era de 0,1468 €/KWh sin IVA ni el impuesto de la electricidad, así si incluimos el 21% del IVA y los 4,864% de impuesto de la electricidad, el precio a pagar por el consumo eléctrico (sin tener en cuenta la cuota de potencia), es decir sólo el término de energía, es de = 0,1848 €/KWh, quiere decirse que lo que una familia media paga de la energía que consume al año es $3.500 \times 0,1848 = 646,7$ €/año, y por otro lado, hemos dicho que la instalación necesaria para producir esa energía en la actualidad cuesta del orden de 3.750 €, por ello el período de amortización estimado sería de $= 3.750/646,7 = 5,8$ años, todo esto, claro, sin tener en cuenta intereses del capital (si la compra es por préstamo), algún que otro coste de mantenimiento (apenas existen) y caída de rendimiento (bajo en esos intervalos de tiempo), que podrían modificar este período de amortización hasta llevarlo a 6 - 7 años, hay que tener en cuenta que los costes de los elementos de la instalación fotovoltaica no dejan de bajar y ya hay ofertas en el rango de 1 - 1,2 €/Wp, y por otro lado las tarifas eléctricas no dejan de subir, y es

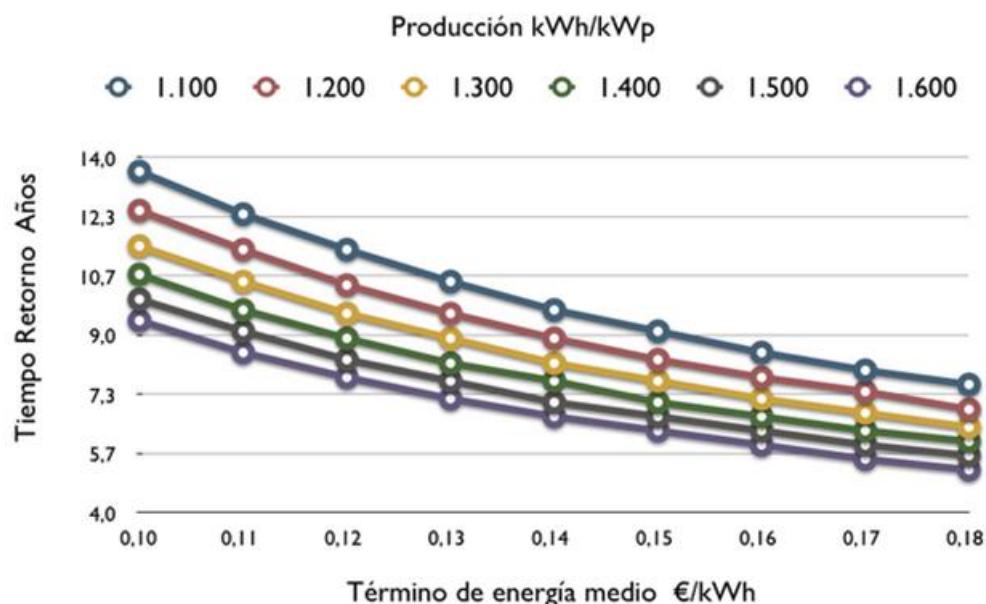
TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

muy probable que lo hagan aún más en los próximos meses/años, por lo que la tendencia apunta a que cada vez será más rentable el autoconsumo, aparte del beneficio medioambiental y de dependencia energética exterior que esta tendencia va a tener en el conjunto del país.

En forma gráfica se presenta la estimación de los períodos de amortización de una instalación según el rendimiento que tenga (por la irradiación solar de la zona expresado en KWh/KWp) y el coste total del término de energía para el consumidor final (incluyendo IVA e impuestos asociados a este término).

En el gráfico siguiente se muestra los años necesarios para recuperar la inversión realizada en función de la producción fotovoltaica estimada, el precio del término d energía, y un coste de proyecto de 1,5 €/Wp, entendiendo que este precio puede ser representativo hoy para proyectos hasta 100 kW que son a los que se refiere el RD1699/2011.

Como ya he descrito antes, estamos por encima de los 0,18 €/KWh por lo que ya sería rentable en casi todo el territorio nacional y muy rentable en la parte Sur del país.

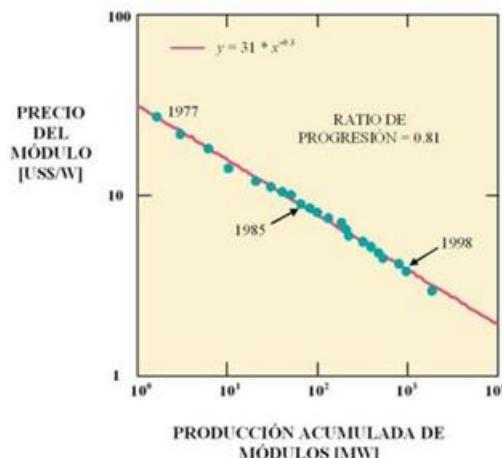


Fuente www.scoop.it.

El abaratamiento de las instalaciones fotovoltaicas

Gran parte de la dinámica expresada en el apartado anterior se explica por el impresionante reducción en el coste de las placas solares fotovoltaicas que ha sucedido en los últimos años, motivado en parte por las impresionantes mejoras debidas a las economías de escala y de eficiencia que se han conseguido, debidos en gran parte por el gran incremento en la demanda, que hace que se haya producido una disminución del coste de los paneles que sigue la llamada "Ley de Swanson" que sería el equivalente, en el mundo de la fotovoltaica, a la "Ley de Moore" de los microprocesadores

La "ley" de Swanson afirma que los precios de los paneles fotovoltaicos disminuyen del orden de un 20% cada vez que se dobla la producción mundial de los mismos, en el siguiente gráfico puede verse cómo han evolucionado los paneles solares siguiendo esta "ley" empírica:



Fuente: www.scoop.it.

En primer lugar, el sector fotovoltaico continúa en su afán por solucionar el déficit de tarifa. La fotovoltaica demanda un marco jurídico estable, predecible y claro, para que sea posible regular el desarrollo de algunas aplicaciones, como el autoconsumo con balance neto. La tramitación del borrador de real decreto que realizó el anterior Gobierno a la Comisión Nacional de Energía a finales del 2011 se ha paralizado contra todo pronóstico, con lo que las opciones de fomento del sector fotovoltaico en España se vuelven verdaderamente difíciles.

El autoconsumo supone la gran expectativa para el sector: es una aplicación en la que la tecnología es rentable por sí sola. Está naciendo un nuevo mercado solar eficiente desde los puntos de vista económico y energético. En este momento, se están conectando instalaciones de autoconsumo instantáneo que pueden tener cierto desarrollo en la industria, pero que es claramente insuficiente en el segmento residencial o en el pequeño comercio.

Para que la fotovoltaica pueda beneficiar a todos y el sector tenga un mercado de tamaño realmente considerable, es necesario que se regule el balance neto. Se trata de una oportunidad única para resolver el complejo problema energético que atraviesa nuestro país, y que el Gobierno puede utilizar en su objetivo de aumentar y consolidar la participación de las energías renovables dentro del mix energético.

Por otra parte, a pesar de que en principio se pensó que el Gobierno introduciría distintos gravámenes para las energías renovables, parece que el Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética terminará estableciendo un impuesto del 7% a la fotovoltaica y al resto de tecnologías de generación.

En realidad, un gran número de plantas no van a poder asumir los nuevos impuestos. Éstos se suman al recorte ejecutado por el RD-L 14/2010, de 2011 a 2013 inclusive. Los propietarios de las plantas que no puedan devolver las cuotas de los préstamos se verán obligados a aportar fondos propios, a renegociar la deuda o bien, a entregar su instalación a la entidad financiera.

A la fotovoltaica se le aplicará en el próximo año un recorte retributivo del 35%, por la superposición del nuevo impuesto del 6% a la generación al recorte del 30% que aprobó el anterior Gobierno. Al final, lo pagarán el consumidor y el sector fotovoltaico fotovoltaico, porque al cobrar una tarifa fija,

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

no repercutirá los nuevos gravámenes en los precios de la electricidad, como harán las demás energías.

Otra sorpresa que ha asentado duramente al sector en el 2012 fue el Real Decreto-Ley 1/2012, que implantó la moratoria, que tuvo un efecto retroactivo para la fotovoltaica por las singularidades de su Registro de Preasignación de Retribución (RPR), pues se activó cuando la convocatoria de los dos primeros trimestres del año ya estaba cerrada.

Los promotores, que ya habían remitido sus proyectos y esperaban el listado de los retribuyentes, no tuvieron más opción que resignarse y ver cómo se han destruido prácticamente la mitad de los puestos de trabajo del sector en apenas un año.

Todavía no hay perspectiva de que la moratoria vaya a levantarse, pues el RDL 1/12 la condiciona a la eliminación del déficit de tarifa, y además, es difícil saber qué ocurrirá con esos proyectos. En total, fueron 280 MW los proyectos que quedaron atrapados en el RPR, que, de momento, han acarreado unos costes hundidos a los promotores de 35 millones de euros.

En definitiva, el gran reto del sector pasa por recuperar la confianza tras la moratoria al régimen de primas aprobada en enero, y la aprobación de la normativa sobre balance neto, que es clave para la supervivencia del tejido industrial nacional. España se encuentra en quinta posición a nivel mundial, con 4.300 MW de potencia instalada, el 4% del total. La industria solar española ha demostrado de sobra su capacidad de liderazgo en todo el mundo. Contamos con empresas españolas de referencia en el exterior que ayudan a atraer inversión y funcionar como motor de desarrollo económico y social.

ANEXO 4. TRANSFORMADORES EN PARALELO

ACOPLAMIENTO EN PARALELO DE TRANSFORMADORES.

Las necesidades de acoplamiento en paralelo de varios transformadores surgen principalmente cuando un solo transformador no es capaz de suministrar la energía que consumen los receptores. En otras ocasiones, se pretende conseguir un óptimo rendimiento en la instalación, permitiendo su conexión o desconexión en función de la carga que debe suministrarse en cada momento. Otro motivo que justifica el acoplamiento en paralelo de transformadores es la seguridad en el suministro de energía, ya que en caso de avería en uno de ellos, el resto de transformadores permitirá el funcionamiento total o parcial de la instalación. En general, el acoplamiento de transformadores de potencia se realiza en las barras generales de la central y en los centros de transformación. Es necesario diferenciar entre el caso de que los transformadores estén próximos entre sí, como los conectados a las barras generales de la central, o que estén alejados, como sucede en los de principio y final de línea, o en distribución. En el primer caso, no influye la impedancia de la línea, pero sí que habrá de considerarse en el segundo.

ACOPLAMIENTO EN PARALELO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

Las condiciones del acoplamiento de transformadores trifásicos son las siguientes:

- 1º Todas las expuestas para los transformadores monofásicos.
- 2º Que los desfases de las tensiones secundarias respecto a las tensiones del primario sean iguales en los transformadores por acoplar en paralelo. Si los desfases son diferentes, no se pueden acoplar.
- 3º Que el sentido de rotación de los vectores que representan a las tensiones secundarias sea el mismo en todos los transformadores que han de acoplarse. Caso de variar el sentido de rotación de algún transformador, no podrá realizarse el acoplamiento.

EFICIENCIA ENERGETICA EN TRANSFORMADORES EN PARALELO

Es conveniente seleccionar la potencia de los transformadores teniendo en cuenta su capacidad de sobrecarga. El no prestar atención a la capacidad de sobrecarga del transformador, significa depender innecesariamente de la capacidad nominal.

Esta capacidad de sobrecarga se determina en dependencia del gráfico de carga del transformador en cuestión.

La magnitud y duración de las corrientes de falla son de una importancia extrema estableciendo una práctica coordinada de protección para los transformadores, tanto los efectos térmicos como mecánicos de las corrientes de falla deberán ser considerados. Para las magnitudes de las corrientes de falla cerca a la capacidad de diseño del transformador, los efectos mecánicos son más importantes que los efectos térmicos. Con magnitudes bajas de corriente de falla acercándose al valor de sobrecarga, los efectos mecánicos asumen menos importancia, a menos que la frecuencia de la ocurrencia de falla sea elevada. El punto de transición entre el interés mecánico y el interés térmico no puede ser definido exactamente, aunque los efectos mecánicos tienden a tener un papel

TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

más importante en las grandes capacidades nominales de kilovoltios-amperios, a causa de que los esfuerzos mecánicos son elevados.

Se debe determinar la sobrecarga que puede soportar el transformador cada día en las horas de máxima carga.

De cualquier manera, la sobrecarga no puede exceder del 30 %.

$$S_p \leq 1,3 S_n$$

Donde S_n es la potencia nominal de transformador (kVA).

ANEXO 5. TARIFAS ELÉCTRICAS.

Revisiones de tarifas: Peajes y tarifas 2012

Peajes de acceso a redes de transporte y distribución:

En cumplimiento de lo dispuesto en el Auto de 28 de febrero de 2012 del Tribunal Supremo, los precios de los términos de potencia y energía activa de los peajes de acceso 2.0A y 2.A DHA que deben aplicarse a efectos de facturación en el periodo comprendido entre los días 1 de octubre y 22 de diciembre de 2011 , ambos inclusive, serán los fijados en el anexo I de la Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo.

En cumplimiento de lo dispuesto en los autos de 2, 8, 12 y 15 de marzo de 2012 del Tribunal Supremo, los precios de los términos de potencia y de energía activa a aplicar a partir de 1 de enero de 2012 para cada uno de los peajes de acceso, serán los fijados en el anexo I de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril.

Los precios de los términos de potencia y energía activa de aplicación a partir de 1 de abril de 2012 a cada uno de los peajes de acceso, son los fijados en el anexo II de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril.

Tarifa de último recurso (TUR)

En cumplimiento del auto de 28 de febrero de 2012 del Tribunal Supremo, los precios del término de potencia y del término de energía activa de las tarifas de último recurso aplicables en el periodo comprendido entre los días 1 de octubre y 22 de diciembre de 2011, ambos inclusive, son los siguientes:

Término de potencia:

$TPU = 20,633129 \text{ euros/kW y año.}$

Término de energía: TEU.

- Modalidad sin discriminación horaria:

$TEU0= 0,152559 \text{ euros/kWh.}$

- Modalidad con discriminación horaria de dos periodos:

- $TEU1= 0,185235 \text{ euros/kWh.}$
- $TEU2= 0,067697 \text{ euros/kWh.}$

En cumplimiento de los autos de 2, 5, 12 y 18 de marzo de 2012 del Tribunal Supremo, los precios del término de potencia y del término de energía activa de las tarifas de último recurso aplicables en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2012, son los siguientes:

Término de potencia:

$TPU = 27,182742 \text{ euros/kW y año.}$

Término de energía: TEU.

- Modalidad sin discriminación horaria:

$$\text{TEU0} = 0,168075 \text{ euros/kWh.}$$

- Modalidad con discriminación horaria de dos periodos:

- $\text{TEU1} = 0,208833 \text{ euros/kWh.}$
- $\text{TEU2} = 0,062260 \text{ euros/kWh.}$

Modalidad con discriminación horaria supervalle:

- $\text{TEU1} = 0,209923 \text{ euros/kWh.}$
- $\text{TEU2} = 0,074608 \text{ euros/kWh.}$
- $\text{TEU3} = 0,051735 \text{ euros/kWh.}$

Los precios del término de potencia y del término de energía activa de las tarifas de último recurso aplicables en el periodo comprendido entre los días 1 de abril y 31 de mayo de 2012, son los siguientes:

Término de potencia:

$\text{TPU} = 21,893189 \text{ euros/kW y año.}$

Término de energía: TEU.

- Modalidad sin discriminación horaria:

$$\text{TEU0} = 0,142138 \text{ euros/kWh.}$$

- Modalidad con discriminación horaria de dos periodos:

- $\text{TEU1} = 0,172438 \text{ euros/kWh.}$
- $\text{TEU2} = 0,060700 \text{ euros/kWh.}$

Modalidad con discriminación horaria supervalle:

- $\text{TEU1} = 0,172278 \text{ euros/kWh.}$
- $\text{TEU2} = 0,070370 \text{ euros/kWh}$
- $\text{TEU3} = 0,054335 \text{ euros/kWh.}$

Los precios del término de potencia y del término de energía activa de las tarifas de último recurso aplicables a partir del 1 de junio 2012, son los siguientes:

Término de potencia:

$\text{TPU} = 21,893189 \text{ euros/kW y año.}$

Término de energía: TEU.

- Modalidad sin discriminación horaria:

TEU0= 0,142208 euros/kWh.

- Modalidad con discriminación horaria de dos periodos:
 - TEU1= 0,172518 euros/kWh.
 - TEU2= 0,060780 euros/kWh.

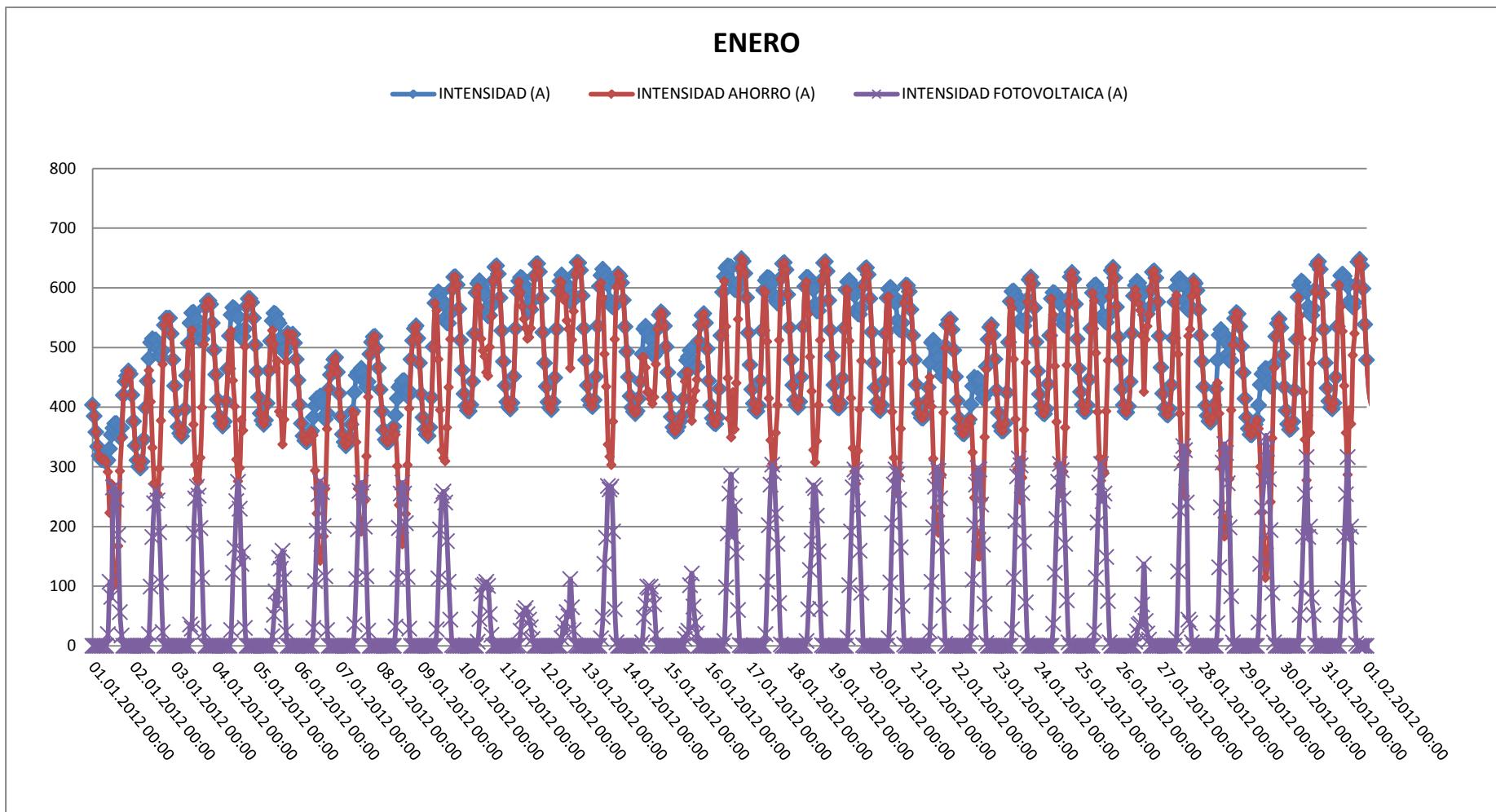
Modalidad con discriminación horaria supervalle:

- TEU1= 0,172358 euros/kWh.
- TEU2= 0,070440 euros/kWh.
- TEU3= 0,054405 euros/kWh.

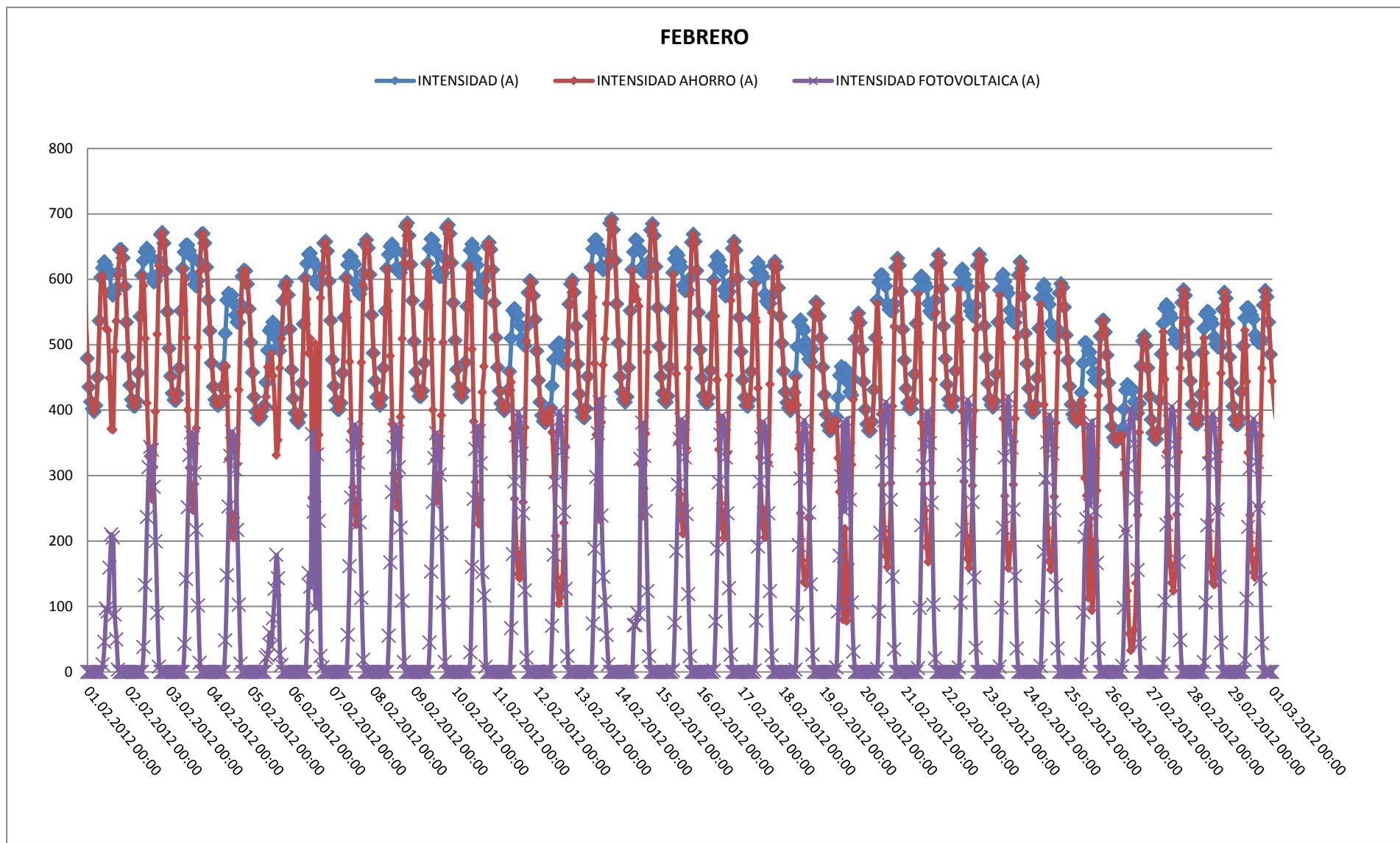
Tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial

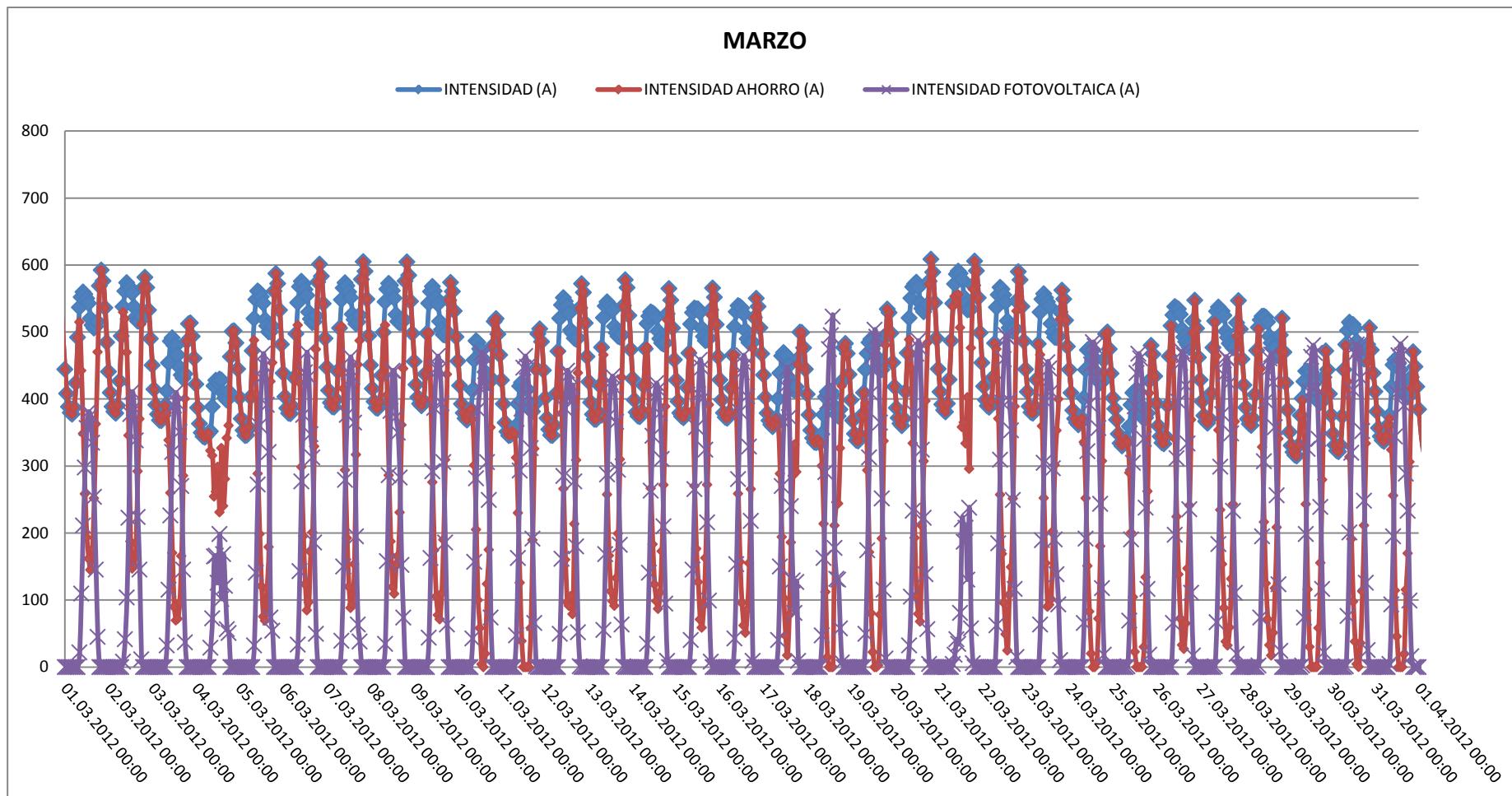
- De acuerdo con lo establecido en el artículo 44.1 y en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, se procede a la actualización trimestral para el primer trimestre de 2012, de las tarifas y primas de las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2, del grupo c.2 y de las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda.
- De acuerdo con lo establecido en el artículo 44.1 y en la disposición transitoria décima del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, actualización anual de las tarifas, primas y en su caso límites superior e inferior, para su aplicación a partir del 1 de enero de 2012, de las instalaciones de los subgrupos a.1.3 y a.1.4, del grupo a.2, de las instalaciones de la categoría b, de las instalaciones de la disposición transitoria décima y de las instalaciones de los grupos c.1, c.3 y c.4.
- De acuerdo con lo establecido en el apartado 2 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se procede a la actualización anual de la prima de las instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW acogidas al apartado 2 de la citada disposición adicional.,
- Igualmente, de acuerdo con lo establecido en el apartado 3 de la disposición adicional sexta del citado Real Decreto, se efectúa la actualización anual de la prima de las instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW acogidas al apartado 3 de la citada disposición adicional.
- De acuerdo con lo establecido en el artículo 29.1 y en la disposición adicional séptima del citado Real Decreto se revisan los valores del complemento por energía reactiva y del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión, respectivamente.
- Por último, de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, se procede a la actualización anual de las tarifas para las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el Registro de preasignación de retribución en las convocatorias correspondientes a los años 2009 y 2010, de igual forma que las instalaciones del subgrupo b.1.1. acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

ANEXO 6. GRÁFICAS DE CONSUMO ANUAL



TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

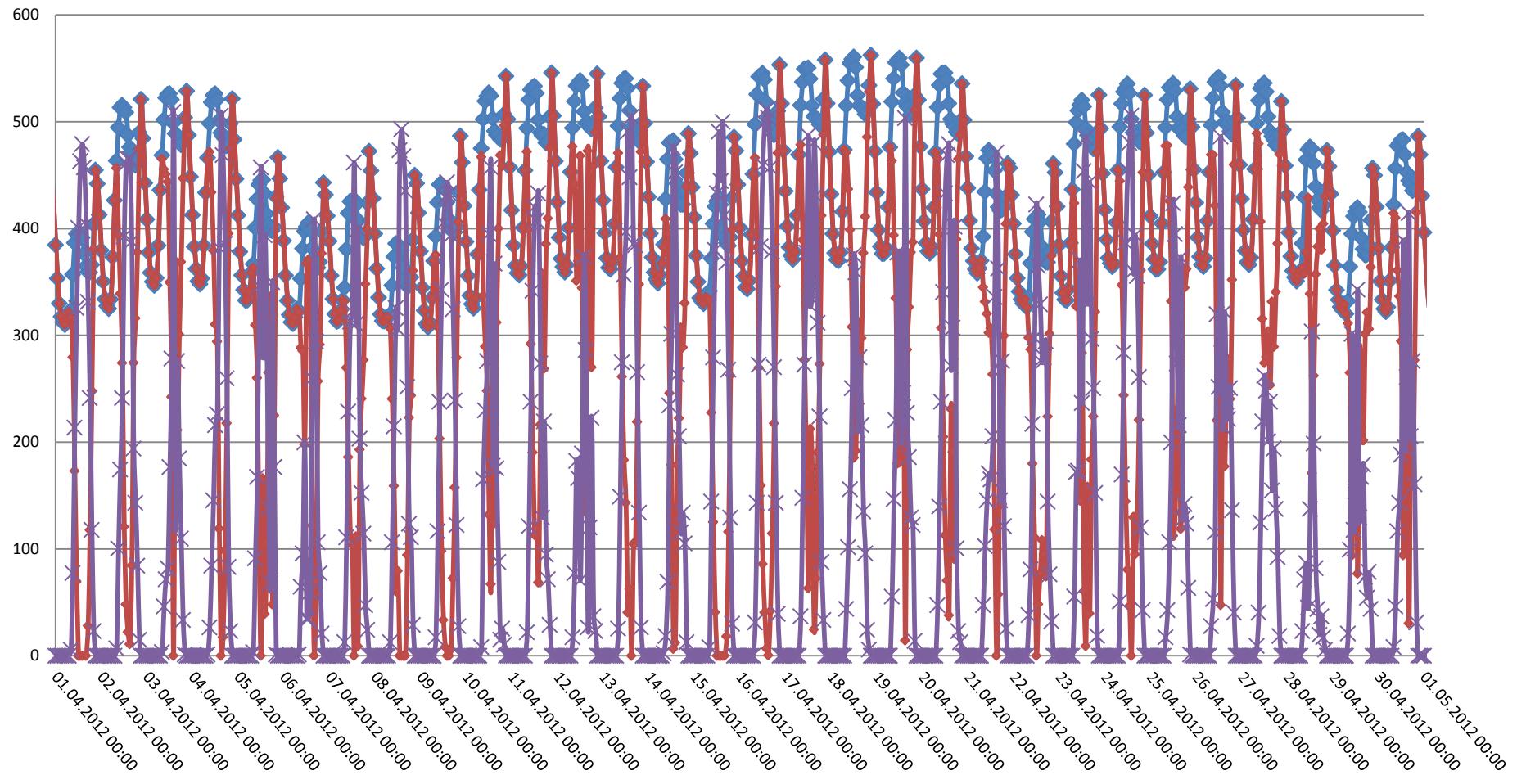


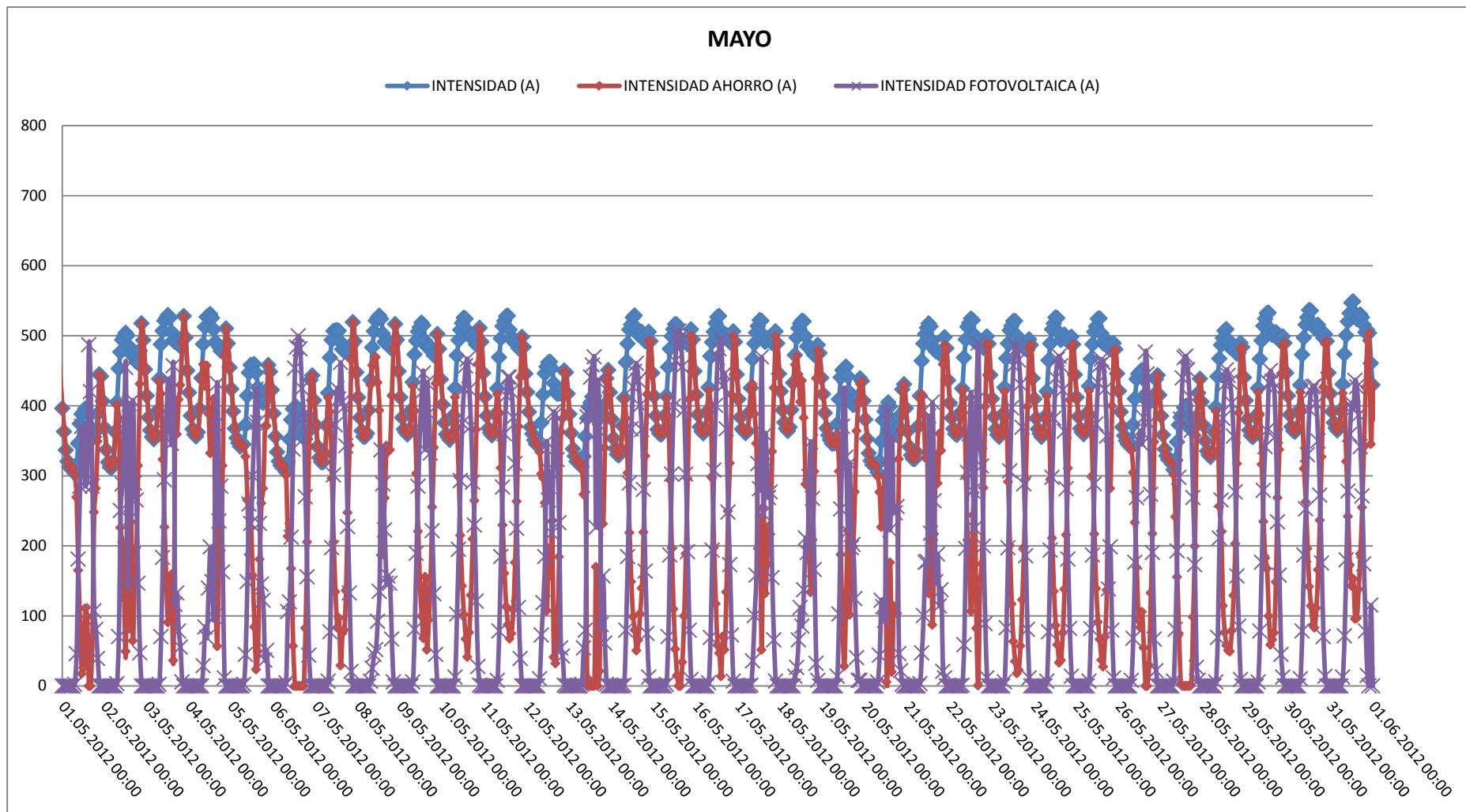


TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

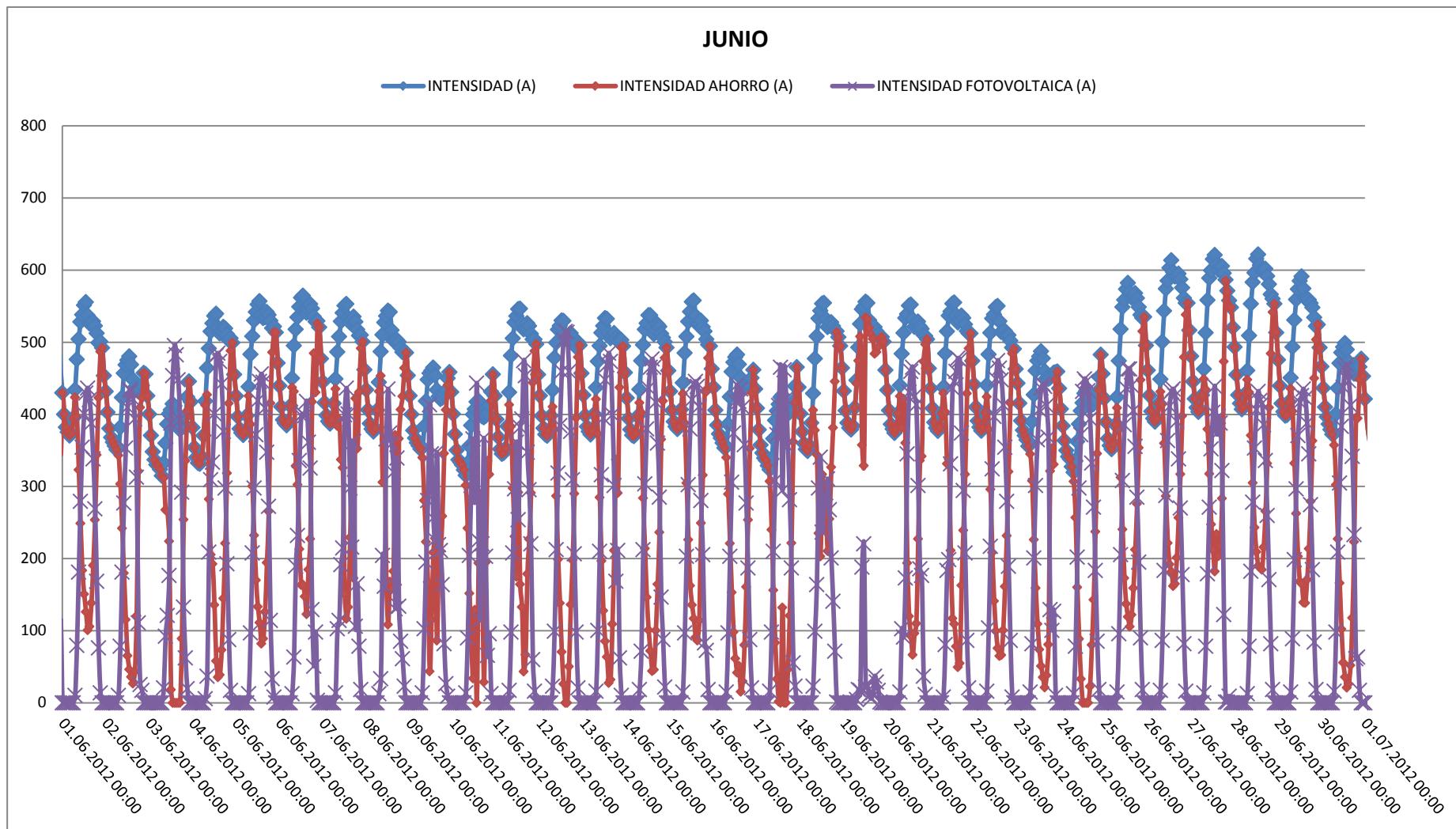
ABRIL

INTENSIDAD (A) INTENSIDAD AHORRO (A) INTENSIDAD FOTOVOLTAICA (A)

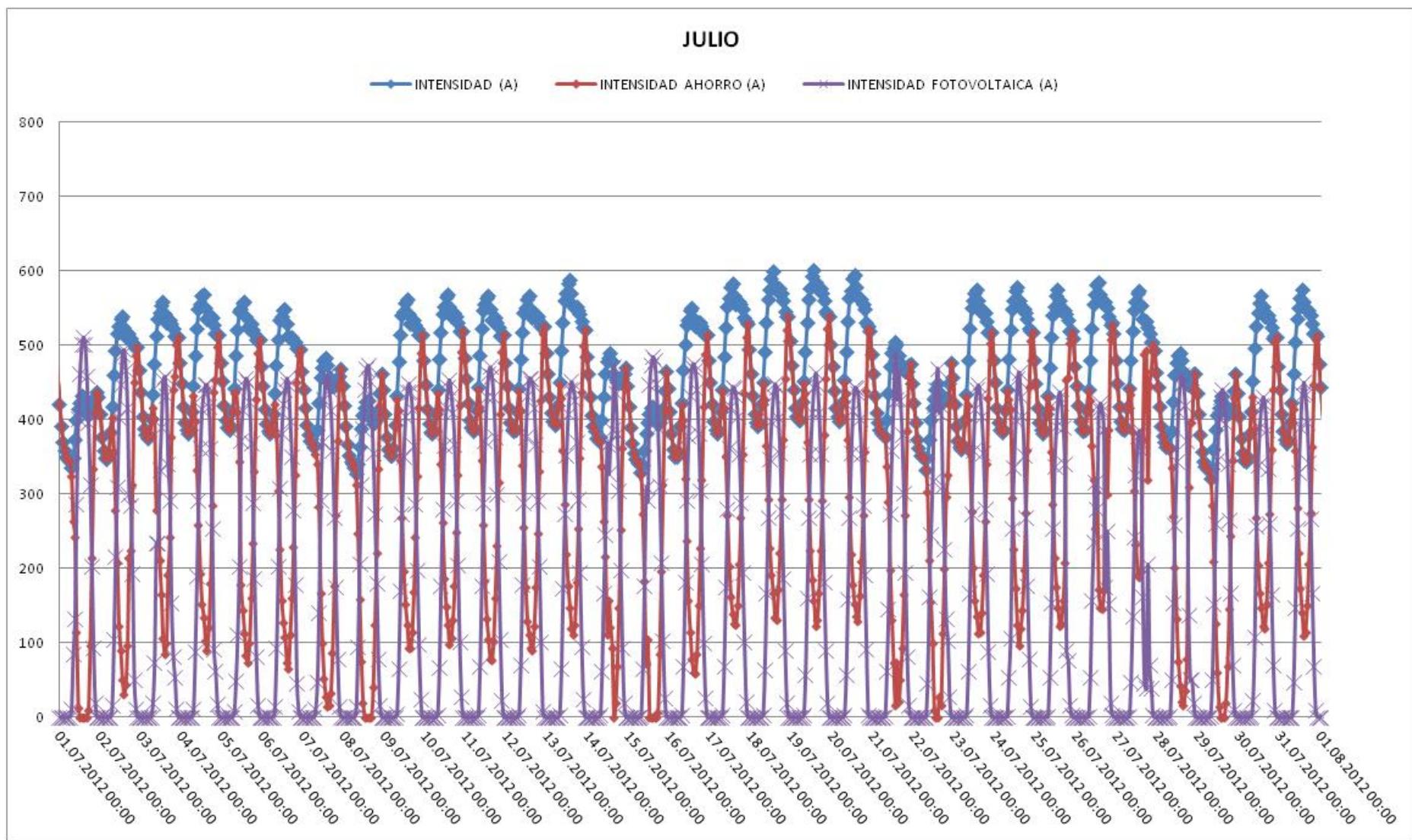


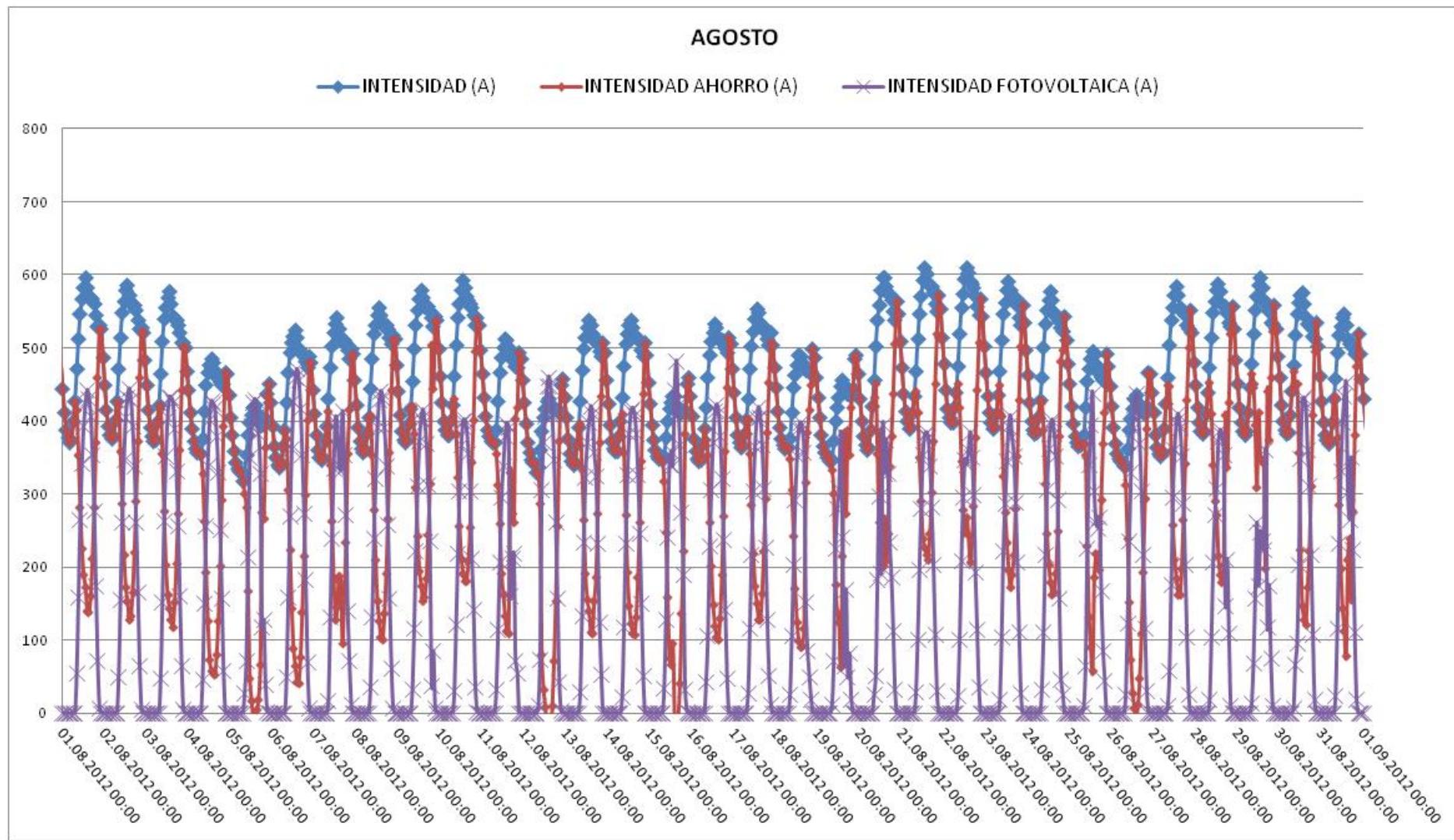


TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

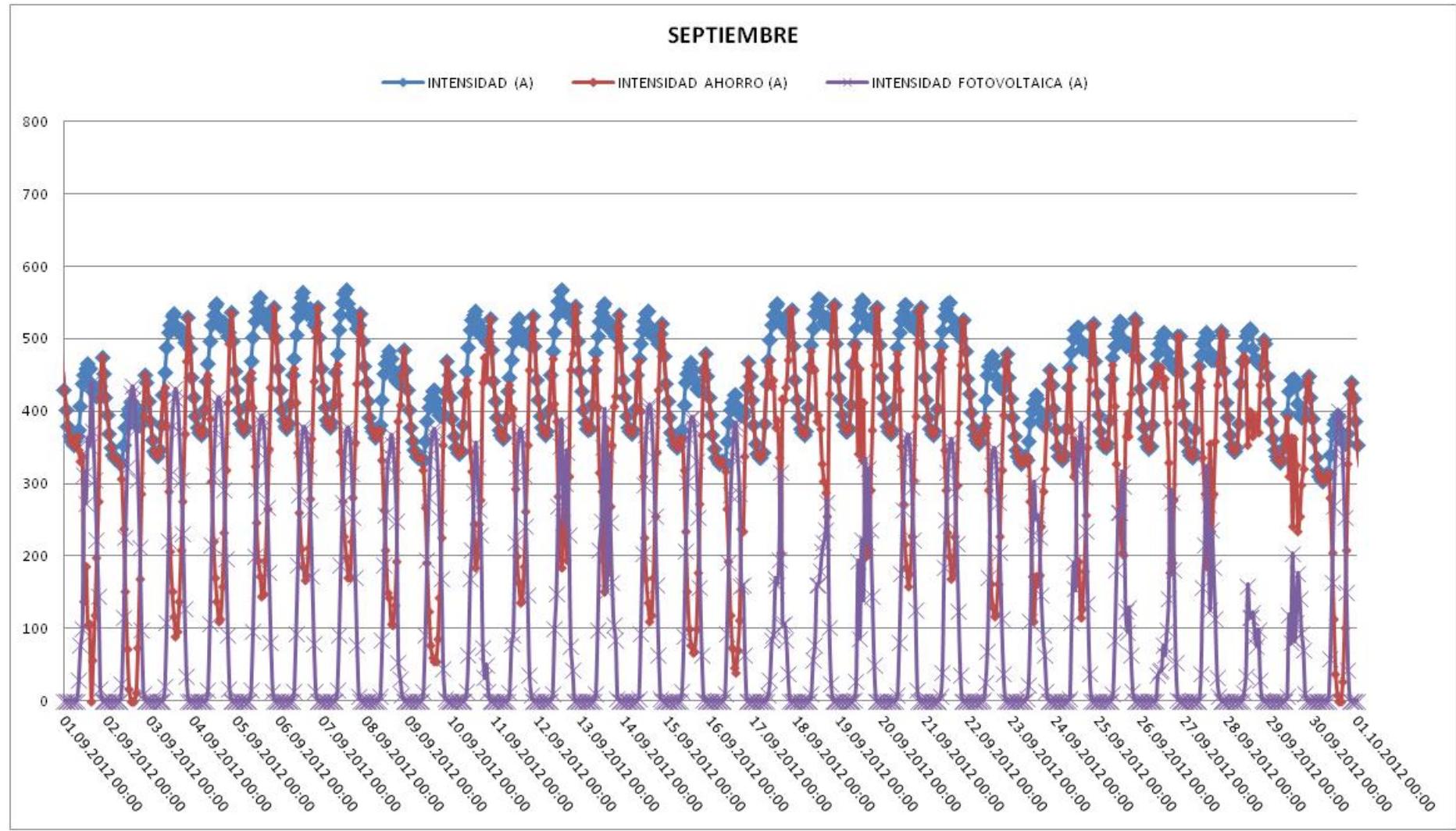


TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

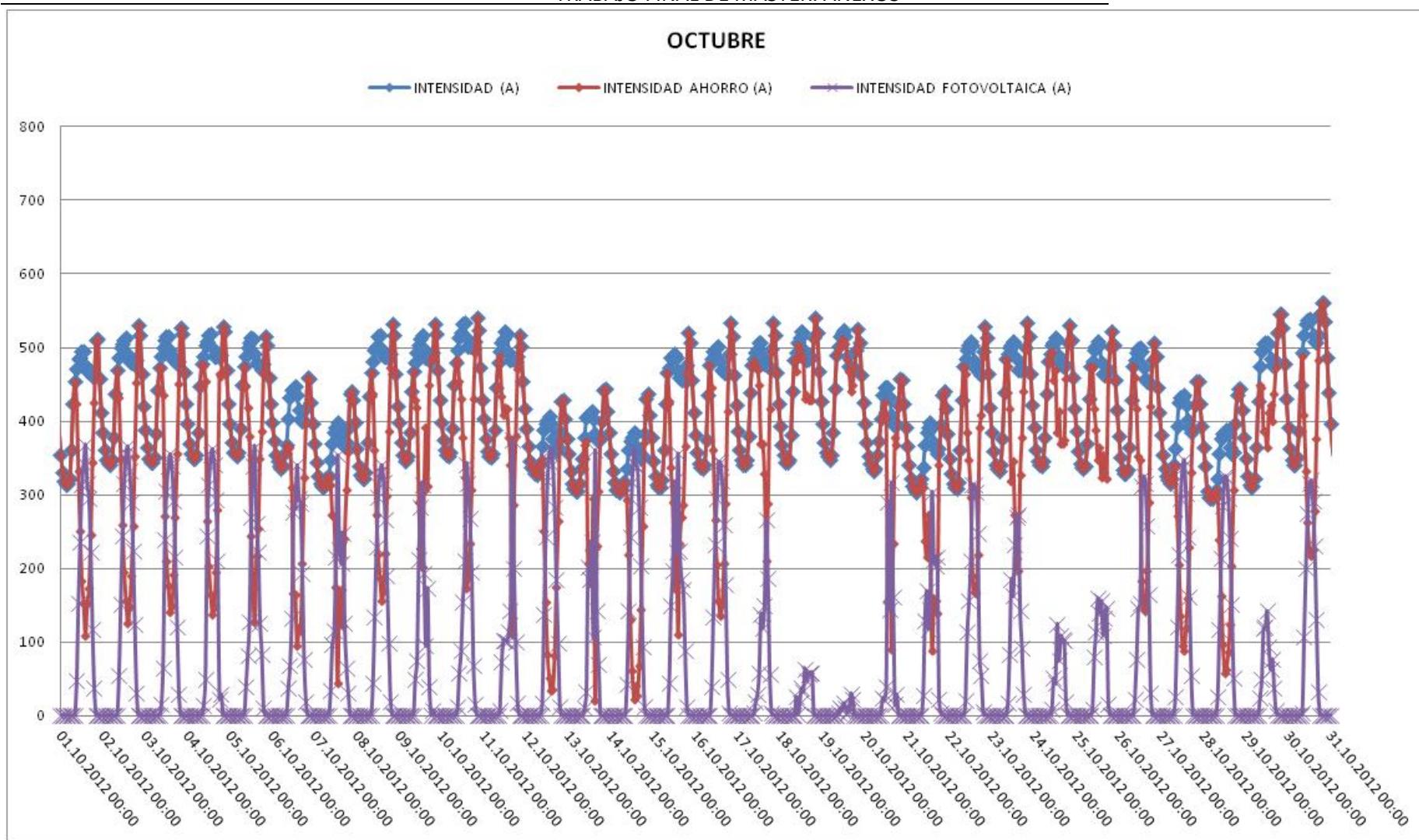




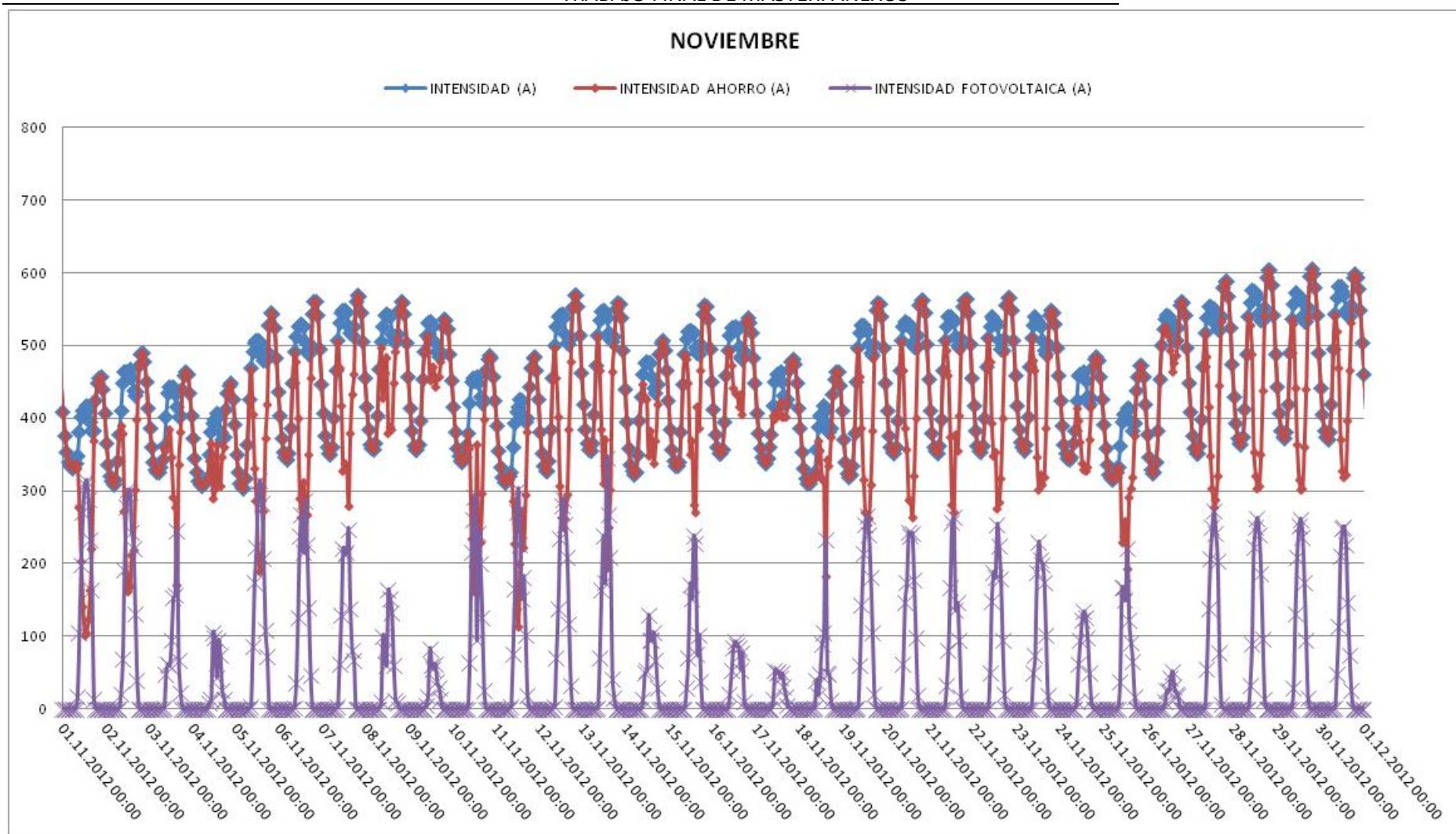
TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS



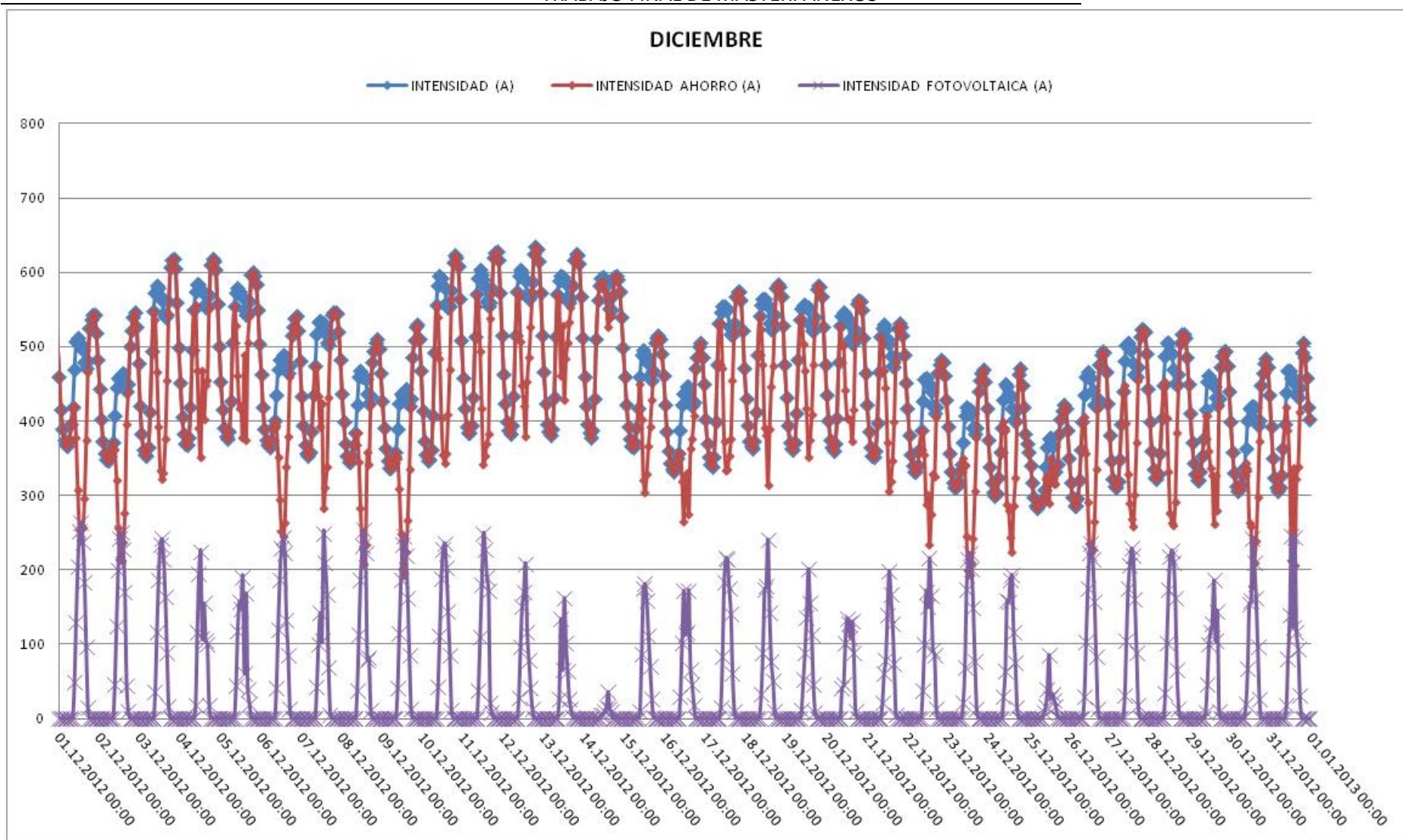
TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS



TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

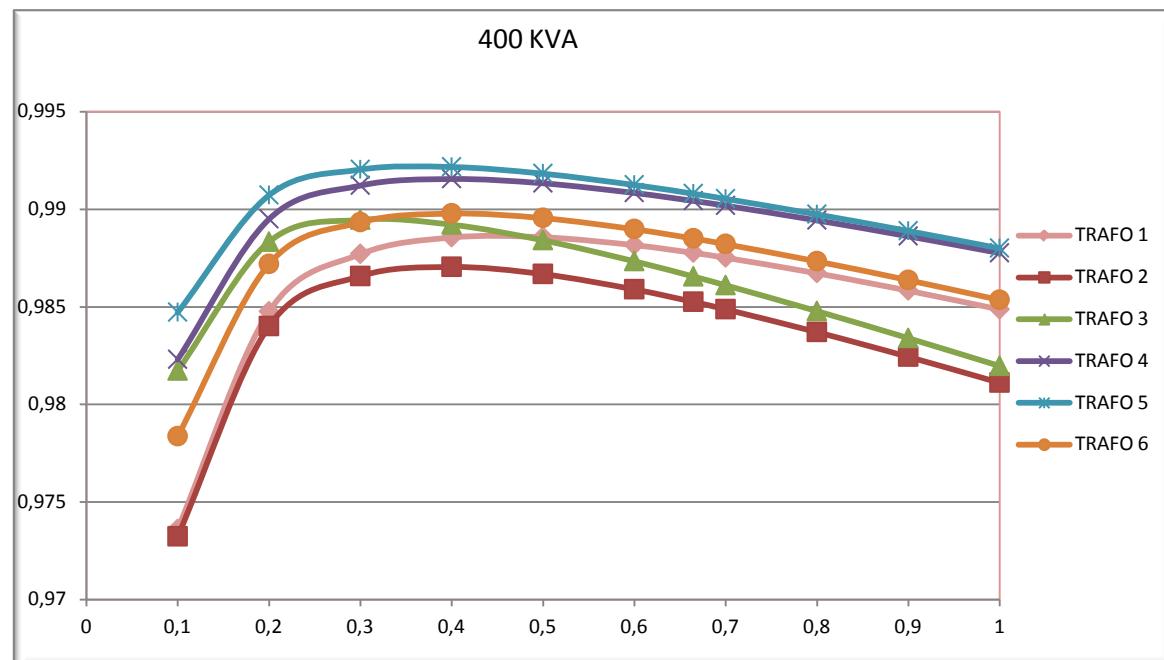
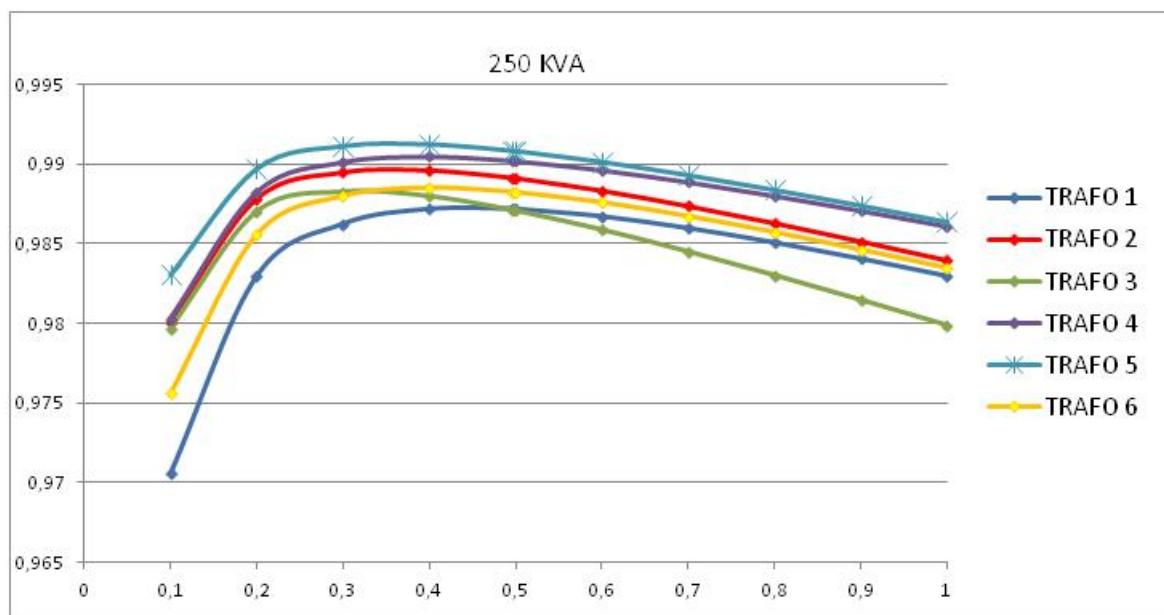


TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

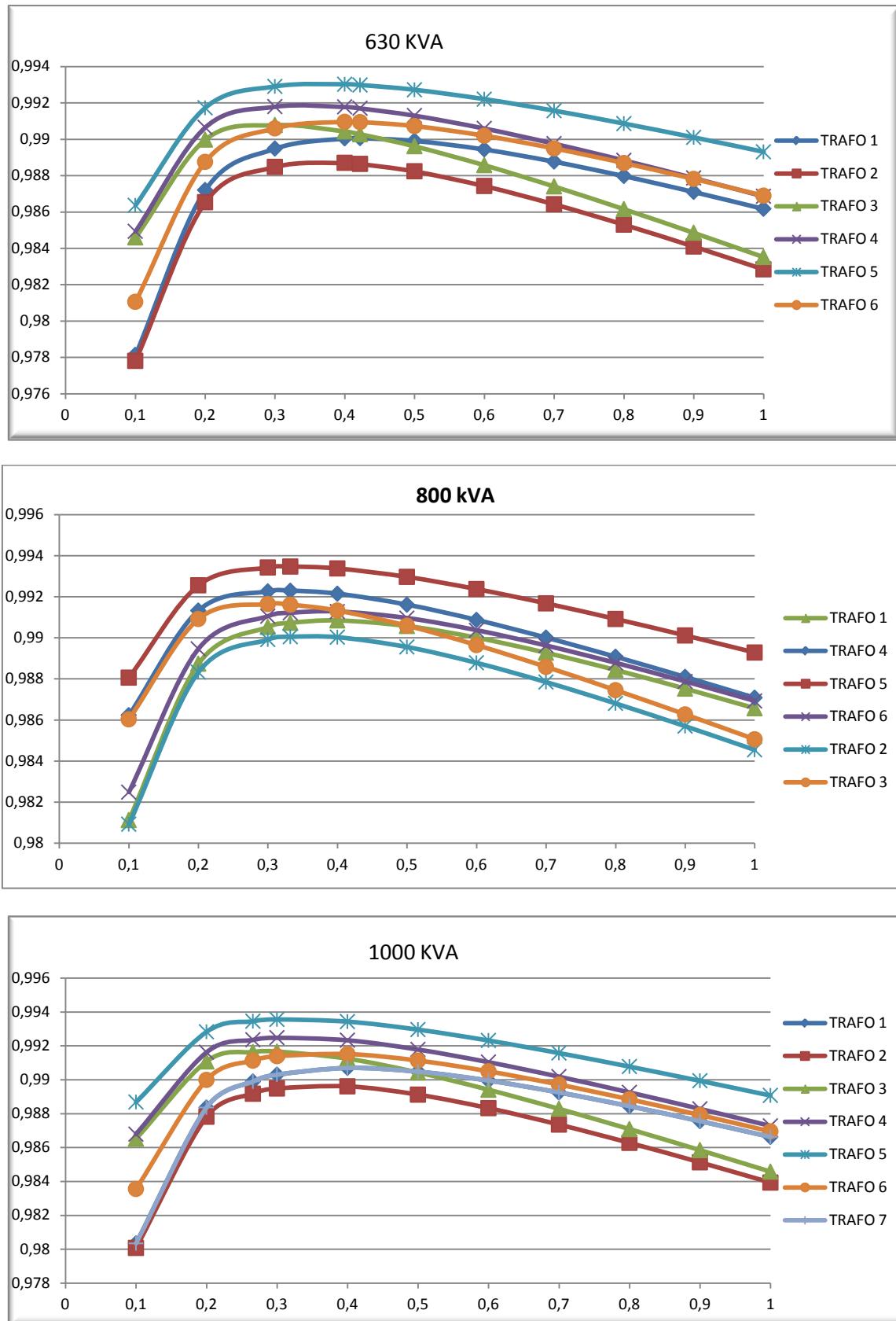


ANEXO 7. GRÁFICOS DE EFICIENCIA DE TRANSFORMADORES, PÉRDIDAS, Y TOC

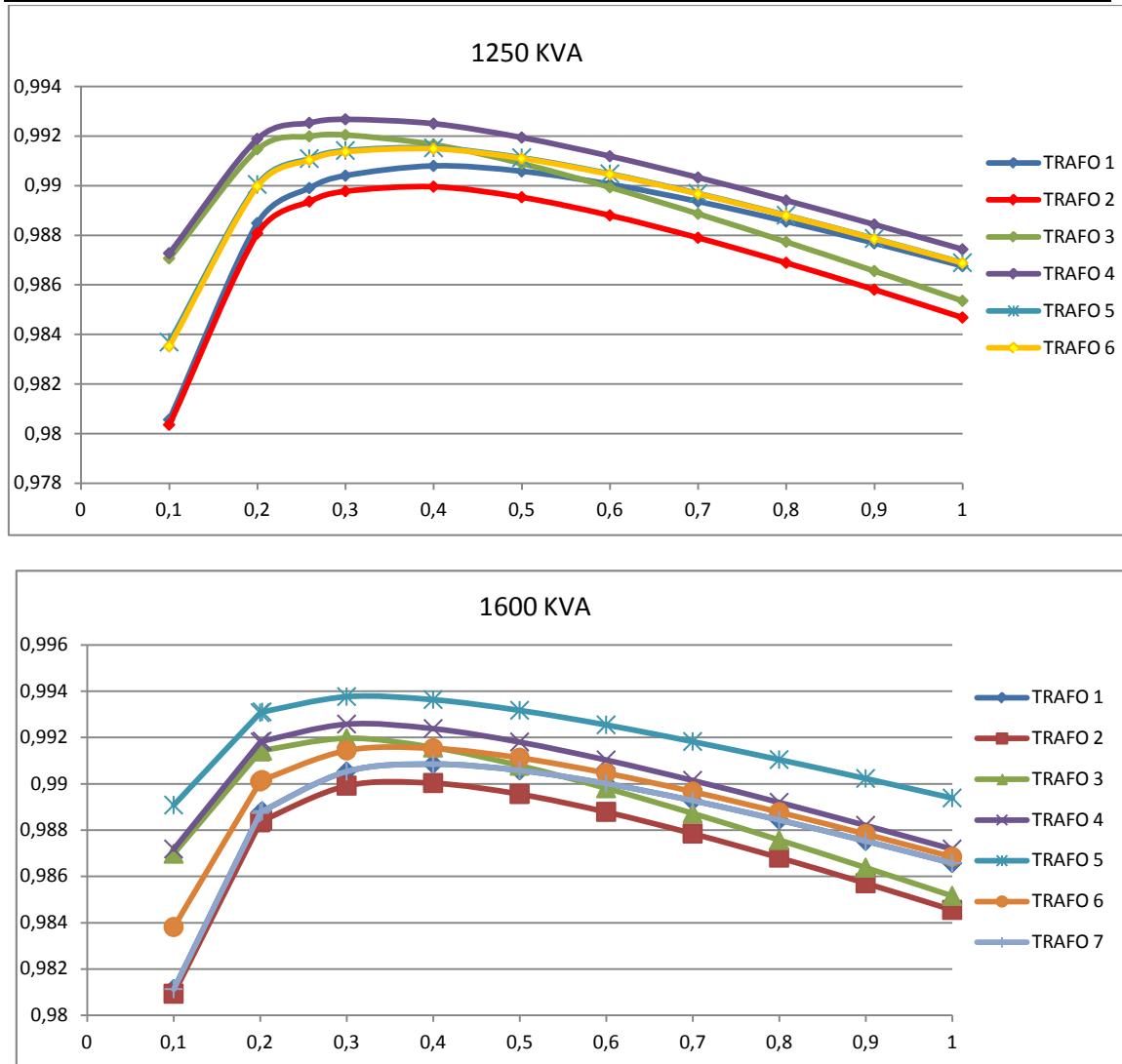
EFICIENCIAS



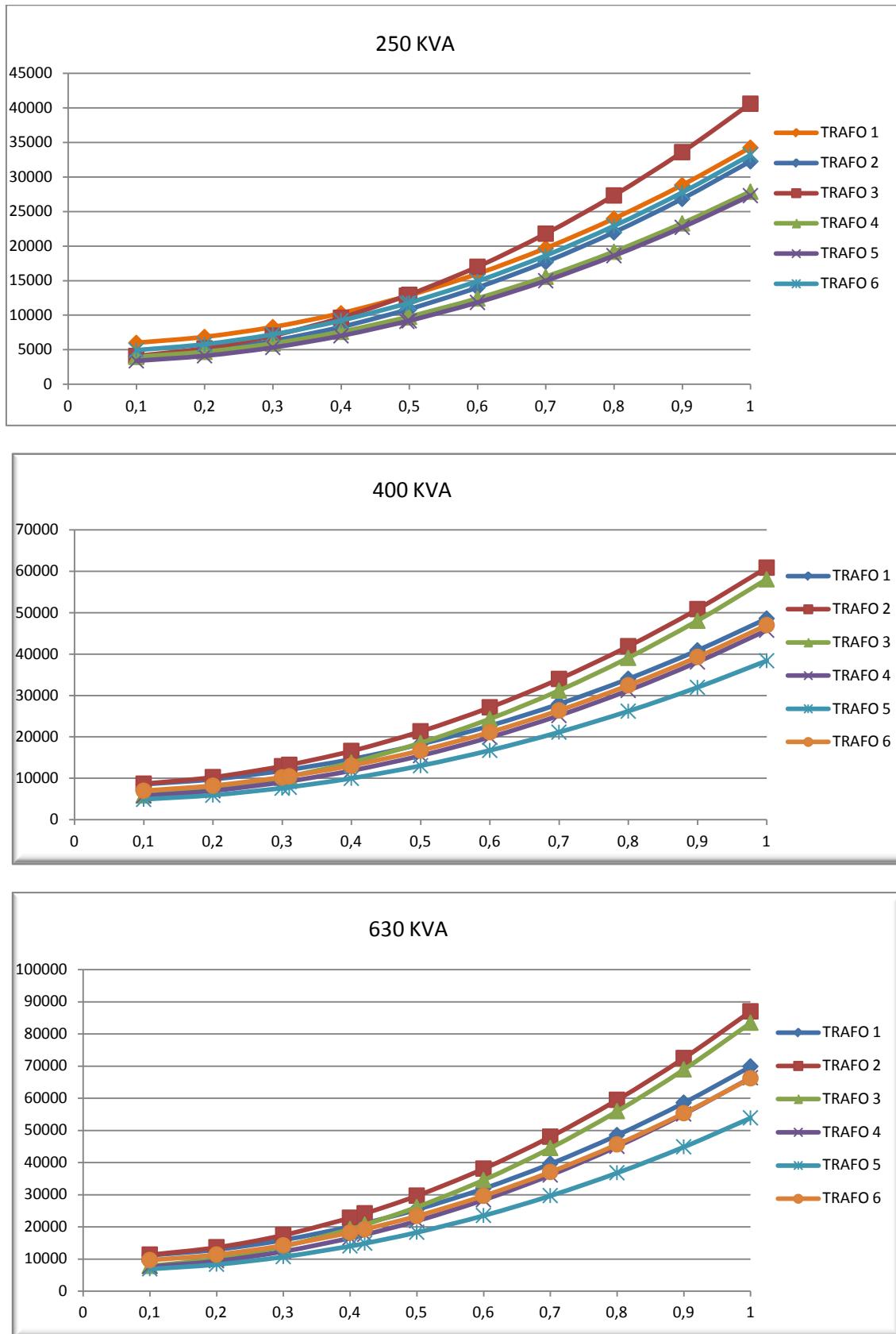
TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

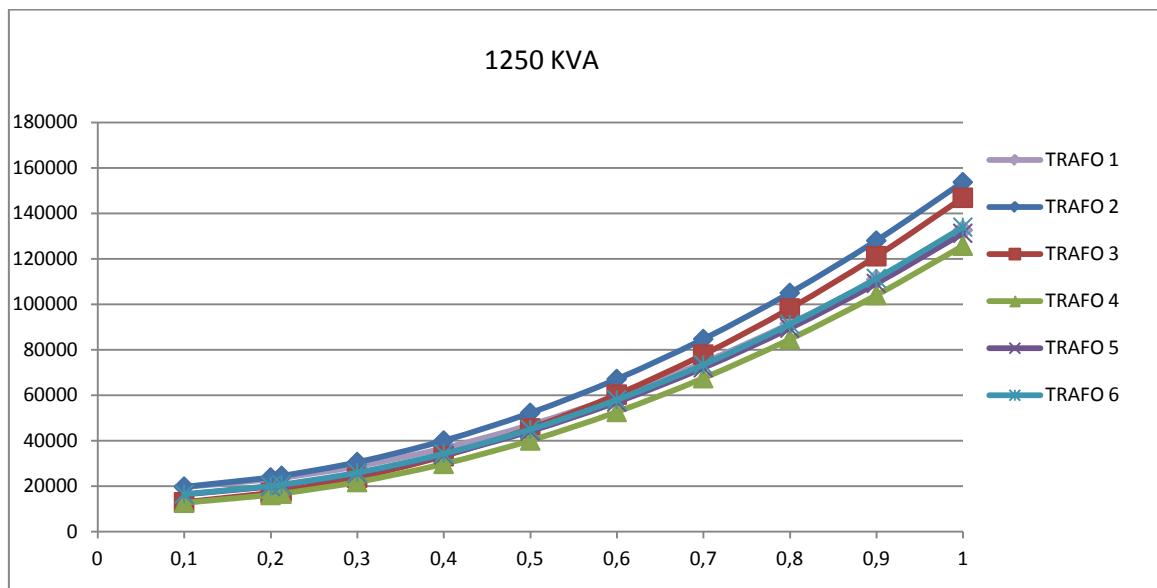
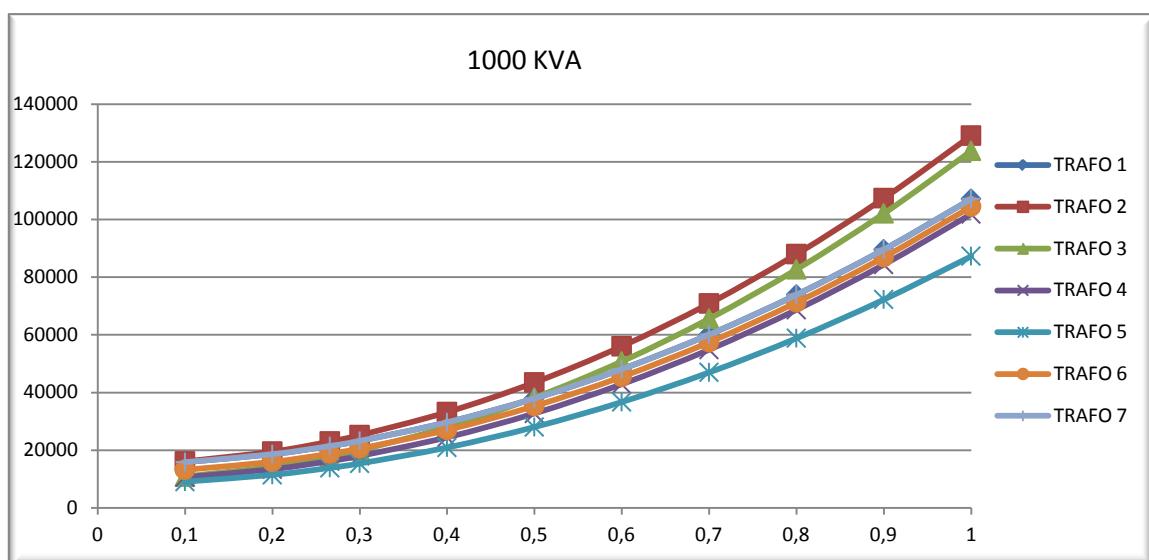
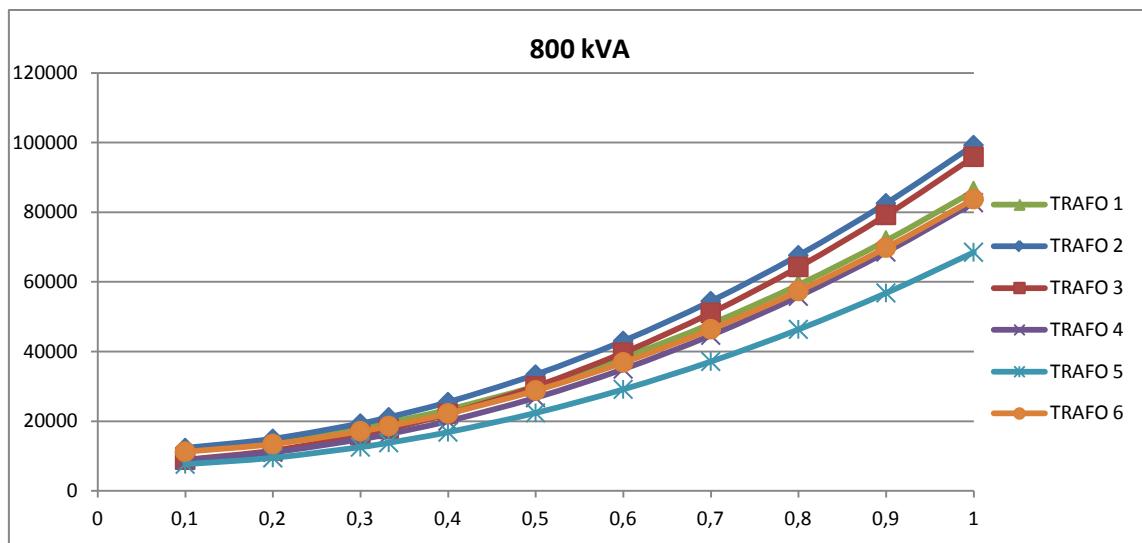


TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

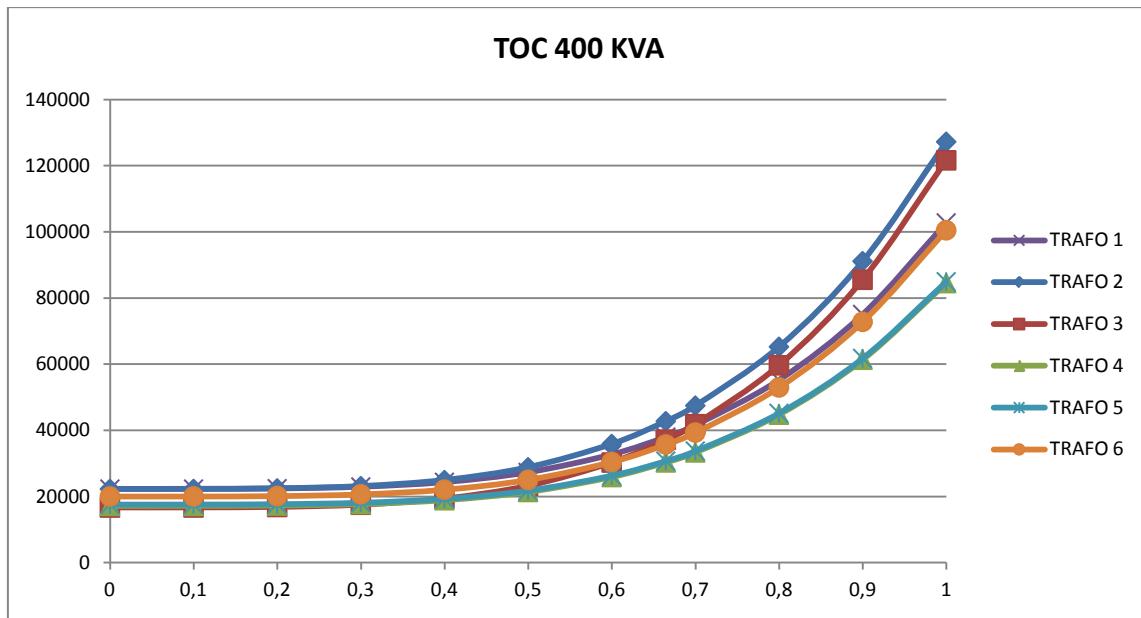
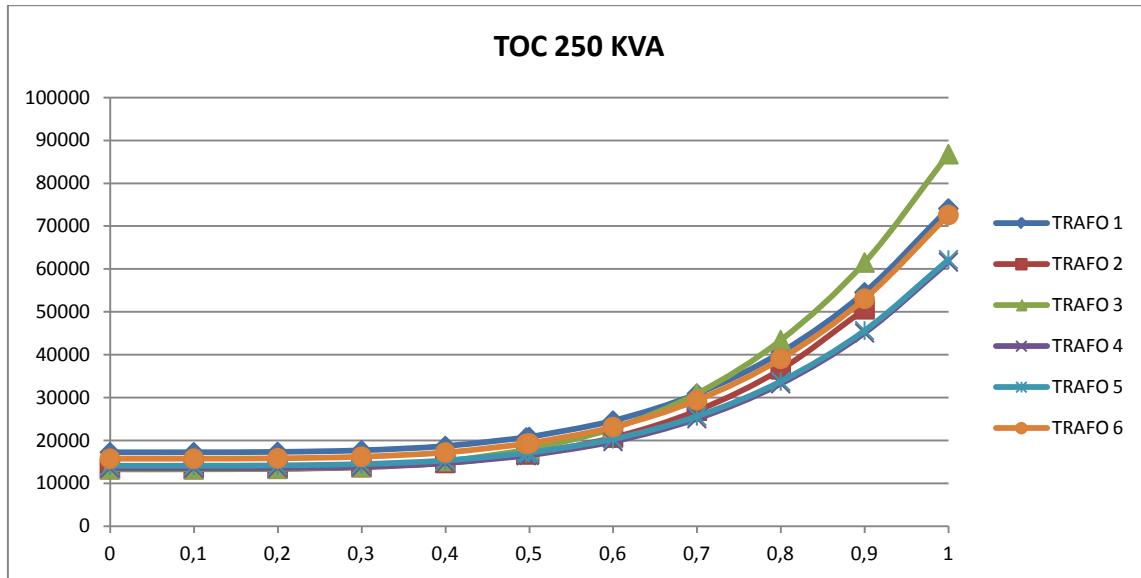


COSTES DE PÉRDIDAS



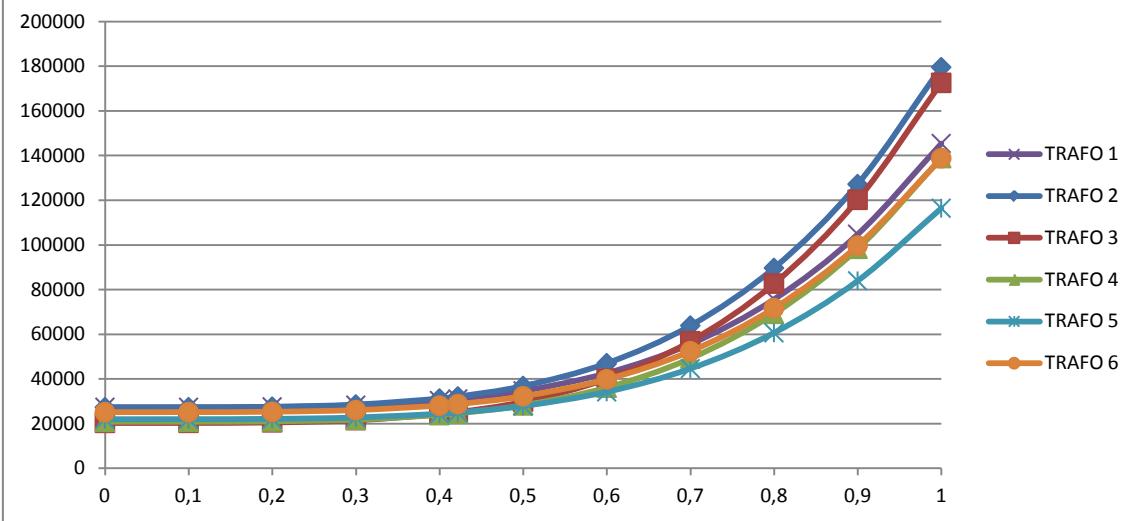


COSTE DE ADQUISICIÓN, TOC



TRABAJO FINAL DE MASTER. ANEXOS

TOC 630 KVA



TOC 800 KVA

