Selección de Transformadores de Potencia Considerando Costos de Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica

Fredy Alejandro Ordoñez Marquez y Rafael Daniel Rueda Acuña

Monografía Presentada Para Optar El Título De Especialista En Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica

Director
Javier Enrique Solano Martínez
PhD en Ingeniería eléctrica

Universidad Industrial De Santander
Facultad De Ingeniería Físico - Mecánicas
Escuela De Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones
Especialización En Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica
Bucaramanga
2021

Tabla de contenido

Introducción 10

1. Generalidades del proyecto 11

1.1 Planteamiento del problema 11

1.2 objetivos 12

1.2.1 Objetivo General. 12

1.2.2 Objetivos Específicos 12

1.3 Marco conceptual 13

1.3.1 Costo total de propiedad (TOC): 13

1.3.2 Perdidas de transformador: 13

1.3.3 Perdidas sin carga NLL: 13

1.3.4 Perdidas con carga LL: 14

2. Metodologías de cálculo de TOC 14

2.1 Descripción de las metodologías 14

2.1.1 Calculo del TOC según Merrit 16

2.1.2 Cálculo del TOC según Roman Targosz – Ronnie Belmans 17

2.1.3 Cálculo del TOC según Eleftherios I Amorailis 19

2.1.4 Cálculo del TOC según P.S Georgilakis 22

2.1.5 Cálculo del TOC según NTC 2135 25

2.2 Análisis de comportamiento de las metodologías del TOC 27

2.2.1 Análisis tasa de descuento 28

2.2.2 Análisis vida útil 32

2.2.3 Análisis cargabilidad 35

2.2.4 Análisis costo de energía 38

2.2.5 Análisis LIC 41

3. Caso de estudio ESSA 44

3.1 Selección del transformador de ESSA a remplazar 44

3.2 Selección del transformador nuevo de remplazo 46

3.3 Parámetros y criterios del caso de estudio 47

3.4 Desarrollo del caso de estudio 49

3.5 Desarrollo del caso de estudio hipotético 50

4. Conclusiones 58

Referencias Bibliográficas 60

Lista de tablas

Tabla 1. Factor PV 16

Tabla 2. Comparativo del factor valor presente, entre la metodología según Merrit y Targosz . 19

Tabla 3. Variables de entrada del análisis tasa de descuento..... 29

Tabla 4. Desviación estándar de las metodologías del TOC para cada tasa de descuento 30

Tabla 5. Variables de entrada del análisis vida útil. 32

Tabla 6. Variables de entrada del análisis cargabilidad..... 35

Tabla 7. Variables de entrada del análisis costo de energía..... 38

Tabla 8. Variables de entrada del análisis LIC 41

Tabla 9. Especificaciones técnicas del transformador de potencia 5 MVA 34.5 / 13,8 kV de la subestación Puente Sogamoso. 45

Tabla 10. Manual técnico del transformador de potencia 5 MVA 34.5 /13,8 kV de la subestación Puente Sogamoso. 45

Tabla 11. Manual técnico del transformador de potencia 5 MVA 34.5 /13,8 kV más eficiente ofrecido por el fabricante. 46

Tabla 12. Datos de entrada del caso de estudio 47

Lista de figuras

Figura 1. Concepto de costo anual nivelado 20

Figura 2. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el decrecimiento del TOC a medida que aumenta la tasa de descuento (i). 30

Figura 3. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el decrecimiento de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta la tasa de descuento (i). 31

Figura 4. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el decrecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta la tasa de descuento (i). 32

Figura 5. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento del TOC a medida que aumenta la vida útil (BL). 33

Figura 6. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta la vida útil (BL). 34

Figura 7. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta la vida útil (BL). 35

Figura 8. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento del TOC a medida que aumenta la cargabilidad (if). 36

Figura 9. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando la constante de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta la cargabilidad (if). 37

Figura 10. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta la cargabilidad (if). 38

Figura 11. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento del TOC a medida que aumenta el costo de energía ($). 39

Figura 12. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta el costo de energía ($). 40

Figura 13. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta el costo de energía ($)..... 40

Figura 14. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento del TOC a medida que aumenta el costo nivelado de generación y transmisión ($)..... 42

Figura 15. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta el costo nivelado de generación y transmisión ($). 42

Figura 16. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta el costo nivelado de generación y transmisión ($). 43

Figura 17. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 11 con cargabilidad de 20,18%..... 50

Figura 18. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 5 con cargabilidad de 20,18%..... 51

Figura 19. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 1 con cargabilidad de 20,18%..... 52

Figura 20. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 11 con cargabilidad de 100%..... 53

Figura 21. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 10 con cargabilidad de 100%..... 54

Figura 22. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 5 con cargabilidad de 100%..... 55

Figura 23. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 1 con cargabilidad de 100%..... 56

Figura 24. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 1 con cargabilidad de 85%..... 57

Resumen

Título: Selección de Transformadores de Potencia Considerando Costos de Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica[*].

Autores: Ordoñez Marquez, Fredy Alejandro y Rueda Acuña, Rafael Daniel [**]

Palabras clave: Pérdidas técnicas, TOC (costo total de propiedad); Transformador de energía eléctrica, Evaluación de pérdidas técnicas de energía.

Descripción:

La toma de decisiones al momento de adquirir un nuevo transformador para una empresa prestadora de servicios de energía eléctrica, puede ser una tarea dispendiosa considerando toda la gama de opciones que puede ofertar el mercado actual, sin embargo, en muchas ocasiones las empresas no cuentan con herramientas técnicas que puedan facilitar la toma de decisiones de compra, pudiendo ocasionar que se adquieran equipos más económicos que a largo plazo pueden representar costos más elevados. Una metodología que puede facilitar el análisis de compra es el TOC, o costo total de propiedad, esta permite estimar los costos del transformador incluyendo el costo de adquisición y el costo futuro de las pérdidas, de esta manera se puede realizar comparativas y tomar mejores decisiones al momento de adquirir un equipo. De igual forma puede servir para decidir la viabilidad de reemplazar equipos teniendo en cuenta los futuros ahorros que se pudieran obtener, por el hecho de adquirir tecnologías más eficientes y con menos pérdidas. De acuerdo con lo mencionado, en el presente documento se realiza una recopilación de metodologías para el cálculo del costo total de propiedad de los transformadores de potencia considerando las pérdidas, seguidamente se escoge la metodología más adecuada para Colombia, y se aplica en un caso de estudio, para poder tomar una decisión respecto al reemplazo de un transformador de potencia en una subestación de la Electrificadora de Santander ESSA.

[*] Monografía

[**] Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización en sistemas de distribución de energía eléctrica. Director: PhD Javier Enrique Solano Martínez.

Abstract

Title: Selección de Transformadores de Potencia Considerando Costos de Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica[*]

Authors: Ordoñez Marquez, Fredy Alejandro y Rueda Acuña, Rafael Daniel **[1]

Key words: Technical losses, TOC (Total Cost Ownership), Electric power transformer, Evaluation of technical energy losses.

Description:

When a company that provides the electric power service wants to acquire a new transformer, it can be a time consuming task considering the full range of options that the current market can offer, however in many cases companies do not have technical tools that can facilitate the taking of purchasing decisions, which may lead to the acquisition of cheaper equipment that in the long run may represent higher costs for the company. A methodology that can facilitate the purchase analysis is the TOC, or total cost of ownership, this allows estimating the costs of the transformer including the acquisition cost and the future cost of losses, in this way you can make comparisons and make better decisions at the time of purchasing a team. In the same way, it can be used to decide the viability of replacing equipment taking into account the future savings that could be obtained, by acquiring more efficient technologies with fewer losses. In accordance with the aforementioned, in this document a compilation of methodologies is made for calculating the total cost of ownership of power transformers considering losses, then the most appropriate methodology for Colombia is chosen, and it is applied in one case of study to be able to make a decision regarding the replacement of a power transformer in the substation of the Electrificadora de Santander ESSA.

[*] Monograph

[**] Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización en sistemas de distribución de energía eléctrica. Director: PhD Javier Enrique Solano Martínez.

Introducción

La compra de nuevos equipos en las empresas dedicadas a la operación y mantenimiento de infraestructura de energía eléctrica, es una actividad que tiene como objetivo obtener los máximos beneficios financieros y lograr una prestación continua y segura del servicio para todos los clientes. La toma de decisiones al momento de escoger el equipo adecuado puede considerar múltiples variables que inciden en la inversión final.

Dentro de los equipos principales que componen los sistemas de transmisión y distribución, se encuentran los transformadores de potencia, los cuales son los enlaces entre los generadores del sistema y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de voltaje (Grainger, 1996), estos equipos dependiendo de su tecnología, potencia y tensión de operación, pueden tener costos muy variados y la decisión de reemplazarlos podrían tener múltiples motivaciones, por ejemplo, las condiciones físicas del equipo, la limitación en transporte de potencia o el reemplazo por mejores tecnologías que brinden beneficios adicionales. De igual forma al momento de tomar la decisión del tipo de transformador requerido, existe un amplio mercado de posibilidades donde una de las decisiones que puede tomar el ingeniero de compras, es escoger un transformador de costo mínimo convencional o un transformador de mayor eficiencia y, por lo tanto, de mayor precio. El costo de las pérdidas puede ser un factor importante en la selección final, ya que es probable que el valor futuro de estas supere el costo inicial de compra, por lo tanto, se requiere un equilibrio adecuado entre el costo de adquisición y el costo de pérdidas futuras (Chaitkin, 2003).

Una forma útil para poder realizar una toma de decisiones adecuada frente al amplio margen de alternativas es utilizar alguna de las metodologías de costo total de propiedad (TOC), estas

permiten estimar el valor total del transformador proyectando a valor presente los costos asociados a las pérdidas futuras del hierro y del cobre.

EL objetivo principal de esta monografía es analizar diferentes metodologías de cálculo del TOC, escoger la más adecuada para el caso colombiano y aplicarla en un caso de estudio en la Electrificadora de Santander ESSA en el cual se determina la viabilidad económica de remplazar un trasformador en operación con altas pérdidas que ya ha cumplido parte de su vida útil, por uno más eficiente.

Esta monografía está estructurada de la siguiente manera: En el capítulo 1 se presenta las generalidades de la monografía, en el capítulo 2 se muestra la descripción y análisis de las metodologías, y en el capítulo3, se desarrolla el caso de estudio aplicado para la electrificadora de Santander, con su respectivo análisis.

1. Generalidades del proyecto

En este capítulo se presenta información necesaria para contextualizar la temática tratada en la presente monografía, describiendo el planteamiento del problema, el objetivo general, los objetivos específicos y el marco conceptual.

1.1 Planteamiento del problema

Actualmente la Electrificadora de Santander ESSA E.S.P posee 78 subestaciones y 126 transformadores de potencia convencionales, los cuales pueden reflejar un ahorro energético al considerar el remplazo de estos, por unos más eficientes. Incluso, en la actualidad existe un estudio que lo considera viable técnica y económicamente, en el cual se pueden obtener hasta un 70% menos de pérdidas técnicas (ABB, 2011). Si se considera solo el costo de adquisición, es más

económico obtener un transformador convencional que uno más eficiente, no obstante, las altas perdidas presentadas en uno convencional pueden generar un sobrecosto incrementando su valor a largo plazo. Por consiguiente, se busca determinar si el remplazo de los transformadores de potencia reduce el costo total de propiedad (TOC), por efecto de la disminución de las pérdidas técnicas.

1.2 objetivos

1.2.1 Objetivo General.

Determinar la viabilidad económica del remplazo de transformadores de potencia considerando el costo total de propiedad (TOC) por efecto de la disminución de las pérdidas técnicas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Documentar las metodologías más relevantes de cálculo de TOC de transformadores de potencia considerando las pérdidas técnicas.
- Analizar e identificar la metodología más apropiada para estimar el TOC de transformadores de potencia en Colombia.
- Realizar un caso de estudio en ESSA aplicando la metodología del TOC para determinar la viabilidad económica de remplazar un transformador de potencia reduciendo las pérdidas técnicas.

1.3 Marco conceptual

1.3.1 Costo total de propiedad (TOC):

Es una estimación financiera destinada a ayudar a los compradores y propietarios a determinar los costos directos e indirectos de un producto o servicio. En el caso de transformadores de potencia el TOC se define mediante la siguiente formula:

$$TOC = BP + A * NLL + B * LL \ [\$]$$

Donde BP es el precio de compra del transformador, A la tasa de costo de pérdidas en vacío en $/kW, NLL las perdidas sin carga en kW, B la tasa de costo de pérdidas en carga en $/kW y LL las perdidas con carga en kW.

1.3.2 Perdidas de transformador:

Las pérdidas de un transformador son básicamente de dos tipos: pérdidas sin carga, que ocurren simplemente porque el transformador esta energizado; y las pérdidas con carga, que varían con la carga del transformador (IEEE, 1991).

1.3.3 Perdidas sin carga NLL:

Son aquellas pérdidas que inciden en la excitación del transformador, cambian con la tensión de excitación y pueden aumentar drásticamente si se excede la tensión nominal del transformador, y también aumentan a medida que disminuye la temperatura del núcleo (IEEE, 1991). Las pérdidas sin carga incluyen:

- Las pérdidas dieléctricas
- Las pérdidas del conductor en el devanado debido a la corriente de excitación

- Las pérdidas del conductor en el devanado secundario debido a una corriente circulante
- Las pérdidas del núcleo

Las pérdidas del núcleo es la potencia disipada en un núcleo magnético sometido a una fuerza de magnetización variable en el tiempo, estas incluyen:

- Histéresis
- Pérdidas por corrientes parasitas del núcleo

1.3.4 Perdidas con carga LL:

Las pérdidas con carga varían según la carga del transformador. Incluyen pérdidas de calor y corrientes parásitas en los conductores primario y secundario del transformador. Las pérdidas de calor, o pérdidas de I^2R, contribuyen con la mayor parte de las pérdidas con carga. Estas se crean por la resistencia del conductor al flujo de corriente o electrones. El movimiento de los electrones hace que las moléculas conductoras se muevan y produzcan fricción y calor (IEEE, 1991).

2. Metodologías de cálculo de TOC

A continuación, se describen las metodologías más relevantes de estimación del TOC en transformadores de potencia, donde se identifican las variables implementadas por cada una de estas, y se destacan los criterios tomados por cada autor en el desarrollo de cada una de las metodologías propuestas.

2.1 Descripción de las metodologías

En cada metodología se asumen los siguientes criterios e hipótesis de simplificación:

- Generalmente para calcular el costo total de un transformador se debe tener en cuenta los costos de adquisición, instalación, mantenimiento, perdidas, desmantelamiento, etc. Es de aclarar que las metodologías a analizar únicamente consideran los costos de adquisición y de pérdidas.
- La cargabilidad de un trasformador es variante en el tiempo, sin embargo, se asume que esta es constante para todas las metodologías. Merrit recomienda usar una cargabilidad entre el 60 y 70%. Mientras que la norma NEMA recomienda usar una cargabilidad del 50% (Chaitkin, 2003).

Todas las metodologías que se describen expresan el TOC de la siguiente manera:

$$TOC = BP + A * NLL + B * LL \ \ [\$]$$

Donde BP es el precio de compra del transformador, A la tasa de costo de pérdidas en vacío en $/kW, NLL las perdidas en vacío en kW, B la tasa de costo de pérdidas en carga en $/kW y LL las perdidas en carga en kW.

Se identifica que la principal diferencia entre cada metodología radica en el cálculo de la tasa de costo de perdidas A y B, debido, a los diversos criterios tenidos en cuenta por cada autor. Por consiguiente, se procede a describir y analizar el cálculo de A y B por cada una de las metodologías.

2.1.1 Calculo del TOC según Merrit

En el cálculo de Merrit se considera que el transformador opera todo el año, es decir 8760 horas anuales continuas sin ningún tipo de interrupción debida a fallas, maniobras, mantenimientos, etc.

Las tasas de costo de pérdidas en vacío A se define de la siguiente manera (Chaitkin, 2003):

$$A = PV * EL * 8760 \quad [\$/kW]$$

Donde EL es el costo de la electricidad en $/kWh y PV es el factor que refleja el valor presente de las pérdidas futuras que dependen de la vida útil del transformador y de la tasa de descuento, el cual se muestra en la Tabla 1.

La tasa de costo de pérdidas en carga B se define de la siguiente manera:

$$B = A * P^2 \ [\$/kW]$$

Donde B es proporcional a A y el cuadrado de la cargabilidad P.

Tabla 1.

Factor PV

Table PV Factor AS a Function of Discount rate and Project Life

Discount Rate	Project Life				
	30 years	25 years	20 years	15 years	10 years
5,0%	16,14	14,8	13,09	10,9	8,11
6,0%	14,59	13,55	12,16	10,29	7,80
7,0%	13,28	12,47	11,34	9,75	7,52
8,0%	12,16	11,53	10,60	9,24	7,25
9,0%	11,20	10,71	9,95	8,79	7,00
12,5%	10,37	9,98	9,36	8,37	6,76
15,0%	8,74	8,53	8,15	7,46	6,23
17,5%	7,55	7,43	7,20	6,72	5,77
20,0%	6,66	6,61	6,45	6,12	5,38
22,5%	5,43	5,41	5,35	5,19	4,73
25,0%	4,99	4,98	4,94	4,82	4,46

2.1.2 Cálculo del TOC según Román Targosz – Ronnie Belmans

En el cálculo de Targosz – Belmans, también se considera que el transformador opera todo el año, es decir 8760 horas anuales continuas sin ningún tipo de interrupción debida a fallas, maniobras, mantenimientos, etc.

La fórmula del TOC según Targosz - Belmans originalmente se define de la siguiente manera (Belmans et al., 2005):

$$TOC = BP + TCC_{loss} \qquad [\$]$$

Donde BP es el precio de compra del transformador y TCC_{loss} es el costo capitalizado total de las pérdidas. Para evaluar el costo total de las pérdidas, debe calcularse su valor presente neto en el momento de la compra, para ponerlas en la misma perspectiva que el precio de compra, por lo tanto, el costo capitalizado total de las pérdidas se define de la siguiente manera:

$$TCC_{loss} = E_{loss} * C * \frac{(1+r)^n - 1}{r * (1+r)^n}$$

Donde E_{loss} es la pérdida total de energía en kW, C el costo promedio estimado por kWh, r el costo de capital y n el tiempo de vida del transformador en años.

La pérdida total de energía se define de la siguiente manera:

$$E_{loss} = (P_0 + P_k * I^2) * 8760$$

Donde:

P_0 = Perdidas en vacío en kW

P_K = Perdidas en carga en kW

I = Cargabilidad

Para comparar las variables que hay en común con las demás metodologías, a continuación se describe la adaptación realizada en el documento "PROPHET II : The potential for global energy savings from high-efficiency distribution transformers Final report – November 2014 N14 Energy", la cual contiene en esencia la misma formulación solo que descrita en términos de las variables A y B. (Paul Waide & Scholand, 2014). Por consiguiente, se reformula el TOC a su forma convencional obteniendo:

$$TOC = PP + A * NLL + B * LL \qquad [\$]$$

Donde BP es el precio de compra del transformador, A la tasa de costo de pérdidas en vacío en $/kW, NLL las perdidas en vacío en kW, B la tasa de costo de pérdidas en carga en $/kW y LL las perdidas en carga en kW.

Las tasas de costo de pérdidas en vacío y en carga (A y B respectivamente) se define de la siguiente manera:

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} * C_{kWh} * 8760$$

$$B = \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} * C_{kWh} * 8760 * \left(\frac{I_l}{I_r}\right)^2$$

Donde C_{kWh} es el valor de las pérdidas en la vida media del transformador ($ / kWh), donde no se incluyen los efectos de la inflación, pero se contabilizan las variaciones de precio no relacionadas con la inflación, n es el número de años de vida útil del transformador, i es la tasa de descuento, I_l es la corriente de carga (en amperios), I_r la corriente nominal (en amperios) y la componente $\left(\frac{I_l}{I_r}\right)^2$ representa el cuadrado de la cargabilidad.

La principal diferencia que existe entre esta metodología y la metodología de Merrit, radica en el factor que refleja el valor presente de las pérdidas futuras. A continuación, se realiza un comparativo:

Tabla 2.

Comparativo del factor valor presente, entre la metodología según Merrit y Targosz

Tasa de descuento	**Factor Valor Presente – Según Merrit**					**Factor Valor Presente - Según Targosz -Belmans**				
	30 years	25 years	20 years	15 years	10 years	30 years	25 years	20 years	15 years	10 years
5,0%	16,14	14,8	13,09	10,9	8,11	15,37	14,09	12,46	10,38	7,72
6,0%	14,59	13,55	12,16	10,29	7,80	13,76	12,78	11,47	9,71	7,36
7,0%	13,28	12,47	11,34	9,75	7,52	12,41	11,65	10,59	9,11	7,02
8,0%	12,16	11,53	10,60	9,24	7,25	11,26	10,67	9,82	8,56	6,71
9,0%	11,20	10,71	9,95	8,79	7,00	10,27	9,82	9,13	8,06	6,42
12,5%	10,37	9,98	9,36	8,37	6,76	7,77	7,58	7,24	6,63	5,54
15,0%	8,74	8,53	8,15	7,46	6,23	6,57	6,46	6,26	5,85	5,02
17,5%	7,55	7,43	7,20	6,72	5,77	5,67	5,61	5,49	5,21	4,58
20,0%	6,66	6,61	6,45	6,12	5,38	4,98	4,95	4,87	4,68	4,19
22,5%	5,43	5,41	5,35	5,19	4,73	4,43	4,42	4,37	4,23	3,86
25,0%	4,99	4,98	4,94	4,82	4,46	4,00	3,98	3,95	3,86	3,57

Se observa que los factores de valor presente de la metodología según Merrit son mayores que los de la metodología según Targosz – Belmans.

2.1.3 Cálculo del TOC según Eleftherios I Amorailis

En el cálculo de Amorailis, se considera que el transformador puede tener fallas y por lo tanto se da la posibilidad de que este opere una fracción menor al 100% del año, es decir operar menos de 8760 horas anuales.

Esta metodología considera el costo de inversión anual nivelado del sistema de generación, el cual representa el costo anual de la capacidad adicional del sistema de generación y transmisión necesaria para suministrar la energía utilizada por las pérdidas, incluido el costo de financiar la inversión (IEEE, 1991).

El termino nivelado es una hipótesis de simplificación utilizada por Amorailis en la cual los costos se distribuyen en partes iguales a lo largo de los años, para más claridad del concepto este se explica en la siguiente gráfica:

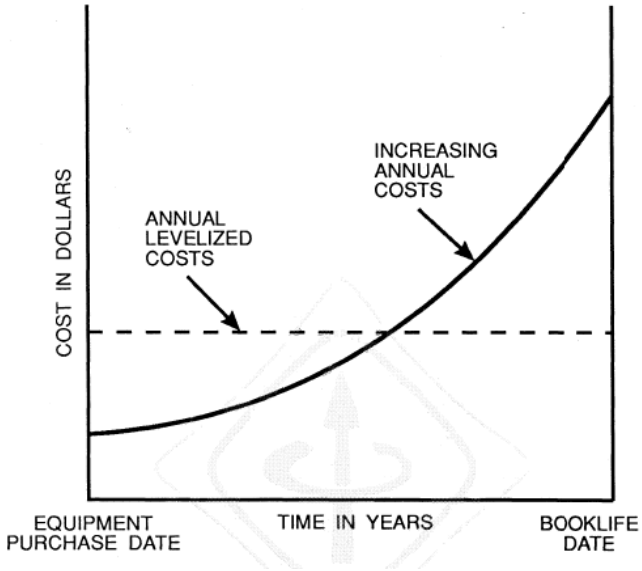

Figura 1. Concepto de costo anual nivelado. Tomado de IEEE. (1991).

Las tasas de costo de pérdidas en vacío y en carga (A y B respectivamente) se define de la siguiente manera (Amoiralis et al., 2007):

$$A = \frac{LIC + EL * AF * HPY}{CRF} \qquad [\$/kW]$$

$$B = \frac{LIC + EL * LF * HPY}{CRF} \qquad [\$/kW]$$

Donde LIC representa el costo de inversión anual nivelado del sistema de generación y transmisión en $/kW, EL representa el costo de electricidad en $/kWh, AF indica el factor de disponibilidad del transformador (es decir, la proporción de tiempo que se predice estar energizado, lo que puede ser menos que la unidad debido a fallas), HPY son las horas de operación por año (típicamente 8760 horas), CRF es el factor de recuperación de capital y LF es el factor de pérdida que se deriva de la cargabilidad l_f (es decir la carga media del transformador durante su vida útil, representada como porcentaje equivalente de su potencia nominal) el cual se expresa de la siguiente manera:

$$LF = 0{,}15 * l_f + 0{,}85 * {l_f}^2$$

El factor de recuperación de capital se define mediante la siguiente ecuación, donde i es la tasa de descuento y BL son los números de años de la vida útil del transformador.

$$CRF = \frac{i * (1+i)^{BL}}{(1+i)^{BL} - 1}$$

Si se realiza una comparación con la metodología de Targosz – Belmans de la cual se pueden señalar las siguientes diferencias:

- La metodología de Amorailis indirectamente refleja el valor presente de las pérdidas futuras con el mismo factor que lo hace Targosz – Belmans, solo que este define su valor inverso como CRF.
- La metodología de Amorailis comparado con Targosz – Belmans adiciona el termino $\boldsymbol{\frac{LIC}{CRF}}$ el cual aumenta el TOC considerablemente, sin embargo, desde el punto de vista del operador de red esta variable no se vuelve relevante pues el operador de red al no ser

propietario de la generación no incurre en gastos adicionales en inversión de plantas de energía.

- Otro aspecto importante es que la metodología de Amorailis implementa la cargabilidad $\boldsymbol{l_f}$ por medio del factor de pérdida ***LF*** lo cual hace que la tasa de costo de perdidas en carga B sea más baja.
- La metodología de Amorailis a diferencia de Targosz implementa el factor de disponibilidad del transformador AF, el cual hace que la tasa de costo de perdidas en vacío A sea más baja.

2.1.4 Cálculo del TOC según P.S Georgilakis

Esta metodología como la de Amorailis considera el costo de inversión anual nivelado del sistema de generación y la posibilidad de falla de los transformadores. Adicionalmente tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- El crecimiento del precio de la energía.
- El crecimiento de la demanda.
- La eficiencia del sistema de transmisión.
- Considera un factor de incremento del costo de adquisición del transformador teniendo en cuenta gastos generales e impuestos.

Para esta metodología el costo de pérdidas en vacío y en carga (A y B respectivamente) se definen como se muestran en las siguientes ecuaciones (Georgilakis & Amoiralis, 2010):

$$A = \frac{LIC + LECN}{ET * FCR * IF} \qquad [\$/kW]$$

$$B = \frac{LIC * PRF^2 * PUL^2 + LECL * TLF^2}{ET * FCR * IF} \qquad [\$/kW]$$

Donde el LIC es el costo de inversión anual nivelado del sistema de generación y transmisión en $ / kW-año, LECN representa el costo anual nivelado de energía y operación de las pérdidas sin carga del transformador en $ / kW-año, LECL es el costo anual nivelado de energía y operación de las pérdida con carga del transformador en $ / kW-año, ET es la eficiencia de transmisión, FCR la tasa de carga fija que representa los ingresos anuales necesarios para pagar una inversión de capital la cual se expresa como porcentaje de la inversión de capital, IF el factor de aumento el cual representa el dinero total que el usuario debe pagar para adquirir el transformador, incluido el precio de compra, los gastos generales, la tarifa y los impuestos, PRF es el factor de responsabilidad máxima que se deriva de la carga del transformador en el momento de la carga máxima del sistema de potencia dividido por la carga máxima del transformador, PUL indica el pico por unidad de carga del transformador que se deriva del promedio de los picos anuales a lo largo de la vida útil del transformador dividido según la pérdida de carga nominal del transformador y TLF el factor de carga del transformador.

El costo anual nivelado de energía y operación de pérdidas sin carga y con carga, LECN y LECL respectivamente, se define de la siguiente manera:

$$LECN = CRF * HPY * AF * CYEC * \left(\frac{1 + EIR}{d - EIR}\right) * \left[1 - \left(\frac{1 + EIR}{1 + d}\right)^{BL}\right]$$

$$LECL = CRF * HPY * CYEC * \left(\frac{1 + EIR}{d - EIR}\right) * \left[1 - \left(\frac{1 + EIR}{1 + d}\right)^{BL}\right]$$

Donde AF es el factor de disponibilidad del transformador, es decir, la proporción de tiempo que se predice estar energizado, lo que puede ser menos que la unidad debido a fallas, HPY son

las horas de operación por año, típicamente 8760 horas, CRF es el factor de recuperación de capital, CYEC es el costo de energía del año actual en $ / kWh, EIR indica la tasa de aumento anual del costo de la energía en porcentaje, d la tasa de descuento y BL el número de años de vida útil del transformador.

El factor de recuperación de capital CRF se define de la siguiente manera:

$$CRF = \frac{d * (1 + d)^{BL}}{(1 + d)^{BL} - 1}$$

Donde:

d = Tasa de descuento

BL = Número de años de vida útil del transformador

El factor de carga del transformador TLF se define de la siguiente manera:

$$TLF = \sqrt{LF * PUL^2}$$

Donde LF es el factor de pérdida que se deriva de la cargabilidad l_f ,es decir, la carga media del transformador durante su vida útil, representada como porcentaje equivalente de su potencia nominal, PUL muestra el pico por unidad de carga del transformador que se deriva del promedio de los picos anuales a lo largo de la vida útil del transformador dividido según la pérdida de carga nominal del transformador.

El pico por unidad de carga del transformador PUL se define de la siguiente manera:

$$PUL = \frac{ITL_{TPL} * (1 + TPLIF) * [(1 + TPLIF)^{BL} - 1]}{BL * TPLIF}$$

Donde ITL_{TPL} muestra la carga inicial del transformador (año 0) como un porcentaje de la carga máxima del transformador, $TPLIF$ el factor incremental anual de la carga máxima del transformador en porcentaje, BL el número de años de vida útil del transformador, ITLTPL y TPLIF se calculan en función de la curva de carga del transformador.

El factor de pérdida LF se define de la siguiente manera:

$$LF = 0{,}15 * l_f + 0{,}85 * {l_f}^2$$

Donde l_f es la cargabilidad (es decir, la carga media del transformador durante su vida útil, representada como porcentaje equivalente de su potencia nominal).

2.1.5 Cálculo del TOC según NTC 2135

El cálculo según NTC 2135 considera que el transformador opera continuamente todo el año, es decir 8760 horas anuales. También considera el crecimiento anual de la carga del transformador.

Las tasas de costo de pérdidas en vacío y en carga (A y B respectivamente) se define de la siguiente manera (ICONTEC, 2018):

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} * C_{kWh} * 8760$$

$$B = 8760 * F_p * C_{kWh} * d^2$$

Donde C_{kWh} indica el precio de la energía ($ / kWh) el cual se discrimina por las siguientes etapas: costo de energía a 220 kV (G), cargo por uso del sistema de transmisión nacional (C), peajes de distribución en los diferentes niveles de tensión, etc.

F_p es el factor de pérdidas; se define como la relación entre las pérdidas de energía en el transformador durante un periodo de tiempo dado, y las pérdidas de energía que resultaría si la cargabilidad pico del transformador I_p persistiera durante ese periodo, n indica el número de años de vida útil del transformador, i la tasa de descuento y d^2muestra la carga pico cuadrática equivalente total para la componente del costo por energía de las perdidas en carga, donde se tiene en cuenta el crecimiento anual de la carga CC.

El Factor de pérdidas F_p y la carga pico cuadrática equivalente total d^2 se definen de la siguiente manera:

$$F_p = c * F_c + (1 - c) * {F_c}^2$$

$$d^2 = \left[\frac{(1+CC)^{2n} - (1+i)^n}{(1+CC)^2 - (1+i)}\right] * \left[\frac{{I_p}^2}{(1+i)^n}\right]$$

Donde Fc es el factor de carga para el sistema bajo estudio, normalmente entre 0,6 y 0,9 y c es una constante que depende del punto del sistema la cual puede tomar los siguientes valores:

c = 0,15 para distribución

c = 0,30 para transmisión

c = 0,50 para plantas de generación

Sin embargo, suponiendo cambio y reinstalación del transformador con su carga pico inicial en el año "nc" la expresión d^2, teniendo en cuenta el crecimiento de la carga CC, se convierte en:

$$d^2 = \left[\frac{{I_p}^2}{(1+CC)^2 - (1+i)}\right] * \left[\frac{(1+CC)^{2nc} - (1+i)^{nc}}{(1+i)^{nc}} + \frac{(1+CC)^{2(n-nc)} - (1+i)^{(n-nc)}}{(1+i)^n}\right]$$

La función que tienen en común todas las metodologías es decidir la compra de un trasformador comparando las diferentes opciones del mercado, sin embargo, la metodología NTC 2135 posee una función adicional y única, en la cual se establece una formulación para solventar la situación en donde se desea cambiar un transformador con ciertos años de operación y con altas pérdidas, por uno más eficiente.

A pesar de que algunas metodologías como Georgilakis tienen en cuenta más criterios de cálculo, la función adicional de la metodología NTC 2135 permite de manera ideal darle cumplimiento al objetivo número 3 de esta monografía.

2.2 Análisis de comportamiento de las metodologías del TOC

Luego de describir las metodologías y analizar sus principales características, se procede a analizar los respectivos comportamientos de las salidas variando sus respectivas variables de entrada. Esto con el objetivo de soportar los análisis realizados anteriormente, e identificar similitudes y diferencias que permitan reforzar la determinación de la metodología más apropiada, para determinar el TOC de transformadores de potencia en Colombia.

Específicamente en este capítulo se analizan las siguientes salidas por cada una de las metodologías propuestas:

- Costo total de propiedad TOC
- Tasa de costo de perdidas en vacío A
- Tasa de costo de perdidas en vacío B

Estas salidas se analizan para diferentes casos donde se varían cada una de las siguientes entradas:

- Tasa de descuento i
- Vida útil BL
- Cargabilidad P
- Costo de energía EL
- Costo nivelado de generación LIC

Es de aclarar que en los casos donde no se analiza el LIC esta toma el valor de 0, pues como se mencionó en el capítulo anterior, como operador de red no es lógico tener en cuenta esta variable, ya que el OR no asume los costos de inversión de las plantas de energía para solventar las pérdidas adicionales del transformador. Sin embargo, se realiza el análisis variando el LIC para ilustrar la gran diferencia que se presenta entre las metodologías si se tiene en cuenta.

2.2.1 Análisis tasa de descuento

En el análisis del comportamiento del TOC, A y B se asume un caso hipotético donde se tienen en cuenta las siguientes variables de entrada (Estos valores se toman del ejemplo propuesto por Merrit y de la guía IEEE stda C57.120-1991):

Tabla 3.

Variables de entrada del análisis tasa de descuento

Variable	Descripción	Valor
NLL	Pérdidas en vacío	4,9 kW
LL	Pérdidas en carga	11,6 kW
EL	Costo de energía	$ 248,09
AF	Factor de disponibilidad	99%
HPY	Horas de operación en el año	8760h/año
P	Cargabilidad del transformador	50%
I	Tasa de descuento	Variable
BL	Vida útil del transformador	30 años
EIR	Tasa de aumento anual del costo de la energía en porcentaje	5,50%
ITL-TPL	Carga inicial del transformador (año 0) como un porcentaje de la carga máxima del transformador	50%
TPLIF	Factor incremental anual de la carga máxima del transformador en porcentaje	5%
ET	Eficiencia de transmisión	95%
FCR	Tasa de carga fija	12%
IF	Factor de aumento de la adquisición del transformador	107%
PRF	Factor de responsabilidad máxima	96%
LIC	Costo nivelado de generación	0 $/kW-año

Luego se procede a realizar el cálculo del TOC para las diferentes metodologías recopiladas, variando la tasa de descuento, encontrándose el comportamiento mostrado en la Figura 2, en el cual se observa una tendencia a converger conforme aumentan los valores de la tasa de descuento, este hecho también se aprecia en la Figura 2, donde la desviación estándar disminuye a medida que aumenta la tasa de descuento.

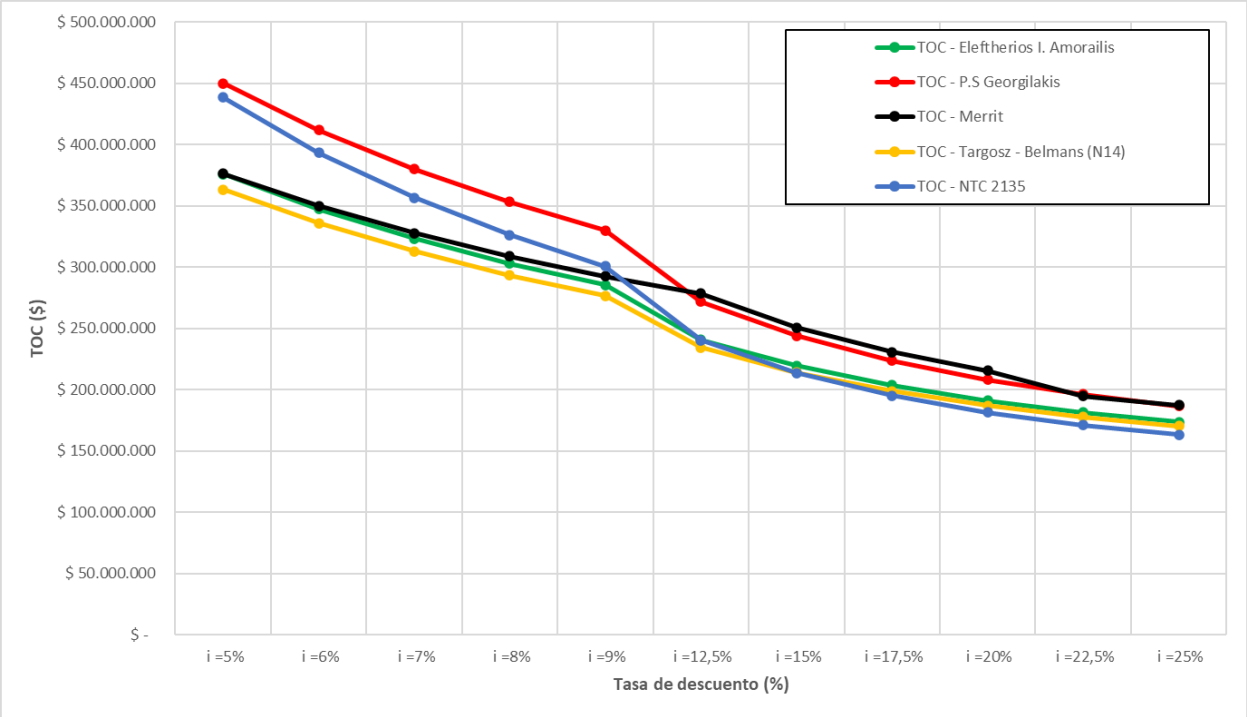

Figura 2. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el decrecimiento del TOC a medida que aumenta la tasa de descuento (i).

Tabla 4.

Desviación estándar de las metodologías del TOC para cada tasa de descuento

Tasa de descuento	Eleftherios I. Amorailis	P.S Georgilakis	Merrit	Targosz - Belmans (N14)	NTC 2135	Desviación estándar
5%	$ 376.077.410	$ 449.997.972	$ 376.192.848	$ 363.181.521	$ 438.575.526	35.998.053
6%	$ 347.476.754	$ 412.006.434	$ 349.917.577	$ 335.929.490	$ 393.462.537	29.534.085
7%	$ 323.356.324	$ 380.125.295	$ 327.710.736	$ 312.946.427	$ 356.533.391	24.670.775
8%	$ 302.874.660	$ 353.140.734	$ 308.724.734	$ 293.430.549	$ 326.096.482	21.034.807
9%	$ 285.366.327	$ 330.128.645	$ 292.451.018	$ 276.747.798	$ 300.838.707	18.321.426
12,5%	$ 240.760.167	$ 271.793.138	$ 278.381.035	$ 234.244.983	$ 240.297.505	18.222.245
15%	$ 219.404.265	$ 244.141.902	$ 250.749.621	$ 213.896.090	$ 213.662.995	15.847.869
17,5%	$ 203.446.636	$ 223.710.607	$ 230.576.994	$ 198.690.921	$ 194.958.601	14.199.268
20%	$ 191.169.682	$ 208.190.364	$ 215.489.904	$ 186.992.871	$ 181.340.551	13.006.109
22,5%	$ 181.481.261	$ 196.099.837	$ 194.639.205	$ 177.761.295	$ 171.097.436	9.706.776
25%	$ 173.665.639	$ 186.464.769	$ 187.180.419	$ 170.314.208	$ 163.167.328	9.347.112

También se realiza un análisis del comportamiento de las variables A y B de las diferentes metodologías, encontrando que para la variable A se presenta un comportamiento similar en todas excepto en la propuesta por Merrit, debido a que, en esta el valor del factor de recuperación de capital (CRF) se determina por medio de tablas propuesta por el autor y no por medio de formulación matemática, adicionalmente las metodologías de la NTC 2135, Amorailis y Targosz presentan un comportamiento aproximadamente igual en esta misma variable.

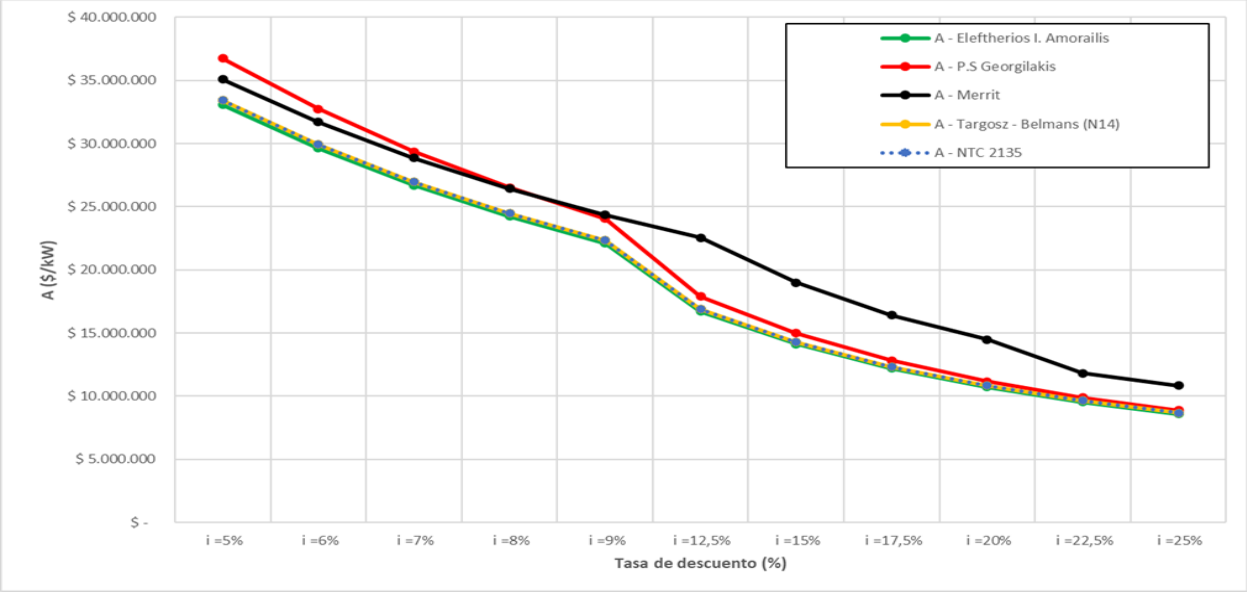

Figura 3. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el decrecimiento de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta la tasa de descuento (i).

En el comportamiento de la variable B con respecto a la tasa de descuento, se puede apreciar en la Figura 3, donde se observa que el método de Georgilakis presenta los valores más elevados a partir de una tasa de descuento mayor al 5 %.

En general a lo que respecta al valor del TOC y de sus variables A y B, según lo mostrado en las gráficas de comportamiento, se puede apreciar una tendencia inversamente proporcional a las tasas de descuento.

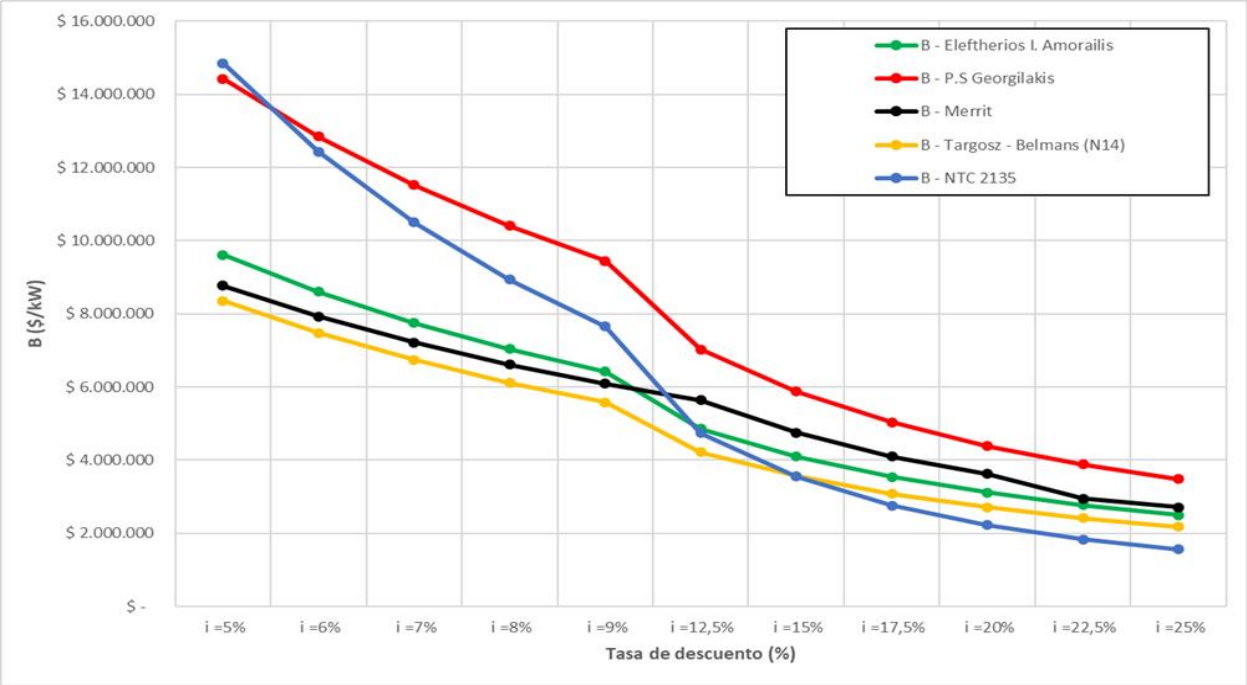

Figura 4. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el decrecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta la tasa de descuento (i).

2.2.2 Análisis vida útil

En el análisis del comportamiento del TOC, A y B se asume un caso hipotético donde se tienen en cuenta las siguientes variables de entrada:

Tabla 5.

Variables de entrada del análisis vida útil.

Variable	Descripción	Valor
NLL	Pérdidas en vacío	4,9 kW
LL	Pérdidas en carga	11,6kW
EL	Costo de energía	$ 248,09
AF	Factor de disponibilidad	99%
HPY	Horas de operación en el año	8760h/año
P	Cargabilidad del transformador	50%
I	Tasa de descuento	5%
BL	Vida útil del transformador	Variable

EIR	Tasa de aumento anual del costo de la energía en porcentaje	5,50%
ITL-TPL	Carga inicial del transformador (año 0) como un porcentaje de la carga máxima del transformador	50%
TPLIF	Factor incremental anual de la carga máxima del transformador en porcentaje	5%
ET	Eficiencia de transmisión	95%
FCR	Tasa de carga fija	12%
IF	Factor de aumento de la adquisición del transformador	107%
PRF	Factor de responsabilidad máxima	96%
LIC	Costo nivelado de generación	0 $/kW-año

Se realiza el análisis del TOC y de las variables A y B, variando los años de vida útil del transformador de potencia. Encontrando en la Figura 5 que para cada vida útil el TOC es igual en las metodologías Amorailis y Merrit.

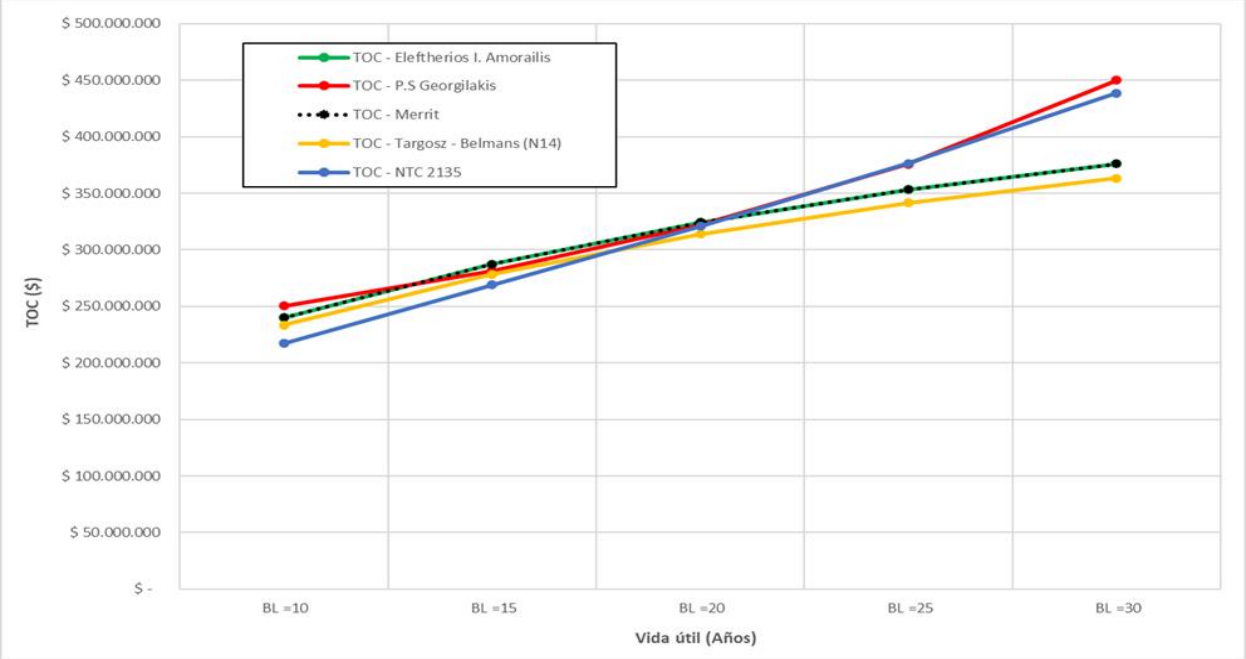

Figura 5. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento del TOC a medida que aumenta la vida útil (BL).

De igual manera para la variable A en la Figura 6 se presentan resultados aproximadamente iguales en las metodologías NTC 2135, Targosz y Amorailis. Los resultados más elevados de la variable A se encuentran con la propuesta de Georgilakis.

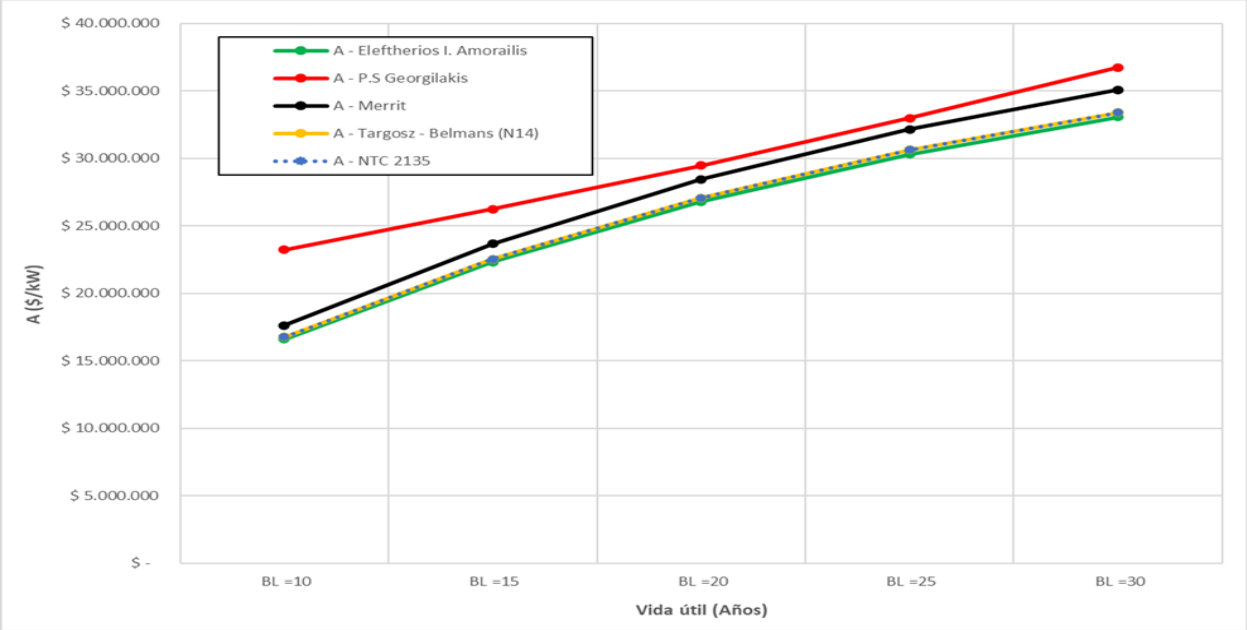

Figura 6. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta la vida útil (BL).

Para el comportamiento de la variable B vista en la Figura 7, se puede apreciar que para un transformador con vida útil de 20 años los resultados tienen una menor dispersión comparando todas las metodologías.

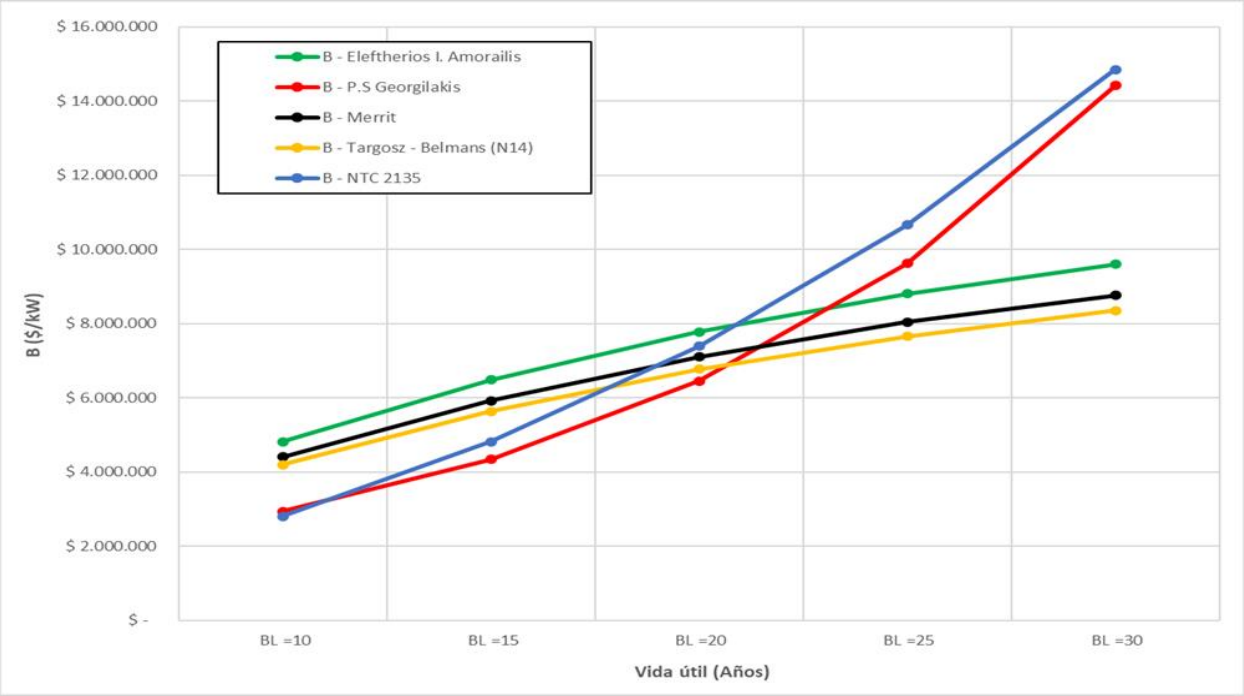

Figura 7. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta la vida útil (BL).

2.2.3 Análisis cargabilidad

En el análisis del comportamiento del TOC, A y B se asume un caso hipotético donde se tienen en cuenta las siguientes variables de entrada:

Tabla 6.

Variables de entrada del análisis cargabilidad

Variable	Descripción	Valor
NLL	Pérdidas en vacío	4,9 kW
LL	Pérdidas en carga	11,6kW
EL	Costo de energía	$ 248,09
AF	Factor de disponibilidad	99%
HPY	Horas de operación en el año	8760h/año
P	Cargabilidad del transformador	Variable
I	Tasa de descuento	5%

BL	Vida útil del transformador	30 años
EIR	Tasa de aumento anual del costo de la energía en porcentaje	5,50%
ITL-TPL	Carga inicial del transformador (año 0) como un porcentaje de la carga máxima del transformador	50%
TPLIF	Factor incremental anual de la carga máxima del transformador en porcentaje	5%
ET	Eficiencia de transmisión	95%
FCR	Tasa de carga fija	12%
IF	Factor de aumento de la adquisición del transformador	107%
PRF	Factor de responsabilidad máxima	96%
LIC	Costo nivelado de generación	0 $/kW-año

Para el análisis del TOC, respecto a la cargabilidad del transformador se puede apreciar en las Figura 8 un comportamiento predominantemente exponencial y además unos valores aproximadamente iguales entre las metodologías Merrit, Targosz y Amorailis.

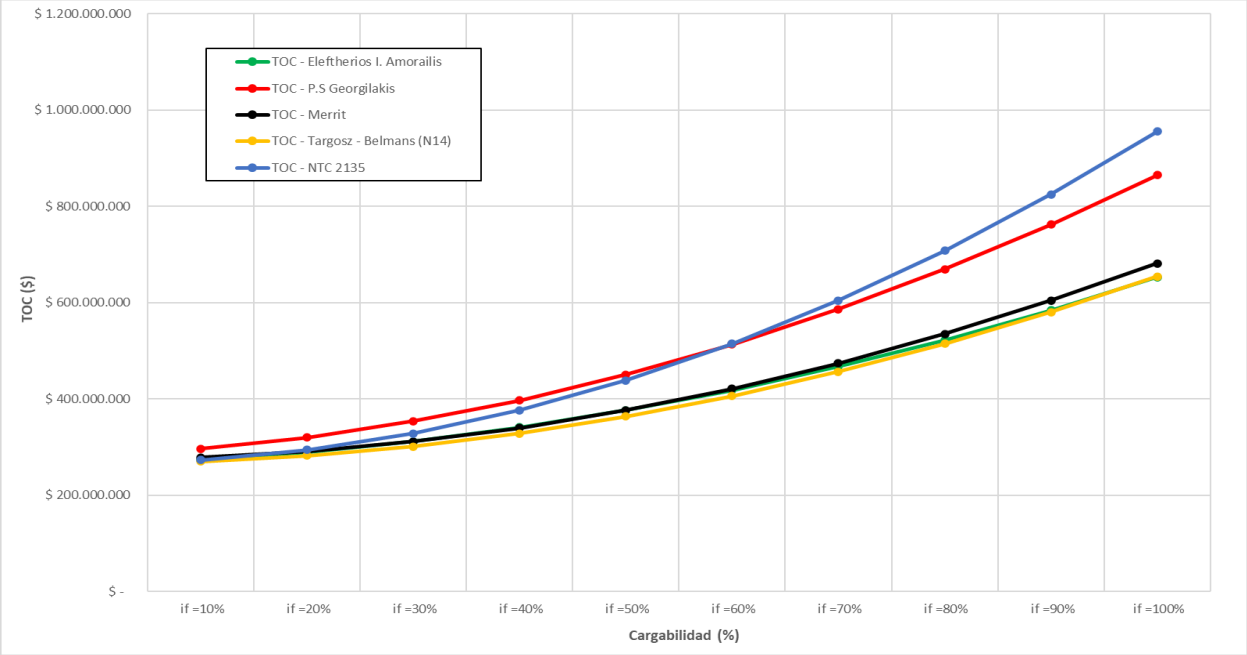

Figura 8. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento del TOC a medida que aumenta la cargabilidad (if).

Para la variable A, al ser independiente de la cargabilidad, presenta un comportamiento constante según los mostrado en la Figura 9.

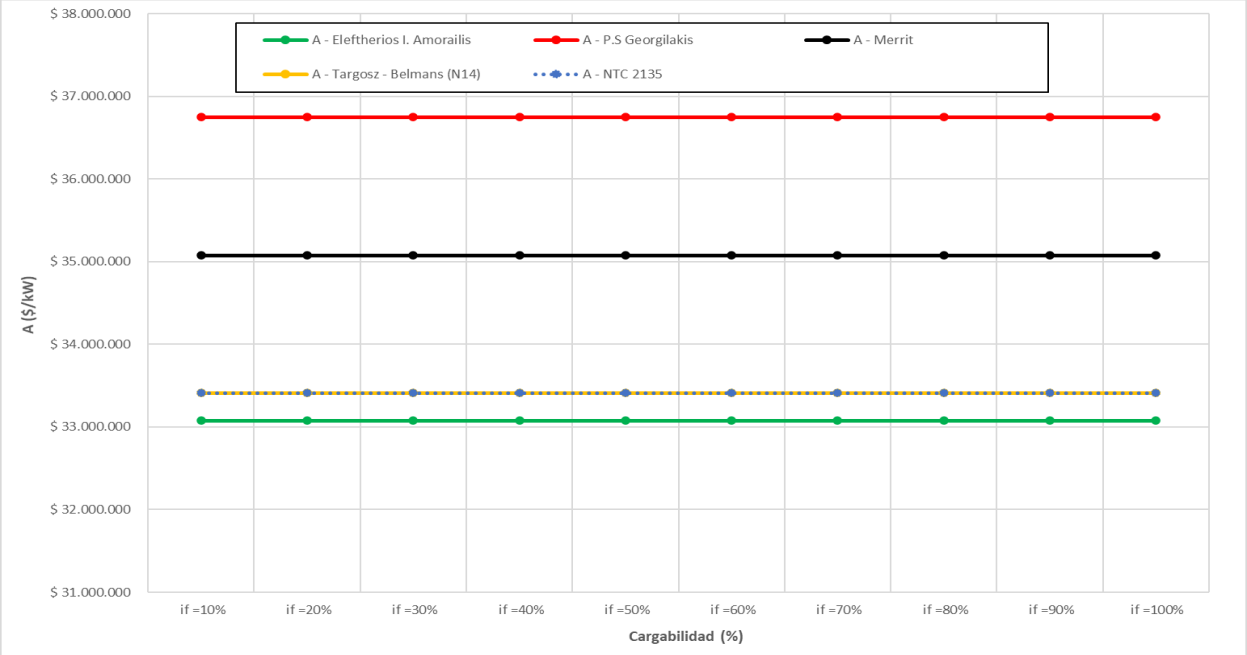

Figura 9. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando la constante de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta la cargabilidad (if).

Para el análisis de B, respecto a la cargabilidad del transformador se puede apreciar en la Figura 10, un comportamiento predominantemente exponencial y además unos valores aproximadamente iguales entre las metodologías Merrit, Targosz y Amorailis.

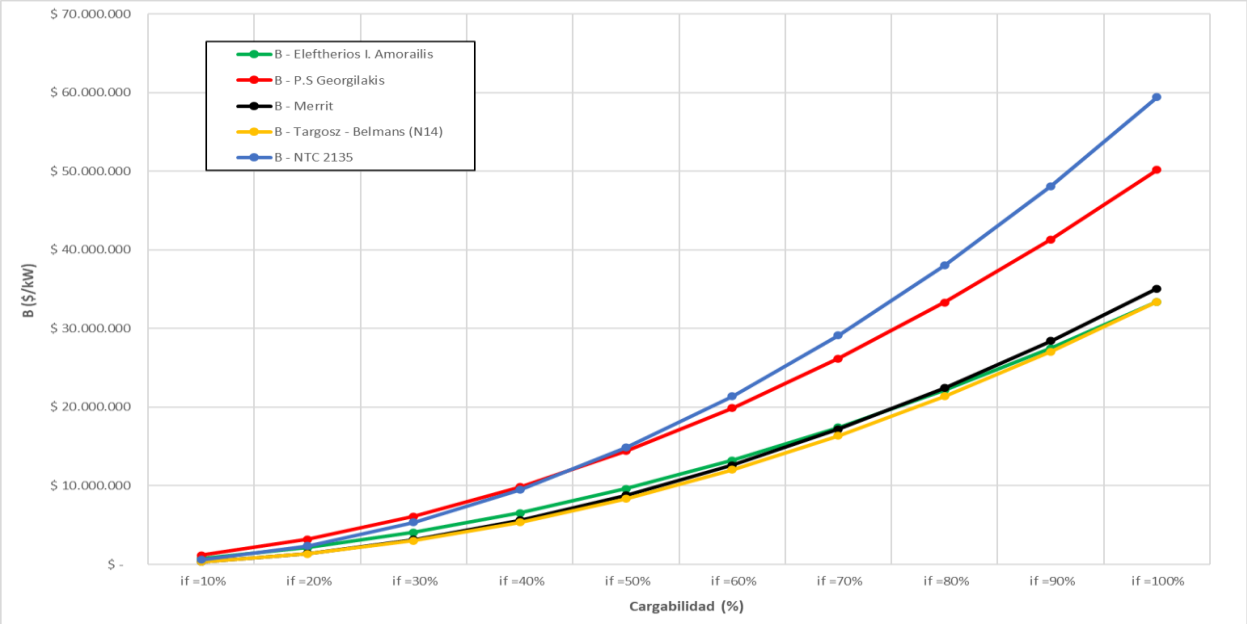

Figura 10. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta la cargabilidad (if).

2.2.4 Análisis costo de energía

En el análisis del comportamiento del TOC, A y B se asume un caso hipotético donde se tienen en cuenta las siguientes variables de entrada:

Tabla 7.

Variables de entrada del análisis costo de energía

Variable	Descripción	Valor
NLL	Pérdidas en vacío	4,9 kW
LL	Pérdidas en carga	11,6kW
EL	Costo de energía	Variable
AF	Factor de disponibilidad	99%
HPY	Horas de operación en el año	8760h/año
P	Cargabilidad del transformador	50%
I	Tasa de descuento	5%
BL	Vida útil del transformador	30 años
EIR	Tasa de aumento anual del costo de la energía en porcentaje	5,50%

ITL-TPL	Carga inicial del transformador (año 0) como un porcentaje de la carga máxima del transformador	50%
TPLIF	Factor incremental anual de la carga máxima del transformador en porcentaje	5%
ET	Eficiencia de transmisión	95%
FCR	Tasa de carga fija	12%
IF	Factor de aumento de la adquisición del transformador	107%
PRF	Factor de responsabilidad máxima	96%
LIC	Costo nivelado de generación	0 $/kW-año

Para los análisis del TOC y sus variables A y B, mostrados desde la Figura 11 hasta la Figura 13 se puede apreciar un comportamiento directamente proporcional a los costos de la energía. Para el TOC, se puede observar que los valores más elevados los presenta la metodología de Georgilakis.

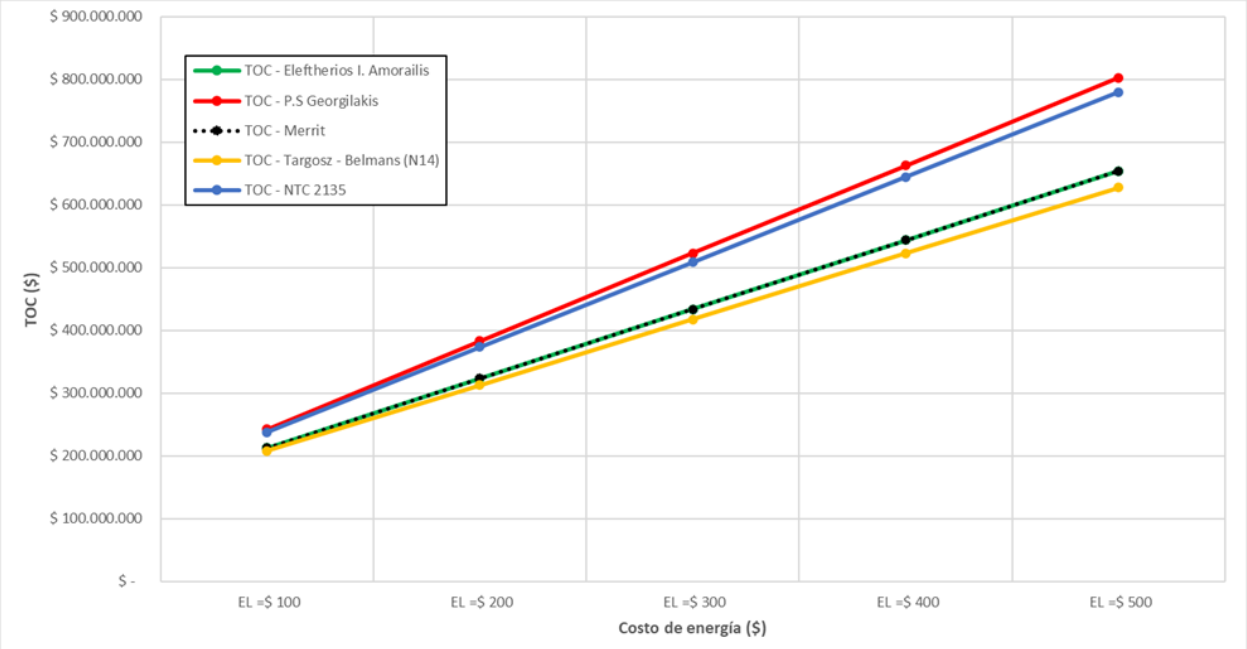

Figura 11. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento del TOC a medida que aumenta el costo de energía ($).

Para la variable A, se puede observar que los valores más elevados los presenta la metodología de Georgilakis.

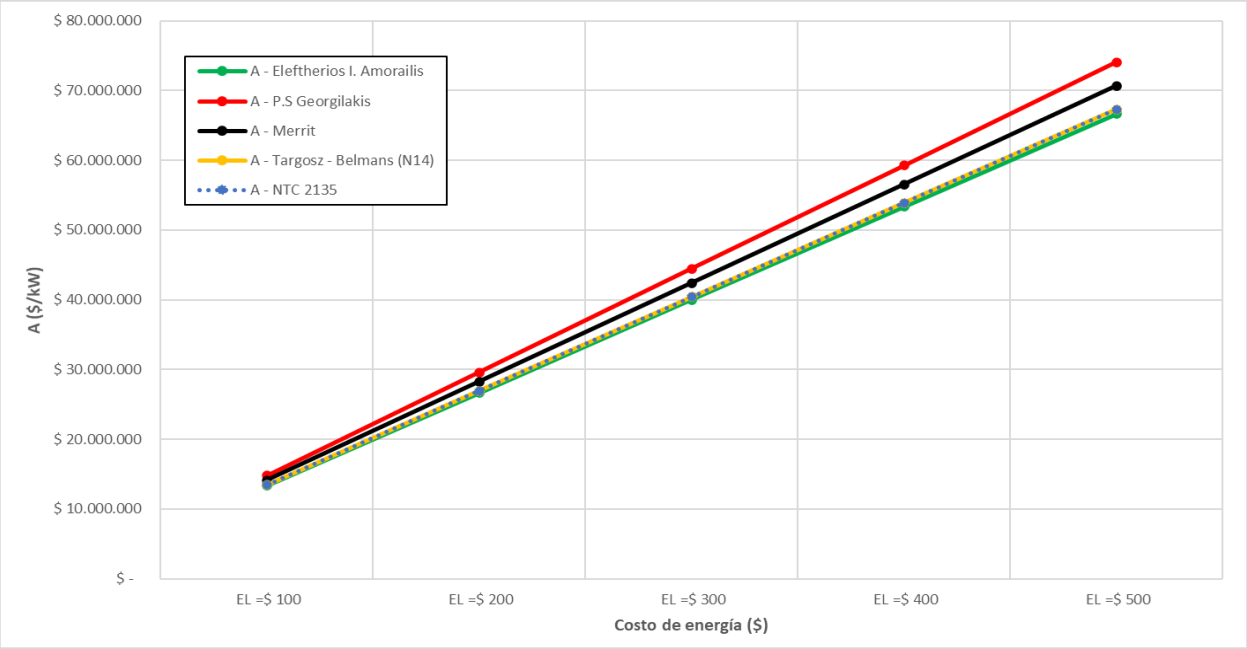

Figura 12. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta el costo de energía ($).

Para la variable B, la metodología que presenta mayor valor es la NTC 2135.

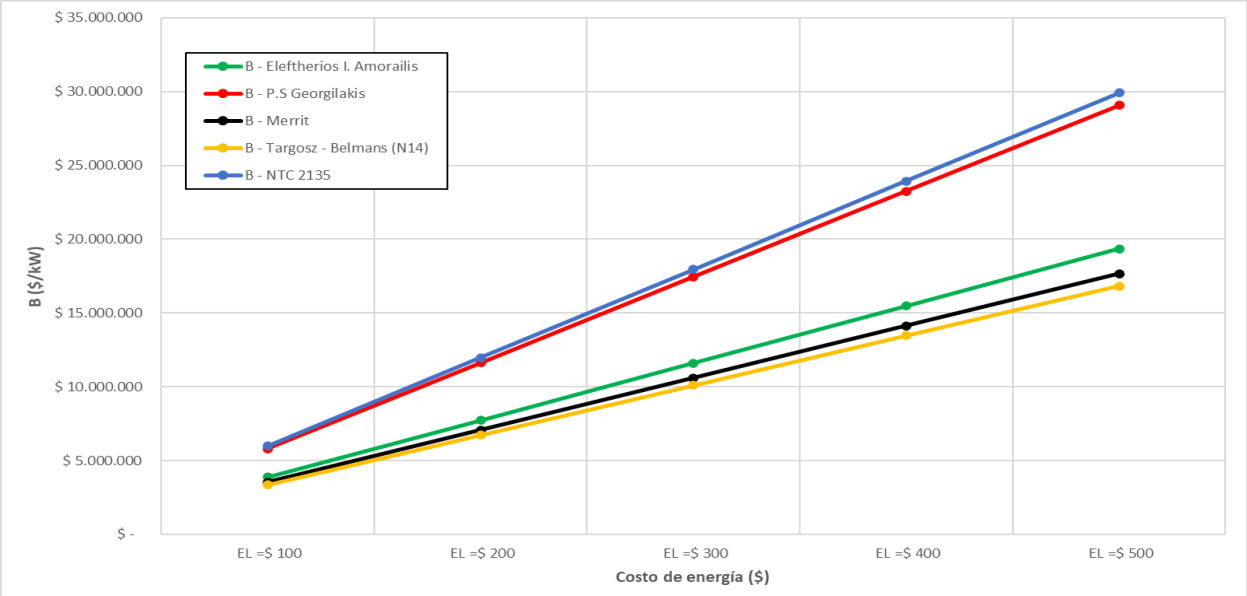

Figura 13. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta el costo de energía ($).

2.2.5 Análisis LIC

En el análisis del comportamiento del TOC, A y B se asume un caso hipotético donde se tienen en cuenta las siguientes variables de entrada:

Tabla 8.

Variables de entrada del análisis LIC

Variable	Descripción	Valor
NLL	Pérdidas en vacío	4,9 Kw
LL	Pérdidas en carga	11,6kW
EL	Costo de energía	$ 248,09
AF	Factor de disponibilidad	99%
HPY	Horas de operación en el año	8760h/año
P	Cargabilidad del transformador	50%
I	Tasa de descuento	5%
BL	Vida útil del transformador	30 años
EIR	Tasa de aumento anual del costo de la energía en porcentaje	5,50%
ITL-TPL	Carga inicial del transformador (año 0) como un porcentaje de la carga máxima del transformador	50%
TPLIF	Factor incremental anual de la carga máxima del transformador en porcentaje	5%
ET	Eficiencia de transmisión	95%
FCR	Tasa de carga fija	12%
IF	Factor de aumento de la adquisición del transformador	107%
PRF	Factor de responsabilidad máxima	96%
LIC	Costo nivelado de generación	Variable

Para el TOC y las variables A y B, el LIC es un parámetro que solo se encuentra en las metodologías de Amoralis y Georgilakis, por lo tanto, para las demás su comportamiento es constante, esto se puede apreciar desde la Figura 14 hasta la Figura 16. La existencia de la variable LIC, produce un crecimiento lineal en el TOC, A y B.

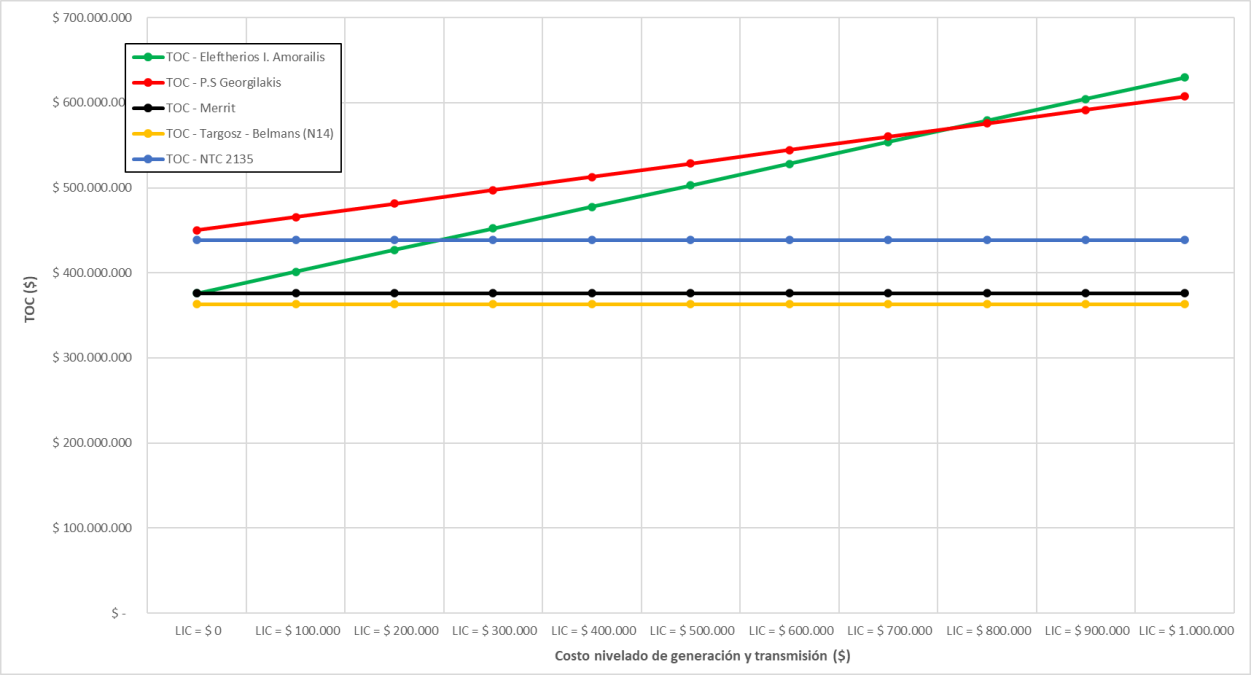

Figura 14. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento del TOC a medida que aumenta el costo nivelado de generación y transmisión ($).

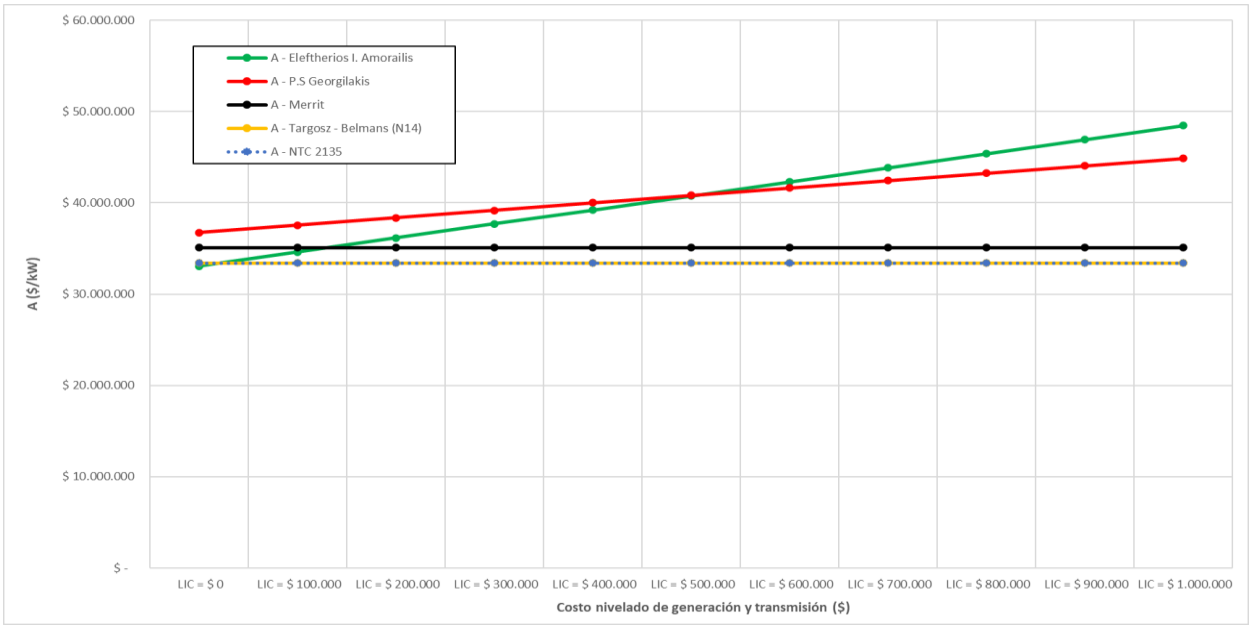

Figura 15. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en vacío (A) a medida que aumenta el costo nivelado de generación y transmisión ($).

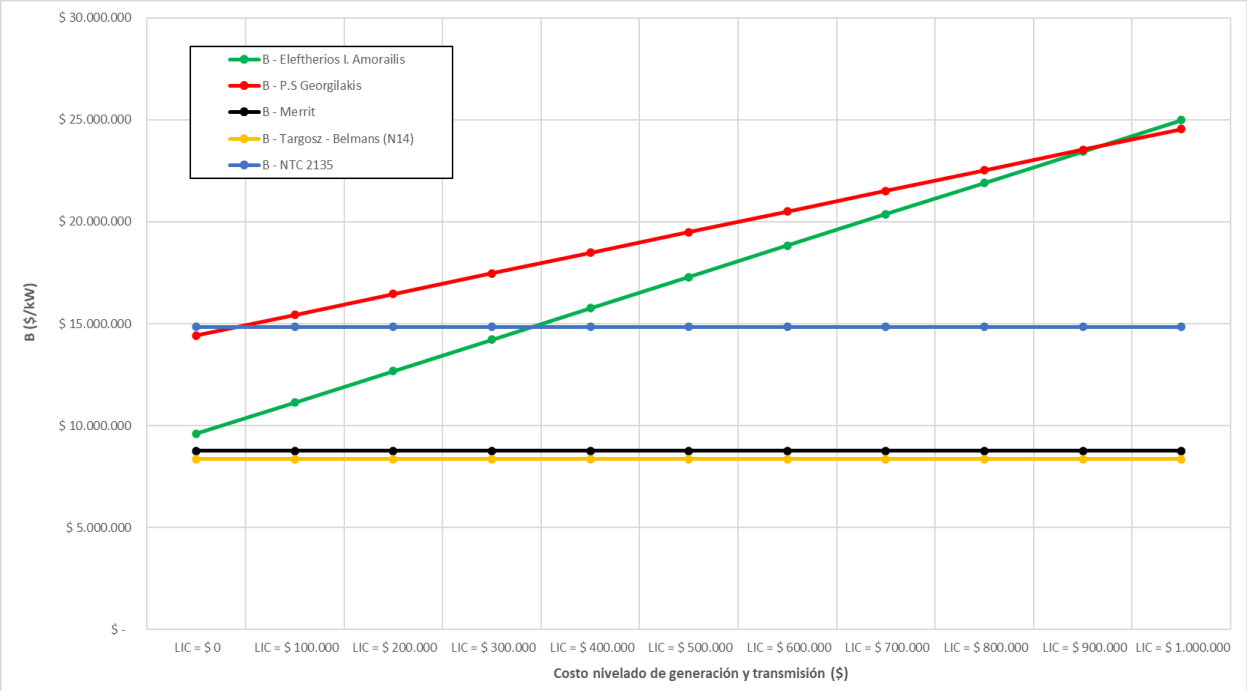

Figura 16. Comparativo de las metodologías de cálculo del TOC, comparando el crecimiento de la tasa de costo de pérdidas en carga (B) a medida que aumenta el costo nivelado de generación y transmisión ($).

Teniendo en cuenta los análisis del comportamiento de las metodologías del presente capítulo, se puede afirmar que los resultados obtenidos, no aportan ningún criterio en la determinación de la metodología más adecuada para transformadores de potencia en Colombia, ya que no existe una referencia o valor esperado en los resultados. Estas metodologías, solo permiten estimar valores bajo diferentes criterios tenidos en cuenta por cada autor, donde en algunos casos, se consideran más variables de entrada que en otros.

Ahora, teniendo en cuenta todos los análisis realizados en el capítulo 1 y 2, se puede afirmar que:

- La metodología de cálculo del TOC de Georgilakis, es la más adecuada para implementar en el caso colombiano donde se requiere tomar una decisión de compra, entre diferentes opciones de transformadores de potencia, pues esta metodología, comparada con las demás

analizadas, considera más criterios y aspectos técnicos que permiten realizar una estimación más aterrizada a la realidad, sin usar demasiadas simplificaciones.

- La metodología de cálculo del TOC de la NTC 2135, es la más adecuada a implementar en el caso colombiano donde se requiere remplazar un transformador de potencia con cierta vida útil y altas pérdidas, por uno de mayor eficiencia. Ya que esta metodología, es la única que plantea un procedimiento para este caso específico; por lo tanto, para el caso de estudio del objetivo número 3 de esta monografía, se implementa la metodología NTC 2135.

3. Caso de estudio ESSA

En este capítulo se realiza un caso de estudio en la Electrificadora de Santander ESSA, en el cual se desea determinar la viabilidad económica de remplazar un transformador de potencia reduciendo las pérdidas técnicas. Para lograr este objetivo se deben seguir 3 pasos generales: Primero, seleccionar un transformador de ESSA en operación, el cual será el transformador a remplazar, segundo, seleccionar un transformador nuevo más eficiente como posible remplazo del transformador que se encuentra en operación, y tercero, aplicar la metodología TOC establecida en la NTC 2135.

3.1 Selección del transformador de ESSA a remplazar

Se selecciona el transformador que se encuentra ubicado en la subestación Puente Sogamoso, el cual tiene un tiempo de operación de 11 años y tiene una capacidad de 5 MVA con un nivel de tensión de 34.5 /13,8 kV, en la Tabla *9*, se muestran las especificaciones técnicas.

Tabla 9.

Especificaciones técnicas del transformador de potencia 5 MVA 34.5 / 13,8 kV de la subestación Puente Sogamoso.

TRANSFORMADOR SUNTEC S. A	
Año de fabricación	2008
Normas	NTC
Capacidad	5000 KVA
Alta tensión	34500 V
Baja tensión	13800/7967 V
Sistema de enfriamiento	ONAN
Aumento temp aceite/devanados	60/65 °C
Frecuencia nominal	60 Hz
Numero de fases	3
Grupo de conexión	Dyn1
Altitud	1000 msnm
Temperatura ambiente máxima	40°C
Volumen liquido aislante	3181 L
Tipo de líquido aislante	Aceite mineral
Peso parte extraíble	5900 kg
Peso total	10931 kg
Impedancia AT-BT (5000 kVA)	6.42%
Icc simétrica AT/BT	1.30 / 3.26 KVA
Duración del cortocircuito	2 seg máx.

Luego se determinan las pérdidas en el hierro y en el cobre del transformador mediante el manual técnico mostrado en la Tabla *10*, donde se puede observar que para un transformador de 5 MVA las perdidas en el hierro corresponden a 7.1 kW y las pérdidas en el cobre a 42.6 kW.

Tabla 10.

Manual técnico del transformador de potencia 5 MVA 34.5 /13,8 kV de la subestación Puente Sogamoso.

TENSIÓN NOMINAL 34.5 y 46 KV - TENSIÓN DE ENSAYO (60 Hz - 1 min.) 70 y 95 kV - NIVEL DE AISLAMIENTO 200 y 250 kV NTC 819 4a Revisión - Frecuencia: 60 Hz - Grupo Sectorial: Dyn_													
Potencia (kVA)	800	1000	1250	1600	2000	2500	3000	3750	4000	5000	6000	7500	10000

Pérdidas en vacío (100 % Vn) (kW)	1,80	1,98	2,37	2,88	3,43	4,10	4,74	5,65	5,95	7,10	8,20	9,79	12,30
Pérdidas en carga (ref. 85°C) (%)	9,33	12,00	14,30	17,40	20,90	25,00	29,00	34,40	36,10	42,60	48,20	55,10	63,00
Impedancia Máxima (%)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	7,15	7,15	7,15
Corriente de Excitación Máxima (%)	1,50	1,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Regulación fp: 1.0, 100% carga (%)	1,34	1,37	1,32	1,26	1,22	1,21	1,17	1,12	1,11	1,05	1,06	0,99	0,88
Regulación fp: 0.8, 100% carga (%)	4,54	4,57	4,53	4,49	4,47	4,76	4,73	4,70	4,69	4,66	5,04	4,99	4,92
Eficiencia fp: 1.0, 100% carga (%)	98,63	98,62	98,68	98,75	98,80	98,85	98,89	98,94	98,96	99,02	99,07	99,14	99,25
Eficiencia fp: 1.0, 75% carga (%)	98,84	98,85	98,90	98,96	99,00	99,04	99,07	99,12	99,13	99,18	99,22	99,28	99,37
Eficiencia fp: 0.8, 100% carga (%)	98,29	98,28	98,36	98,44	98,50	98,57	98,61	98,68	98,70	98,77	98,84	98,93	99,07
Eficiencia fp: 0.8, 75% carga (%)	98,55	98,57	98,63	98,70	98,75	98,80	98,84	98,90	98,92	98,98	99,03	99,10	99,21

3.2 Selección del transformador nuevo de remplazo

El fabricante que se selecciona es SUNSET, el cual establece la posibilidad de comprar transformadores más eficientes con las especificaciones mostradas en la Tabla *11*, donde se decide adquirir un transformador de 5 MVA con pérdidas en el hierro de 6.035 kW y pérdidas en el cobre de 29.82kW.

Tabla 11.

Manual técnico del transformador de potencia 5 MVA 34.5 /13,8 kV más eficiente ofrecido por el fabricante.

TENSIÓN NOMINAL 34.5 y 46 KV - TENSIÓN DE ENSAYO (60 Hz - 1 min.) 70 y 95 kV - NIVEL DE AISLAMIENTO 200 y 250 kV BAJAS PÉRDIDAS - Frecuencia: 60 Hz - Grupo Sectorial: Dyn_													
Potencia (kVA)	800	1000	1250	1600	2000	2500	3000	3750	4000	5000	6000	7500	10000
Pérdidas en vacío (100 % Vn) (kW)	1,53	1,68	2,01	2,45	2,92	3,48	4,03	4,80	5,06	6,04	6.97	8,32	10,46

Pérdidas en carga (ref. 85°C) (%)	6,53	8,40	10,01	12,18	14,63	17,50	20,30	24,08	25,27	29,82	33,74	38,57	44,10
Impedancia Máxima (%)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	7,15	7,15	7,15
Corriente de Excitación Máxima (%)	1,50	1,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Regulación fp: 1.0, 100% carga (%)	0,99	1,02	0,98	0,94	0,91	0,91	0,89	0,85	0,84	0,81	0,82	0,77	0,70
Regulación fp: 0.8, 100% carga (%)	4,31	4,33	4,30	4,27	4,25	4,55	4,53	4,51	4,50	4,48	4,87	4,84	4,78
Eficiencia fp: 1.0, 100% carga (%)	99,00	99,00	99,05	99,09	99,13	99,17	99,20	99,24	99,25	99,29	99,33	99,38	99,45
Eficiencia fp: 1.0, 75% carga (%)	99,14	99,15	99,19	99,23	99,26	99,29	99,32	99,35	99,36	99,40	99,43	99,47	99,53
Eficiencia fp: 0.8, 100% carga (%)	98,76	98,76	98,81	98,87	98,92	98,96	99,00	99,05	99,06	99,11	99,16	99,22	99,32
Eficiencia fp: 0.8, 75% carga (%)	98,93	99,94	98,99	99,04	99,08	99,12	99,15	99,19	99,20	99,25	99,28	99,34	99,42

3.3 Parámetros y criterios del caso de estudio

Para el caso de estudio 1 se asumen los siguientes parámetros mostrados en la Tabla *12*.

Tabla 12.

Datos de entrada del caso de estudio

Variable	Descripción	Trafo Convencional	Trafo Eficiente
BP	Precio adquisición del transformador	$ 528.236.099	$ 581.059.709
CC	Crecimiento de la carga anual	5%	5%
C	Cargo por uso del sistema de transmisión nacional	31,34	31,34
c	Constante que depende del punto de instalación del transformador	0,15	0,15
Fc	Factor de carga del sistema bajo estudio	0,80	0,80
P0	Pérdidas en vacío	7,1 kW	6.035 kW
Pk	Pérdidas en carga	42,6 kW	29,82 kW
i	Tasa de descuento	11%	11%
n	vida útil del transformador	30 años	30 años
CkWh	Precio de energía	405,0317 $/kWh	405,0317 $/kWh

ip	Carga pico del transformador	20,20%	20,20%

Los cuales se obtienen los siguientes criterios

- Las pérdidas en vacío y en carga se extraen del capítulo 3.1 y 3.2
- Los precios de compra de los transformadores se extraen de los libros contables.
- La cargabilidad del transformador se obtiene mediante el cálculo promedio de las medidas realizadas por baja y alta.
- Se asume un crecimiento anual en la carga del 5%.
- El precio de energía empleada es la tarifa utilizada por ESSA en octubre del 2020 para el nivel de medida 3.
- La vida útil se toma como la establecida en la resolución CREG 015 del 2018 para un transformador de potencia. (30 años)
- La tasa de descuento se toma como la establecida en la resolución CREG 015 del 2019. (WACC de 11.36%)
- El transformador tiene fecha de puesta en operación año 2009, por lo tanto, se remplaza el transformador en el año 11 de operación.
- Al TOC del transformador de remplazo se le adiciona al TOC del transformador actual en el año 11 que se desea remplazar.
- En el cálculo del TOC del transformador más eficiente, se cambia la expresión de carga pico cuadrática $\boldsymbol{d^2}$ por la recomendada en la NTC 2135, para el caso de remplazo de transformadores.

3.4 Desarrollo del caso de estudio

Se procede a desarrollar el caso de estudio empleando la metodología NTC 2135 e implementando los datos de entrada mostrados en la Tabla *12*.

Para interpretar de manera idónea la serie de resultados gráficos que se obtienen en este capítulo, se deben especificar las siguientes convenciones:

TOC TRAFO ACTUAL: Ilustra en líneas con marcadores de color azul el TOC del transformador actual, donde este no se remplaza y se le permite cumplir su vida útil.

TOC TRAFO DE REMPLAZO: Ilustra en líneas con marcadores de color naranja el TOC del transformador de remplazo, el cual está en operación, y se le adiciona el TOC del transformador actual en el mismo año.

Después de aplicar la metodología, se obtienen los resultados de la Figura 17 donde se puede apreciar que remplazar el transformador actual con los datos de entrada de la Tabla *12*, por uno más eficiente, no es conveniente, pues el TOC del transformador de remplazo en el año 30 resulta mayor que el TOC del transformador actual en el mismo año. Para este caso la mejor decisión es dejar que el transformador actual cumpla su vida útil.

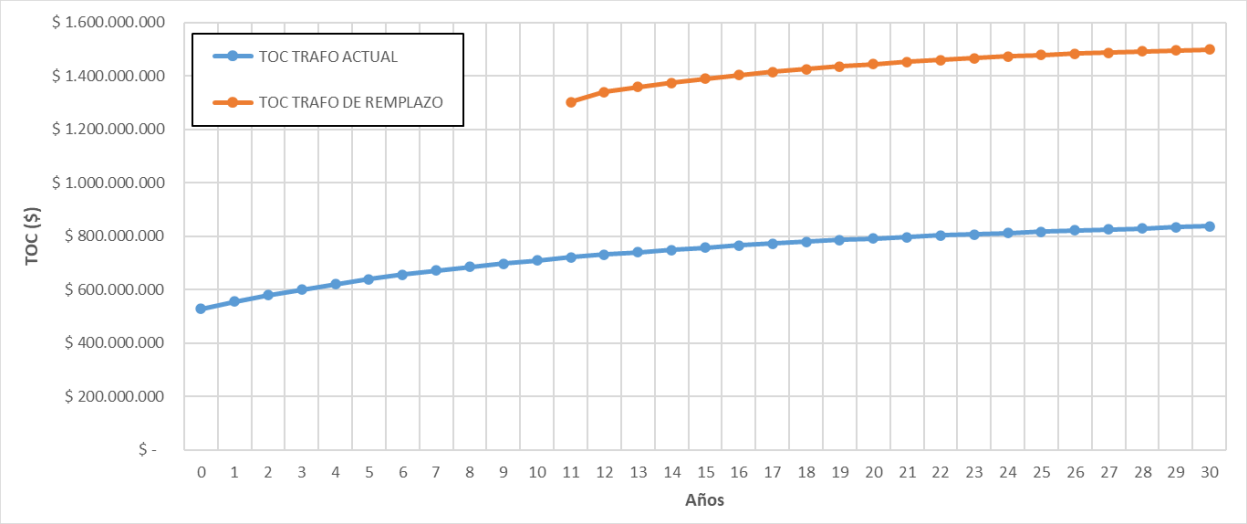

Figura 17. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 11 con cargabilidad de 20,18%.

3.5 Desarrollo del caso de estudio hipotético

De manera adicional se plantean 7 casos adicionales donde se varía la cargabilidad y año de remplazo del transformador actual, manteniendo igual los demás datos de la Tabla *12*.

A continuación, se describen los resultados obtenidos para cada Caso:

Caso 1: Cargabilidad de 20,185 y año de remplazo igual a 5: se implementa la metodología NTC 2135, y se obtienen los siguientes resultados mostrados en la Figura 18.

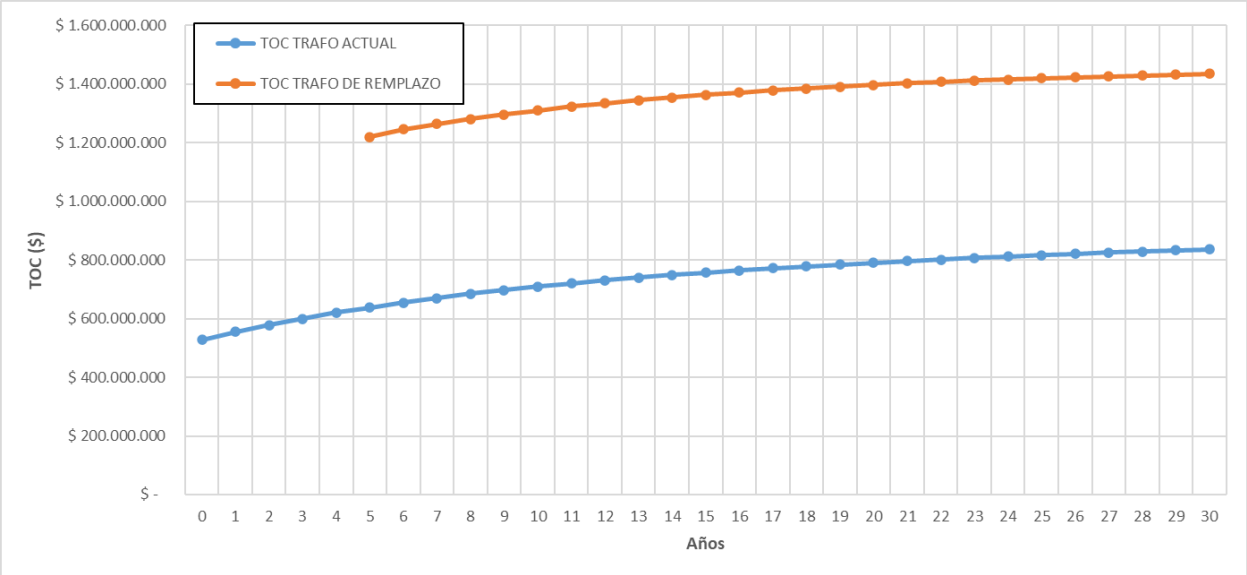

Figura 18. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 5 con cargabilidad de 20,18%.

Se puede observar que al disminuir el año de remplazo se disminuyen las brechas existentes entre el TOC del transformador actual y el transformador de remplazo en el año 30.

Caso 2: cargabilidad de 20,18% y año de remplazo igual a 1: Se implementa la metodología NTC 2135, y se obtienen los siguientes resultados mostrados en la Figura 19.

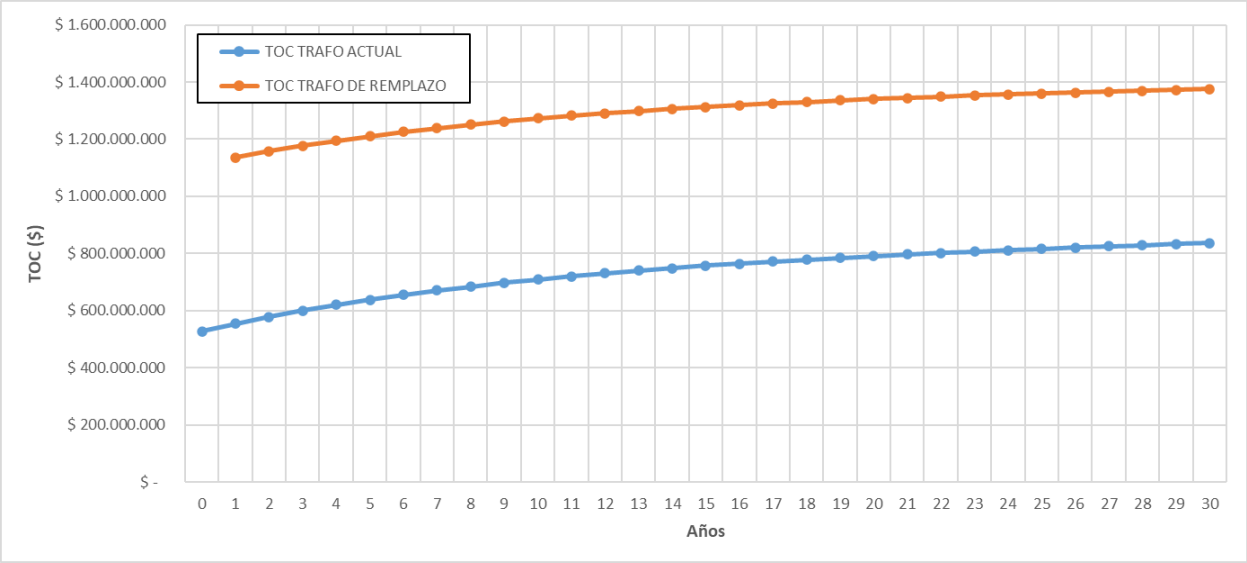

Figura 19. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 1 con cargabilidad de 20,18%.

Se observa que al asumir el año mínimo de remplazo igual a 1, disminuye la brecha existente entre los valores del TOC de las dos graficas en el año 30, sin llegar a igualarse, es decir, para este caso nunca el TOC del transformador de remplazo es menor que el TOC del transformador actual asumiendo una cargabilidad de 20,18%.

Caso 3: Cargabilidad de 100% y año de remplazo igual a 11

Se implementa la metodología NTC 2135, y se obtienen los siguientes resultados mostrados en la Figura 20.

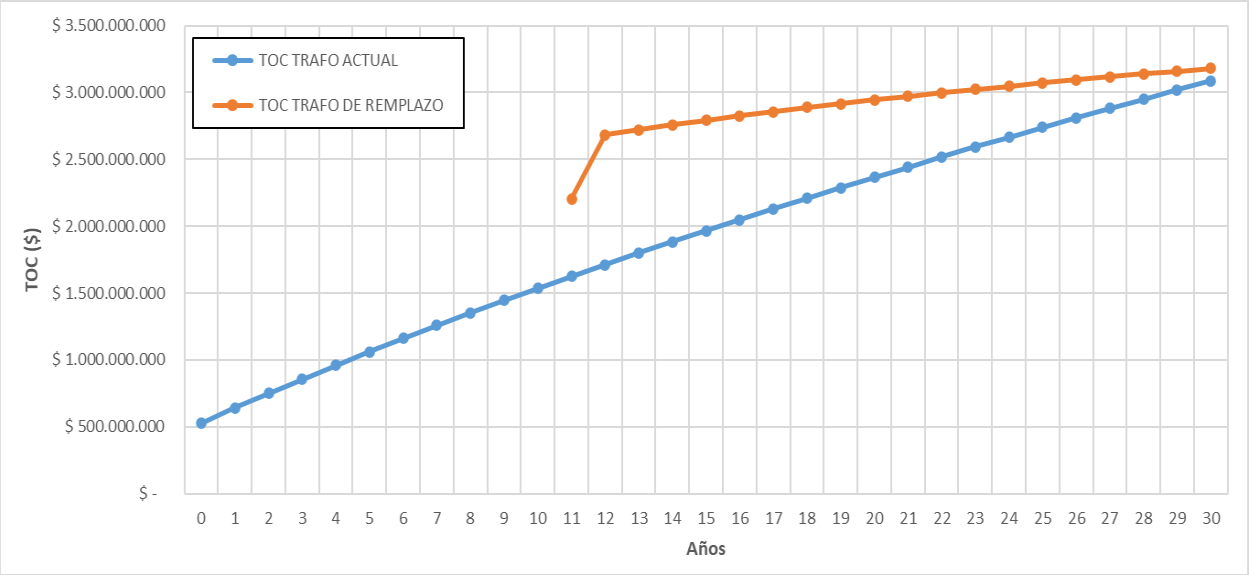

Figura 20. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 11 con cargabilidad de 100%.

Se observa que al aumentar la cargabilidad al 100% para el año de remplazo 11, se puede apreciar que al final de la vida útil existe una diferencia en TOC de $ 92.000.000, sin embargo, aún no es viable económicamente realizar el remplazo del transformador en el año 11.

Caso 4: cargabilidad de 100% y año de remplazo igual a 11: Se implementa la metodología NTC 2135, y se obtienen los siguientes resultados mostrados en la Figura 21.

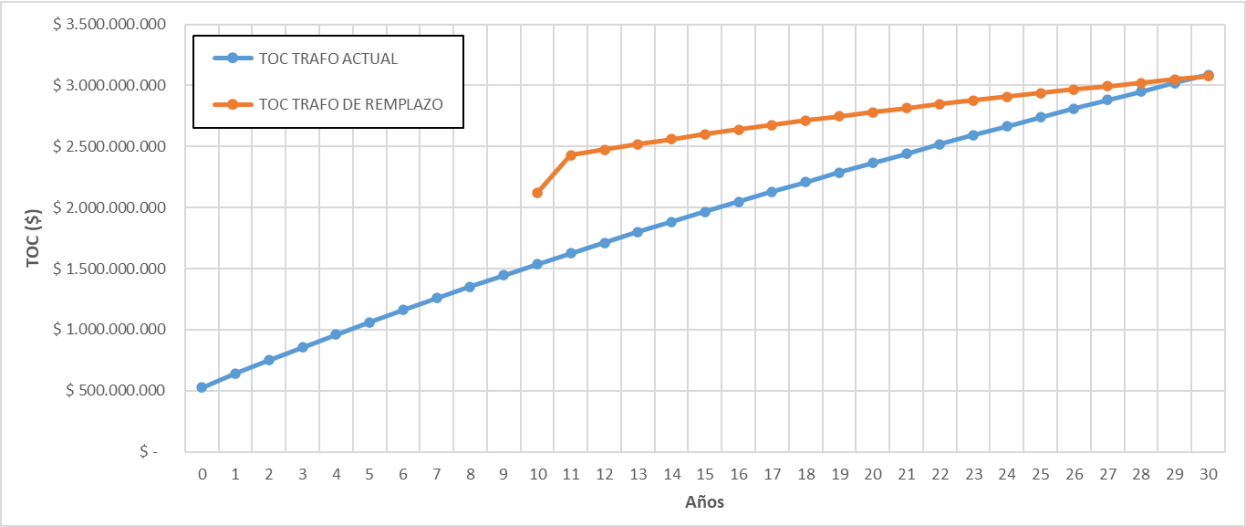

Figura 21. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 10 con cargabilidad de 100%.

Suponiendo una cargabilidad del 100% y 10 como el año de remplazo del transformador actual, como resultado se obtiene que al final de la vida útil el TOC es más bajo que el TOC del transformador actual. Es decir, para este caso es viable remplazar el transformador actual en el año 10.

Caso 5: Cargabilidad de 100% y año de remplazo igual a 5: se implementa la metodología NTC 2135, y se obtienen los siguientes resultados mostrados en la Figura 22.

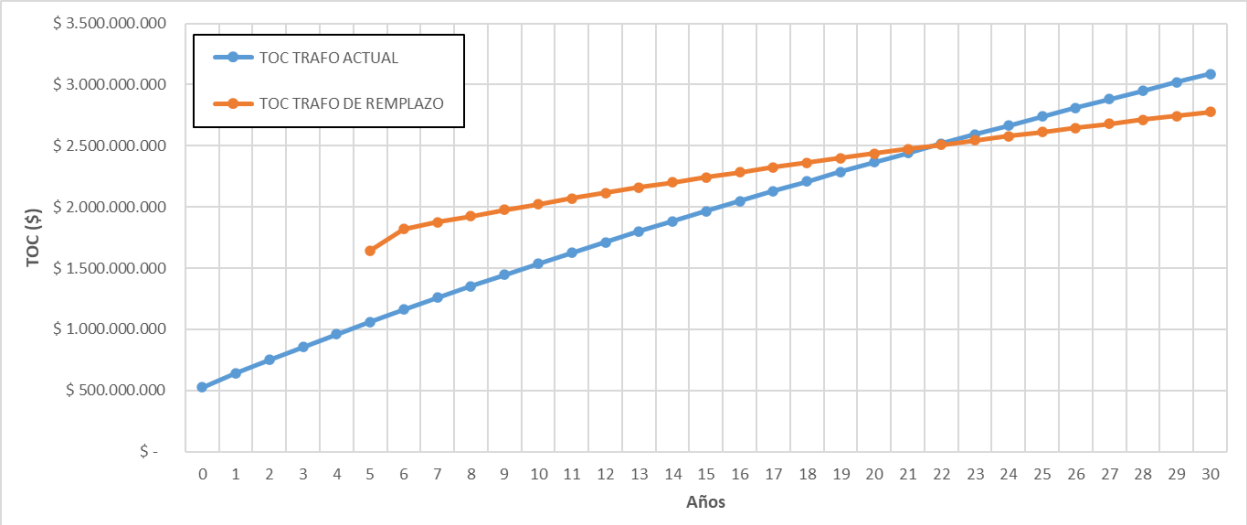

Figura 22. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 5 con cargabilidad de 100%.

Se puede observar que cada vez que se disminuye el año de remplazo, el TOC del transformador de remplazo también lo hace.

Caso 6: Cargabilidad de 100% y año de remplazo igual a 1: Se implementa la metodología ntc 2135, y se obtienen los siguientes resultados mostrados en la Figura 23.

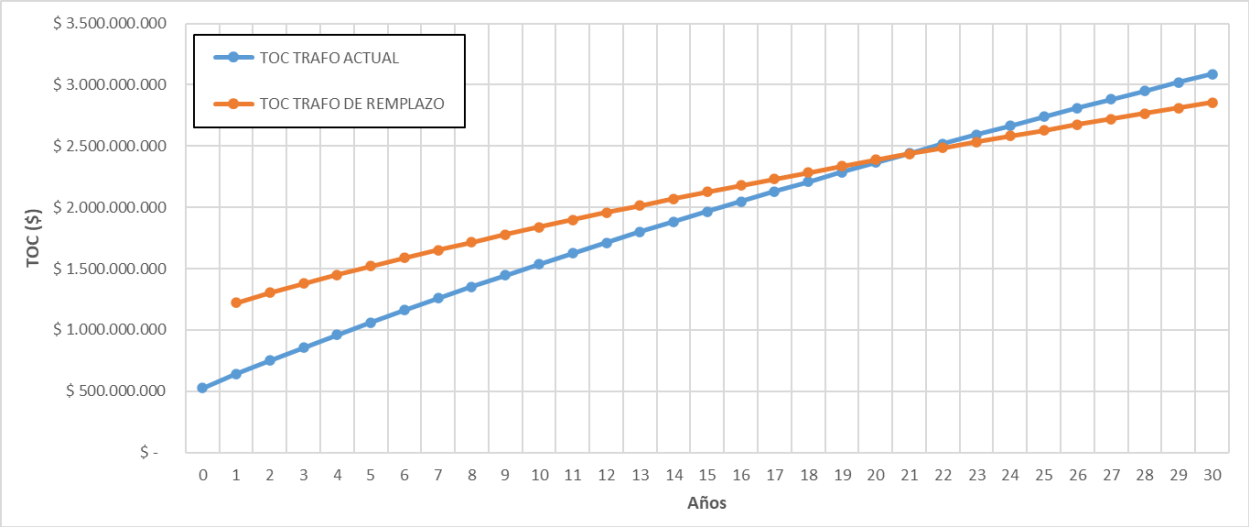

Figura 23. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 1 con cargabilidad de 100%.

Se puede observar que cada vez que se disminuye el año de remplazo el TOC del transformador de remplazo también lo hace llegando a una diferencia entre TOC de $ 232.000.000 para el año 1 de remplazo.

Caso 7: cargabilidad de 85% y año de remplazo igual a 1

Se implementa la metodología NTC 2135, y se obtienen los siguientes resultados mostrados en la Figura 24.

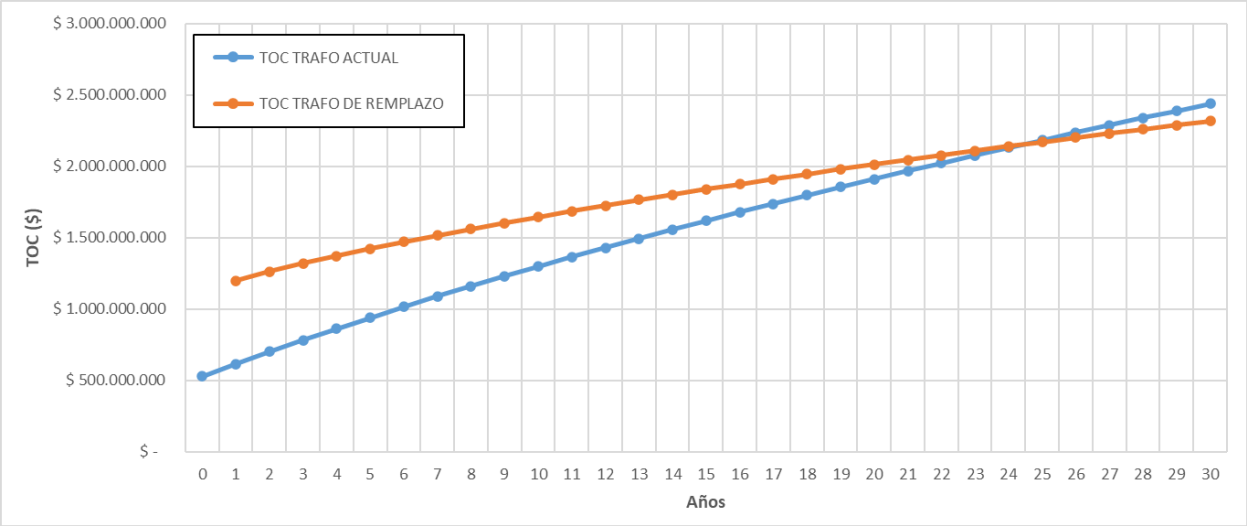

Figura 24. Comparativo TOC del transformador actual respecto al TOC del transformador de remplazo en el año 1 con cargabilidad de 85%.

En la Figura 24 se puede apreciar la mínima cargabilidad (85%), para la cual el TOC del transformador de remplazo es más bajo que el TOC del transformador actual.

4. Conclusiones

- La metodología de cálculo del TOC de Georgilakis es la metodología más adecuada a implementar en el caso colombiano donde se requiere tomar una decisión de compra entre diferentes opciones de transformadores de potencia, ya que esta comparada con las demás metodologías analizadas considera más criterios y aspectos técnicos que permiten realizar una estimación más aterrizada a la realidad sin usar demasiadas simplificaciones.
- La metodología de cálculo del TOC de la NTC 2135 es la metodología más adecuada a implementar en el caso colombiano donde se requiere remplazar un transformador de potencia con cierta vida útil y altas pérdidas, por uno de mayor eficiencia, pues esta metodología es la única que plantea un procedimiento para este caso específico.
- Para el caso de estudio, suponiendo que el transformador está en buenas condiciones y se toma la decisión de reemplazo por uno de menos pérdidas, se obtiene que no es conveniente realizar dicho cambio, ya que con la baja cargabilidad que este tiene, el valor del TOC siempre es menor que el transformador más eficiente. Sin embargo, según el análisis realizado en el caso HIPOTETICO asumiendo cargabilidades mayores al 85% y años de remplazo menor a 11 años, existe la posibilidad de que sea viable económicamente remplazar un transformador convencional por uno más eficiente.
- En el comportamiento de las metodologías se observa que al disminuir el año de remplazo se disminuyen las brechas existentes entre el TOC del transformador actual y el

transformador de remplazo, ya que el transformador de remplazo tiene más tiempo para aportar sus bajas perdidas, ahorrando energía por un tiempo más prolongado.

- El comportamiento de las salidas de las metodologías no es un criterio valido para decidir cuál es la metodología más adecuada para el caso colombiano, ya que estas arrojan resultados estimados los cuales no se pueden comparar con una referencia de resultados esperados. Los análisis del comportamiento de las salidas aportan diferencias y similitudes existentes entre cada una de las metodologías lo cual permite validar la correcta aplicación de las fórmulas sin resultados absurdos.

Referencias Bibliográficas

ABB, P. and productivity for a better world. (2011). *Programa de transformador verde de distribución Socio para un medio ambiente sostenible*.

Amoiralis, E. I., Tsili, M. A., Georgilakis, P. S., & Kladas, A. G. (2007). *Energy Efficient Transformer Selection Implementing Life Cycle Costs and Environmental Externalities*.

Belmans, R., Declercq, J., De Keulenaer, H., Furuya, K., Karmarkar, M., Martinez, M., Mcdermott, M., & Pinkiewicz, I. (2005). *The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers*. www.eurocopper.org

Chaitkin, S. D. (2003). *Making TRANSFORMER LOSSES part of the PURCHASING DECISION*. ©. 21–28.

Georgilakis, E., & Amoiralis, E. (2010). *Distribution transformer cost evaluation methodology incorporating environmental cost*. *January*, 861–872. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2009.0638

Grainger, S. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*.

ICONTEC. (2018). *Norma Técnica Colombiana - NTC 2135*. *Segunda ac*.

IEEE. (1991). *IEEE Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors*.

Paul Waide, P., & Scholand, M. (2014). *PROPHET II : The potential for global energy savings from high-efficiency distribution transformers Final report – November 2014 N14 Energy*. *November*.