

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería Industrial

Análisis del desequilibrio en redes de distribución de baja tensión

Autor: Elena Rodríguez Chamorro

Tutor: José María Maza Ortega

Dep. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2015



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

Análisis del desequilibrio en redes de distribución de baja tensión

Autor:

Elena Rodríguez Chamorro

Tutor:

José María Maza Ortega

Profesor titular

Dep. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2015

Proyecto Fin de Carrera: Análisis del desequilibrio en redes de distribución de baja tensión

Autor: Elena Rodríguez Chamorro

Tutor: José María Maza Ortega

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2015

El Secretario del Tribunal

En redes de distribución de baja tensión aparece el fenómeno de desequilibrio en tensiones debido a causas varias. Una de las más importantes, es el desequilibrio como consecuencia de un reparto no equilibrado de cargas monofásicas entre las distintas fases.

Para analizar las consecuencias de realizar un reparto no equitativo entre fases de cargas monofásicas, se va a realizar un estudio sobre una red real. Para modelar dicha red, se usará el software ETAP. Dicho software permite introducir una red y simular flujos de cargas desequilibrados. Los casos a modelar para poder analizarlos y posteriormente realizar un comparativo entre ellos son cuatro.

El primero de ellos será el caso de referencia, el cuál tiene todas sus cargas trifásicas y no existe desequilibrio debido a un reparto no equitativo de cargas monofásicas. El segundo caso hará distinción entre cargas trifásicas y monofásicas según la potencia asignada. El reparto se hará equitativamente entre fases. Una vez se pase al tercer caso de estudio, todas las cargas alimentadas desde la fase C, pasarán a la fase A. Por último, el caso que sufre más desequilibrio será el cuarto, donde todas las cargas monofásicas se alimentarán desde la fase A.

Con los resultados obtenidos, se procederá al cálculo de unos Key Performance Index (KPI) que ayudaran en la cuantificación de los desequilibrios producidos. Se analizarán KPI individuales por nudo y globales para toda la red.

Una vez analizados los casos correspondientes, se pasará a elaborar una serie de mejoras para disminuir los desequilibrios. El fin será verificar si las propuestas mejoran los resultados realizando un comparativo entre éstas y el caso de estudio inicial.

Índice

Resumen	vii
Índice	viii
Índice de Tablas	ix
Índice de Figuras	x
Notación	xv
1 Introducción	11
1.1 <i>Motivación</i>	11
1.2 <i>Objetivos del proyecto</i>	14
1.3 <i>Estructura del documento</i>	14
2 Metodología aplicada	16
2.1 <i>Descripción de la red</i>	16
2.1.1 <i>Centros de transformación MT/BT</i>	17
2.2 <i>Definición de casos de análisis</i>	23
2.3 <i>Definición de Key Performance Index (KPIs)</i>	23
3 Análisis de una caso de estudio	28
3.1 <i>Red de Distribución de BT</i>	28
3.2 <i>Tipos de carga</i>	30
3.3 <i>Descripción de escenarios.</i>	33
3.4 <i>Resultados obtenidos</i>	35
3.4.1 <i>KPIs individuales</i>	35
3.4.2 <i>KPIs Globales</i>	66
4 Propuestas de mejoras de operación de redes de BT.	80
4.1 <i>Compensación de reactiva en CTs.</i>	80
4.2 <i>Compensación de desequilibrios en CTs</i>	90
4.3 <i>Reducción del desequilibrio de tensión en CTs</i>	104
4.4 <i>Comparación entre mejoras</i>	111
5 Conclusiones y futuros desarrollos	113
6 Bibliografía	115

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características principales de los conductores	17
Tabla 2. Dimensiones para un centro de transformación interior	19
Tabla 3. Tensión prevista para el material	19
Tabla 4. Propiedades conductores utilizados	30
Tabla 5. Potencias Normalizadas	30
Tabla 6. Porcentaje de carga en cada tramo horario	32
Tabla 7. Valores promedio de las caídas de tensión de todos los tramos horarios	39
Tabla 8. Resultado del promedio de todos los tramos horarios, para la caída de tensión media	42
Tabla 9. Resultado del promedio del tiempo para el desequilibrio en corriente de secuencia inversa	45
Tabla 10. Resultado del promedio del tiempo para desequilibrio en corriente de secuencia homopolar	47
Tabla 11. Resultado del promedio del tiempo para el desequilibrio en tensión de secuencia inversa	49
Tabla 12. Resultado del promedio del tiempo para el desequilibrio en tensión de secuencia homopolar	50
Tabla 13. Valor promedio en el tiempo de las pérdidas por fase	53
Tabla 14. Promedio en el tiempo de las pérdidas por tramo	55
Tabla 15. Pérdidas promedio en el tiempo en cada fase del transformador 1	60
Tabla 16. Pérdidas promedio en el tiempo para cada fase en el transformador 2	62
Tabla 17. Promedio en el tiempo de las pérdidas en el transformador 1	64
Tabla 18. Pérdidas promedio en el tiempo en el transformador 2	65
Tabla 19. Promedio en el tiempo de la caída de tensión promedia en cada fase	68
Tabla 20. Resultado del promedio en el tiempo de la caída de tensión promedio en la red	70
Tabla 21. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia inversa	71
Tabla 22. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia homopolar	72
Tabla 23. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en tensión de secuencia inversa	73
Tabla 24. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en tensión de secuencia homopolar	74
Tabla 25. Promedio en el tiempo de las pérdidas totales en la red por fase	77
Tabla 26. Promedio en el tiempo de las pérdidas totales en la red	78
Tabla 27. Promedio en el tiempo de la relación pérdidas transformadores/ red	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Desequilibrio de tensiones y descomposición en secuencias.	11
Figura 2. Esquema estándar centro de transformación interior	18
Figura 3. Esquema tipo centro de transformación compacto	21
Figura 4. Esquema tipo para un centro de transformación PT	22
Figura 5. Esquema Centro Transformación	28
Figura 6. Diagrama unifilar de las líneas 1-5	29
Figura 7. Diagrama unifilar de las líneas 6-10	29
Figura 8. Curva de carga diaria 24 h	31
Figura 9. Curva de carga para los 10 tramos horarios	32
Figura 10. Esquema unifilar Caso 2	33
Figura 11. Esquema unifilar Caso 3	34
Figura 12. Esquema Unifilar caso 4	34
Figura 13. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 1	35
Figura 14. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 2	36
Figura 15. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 3	36
Figura 16. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 4	37
Figura 17. Caídas de tensión para la fase A en función del tiempo	37
Figura 18. Caídas de tensión para la Fase B en función del tiempo	38
Figura 19. Caídas de tensión para la Fase C en función del tiempo	38
Figura 20. Comparativa de fases por caso para las caídas de tensión por fase para el tramo horario 6	39
Figura 21. Caídas de tensión promedio por fase y por caso de estudio	40
Figura 22. Caída de tensión media en función del tiempo	40
Figura 23. Caída de tensión promedio para el tramo horario 1 en todos los casos de estudio	41
Figura 24. Caída de tensión promedio para el tramo horario 6 en cada caso de estudio	41
Figura 25. Caída de tensión media, promedio de todos los tramos horarios	42
Figura 26. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa en función del tiempo	43
Figura 27. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa para el nudo 17 y tramo horario 6	43
Figura 28. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa para el nudo 21 en función del tiempo.	44
Figura 29. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa para el nudo 21 y tramo horario 6	44
Figura 30. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa promedio de todos los tramos horarios	45
Figura 31. Desequilibrio en corriente de secuencia homopolar para el nudo 17 en función del tiempo.	46
Figura 32. Desequilibrio en corriente de secuencia homopolar para el tramo horario 6 y nudo 17	46
Figura 33. Desequilibrio en corriente de secuencia homopolar promedio de todos los tramos horarios	47

Figura 34. Desequilibrio en tensión de secuencia inversa en función del tiempo	48
Figura 35. Desequilibrio en tensión de secuencia inversa en el tramo horario 6	48
Figura 36. Desequilibrio en tensión de secuencia inversa promedio de todos los tramos horarios	49
Figura 37. Desequilibrio en tensión de secuencia homopolar en función del tiempo	49
Figura 38. Desequilibrio de tensión de secuencia homopolar para el tramo horario 6	50
Figura 39. Desequilibrio en tensión de secuencia homopolar promedio de todos los tramos horarios	50
Figura 40. Comparación del desequilibrio en tensión de secuencia inversa y homopolar	51
Figura 41. Pérdidas en la Fase A en función del tiempo	51
Figura 42. Pérdidas en la Fase B en función del tiempo	52
Figura 43. Pérdidas en la Fase C en función del tiempo	52
Figura 44. Comparación de las pérdidas sufridas por fase para cada caso de análisis, en el tramo 6 .	53
Figura 45. Pérdidas promedias en el tiempo por fase	53
Figura 46. Pérdidas por tramo en función del tiempo	54
Figura 47. Comparación de las pérdidas en un tramo para los distintos casos en el tramo horario 6	54
Figura 48. Promedio en el tiempo de las pérdidas por tramo.	55
Figura 49. Pérdidas en la fase A en función del tiempo del transformador 1 con ETAP	55
Figura 50. Esquemas Teóricos de un transformador estrella-triángulo	56
Figura 50. Pérdidas en la fase A en función del tiempo del transformador 1	58
Figura 51. Pérdidas en la fase B en función del tiempo del transformador 1.	58
Figura 52. Pérdidas en la fase C en función del tiempo del transformador 1.	59
Figura 53. Pérdidas para el transformador 1 para el tramo horario 6	59
Figura 54. Pérdidas promedio en el tiempo para cada fase en el transformador 1	60
Figura 55. Pérdidas en la fase A en función del tiempo para el transformador 2	60
Figura 56. Pérdidas en la fase B en función del tiempo para el transformador 2	61
Figura 57. Pérdidas en la fase C en función del tiempo para el transformador 2	61
Figura 58. Pérdidas por fase del transformador 2 para el tramo horario 6	62
Figura 59. Promedio en el tiempo de las pérdidas por fase en el transformador 2	62
Figura 60. Pérdidas en el transformador 1 en función del tiempo	63
Figura 61. Pérdidas en el transformador 1 para el tramo horario 6	63
Figura 62. Promedio en el tiempo de las pérdidas en el transformador 1.	64
Figura 63. Pérdidas en función del tiempo del transformador 2	64
Figura 64. Pérdidas en el transformador 2 para el tramo horario 6	65
Figura 65. Pérdidas promedio en el tiempo del transformador 2	65
Figura 66. Caída de tensión promedio de la Fase A en función del tiempo	66
Figura 67. Caída de tensión promedio de la Fase B en función del tiempo	66
Figura 68. Caída de tensión promedio de la Fase C en función del tiempo	67
Figura 69. Caída de tensión promedio en la red para el tramo horario 6.	67

Figura 70. Promedio en el tiempo de la caída de tensión promedia por fase	68
Figura 71. Caída de tensión promedio en la red en función del tiempo	69
Figura 72. Caída de tensión promedio en la red para el tramo horario 6	69
Figura 73. Promedio en el tiempo de la caída de tensión promedio en la red	70
Figura 74. Promedio del desequilibrio en corriente de secuencia inversa en función del tiempo	71
Figura 75. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia inversa	71
Figura 76. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia homopolar	72
Figura 77. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia inversa	72
Figura 78. Promedio del desequilibrio en tensión de secuencia inversa en función del tiempo	73
Figura 79. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en tensión de secuencia inversa	74
Figura 80. Promedio del desequilibrio en tensión de secuencia homopolar en función del tiempo	74
Figura 81. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en tensión de secuencia homopolar	75
Figura 82. Pérdidas totales por fase en la red para el tramo horario 6	75
Figura 83. Evolución con el tiempo de las pérdidas en la red por la Fase A	76
Figura 84. Evolución con el tiempo de las pérdidas en la red por la Fase B	76
Figura 85. Evolución con el tiempo de las pérdidas en la red por la Fase C	76
Figura 86. Promedio en el tiempo de las pérdidas totales en la red por fase	77
Figura 87. Pérdidas totales en la red en función del tiempo	78
Figura 88. Promedio en el tiempo de las pérdidas totales en la red	78
Figura 89. Evolución de la relación de las pérdidas transformadores/red con el tiempo	79
Figura 90. Promedio en el tiempo de la relación pérdidas transformadores/red	79
Figura 91. Valor de la batería de condensadores para el CT 1 (bus 1)	80
Figura 92. Valor de la batería de condesadores para el CT 2 (bus 25)	81
Figura 93. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 1 y la fase A con la primera mejora	81
Figura 94. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 1 y la fase B con la primera mejora	81
Figura 95. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 1 y la fase C con la primera mejora	82
Figura 96. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase A	82
Figura 97. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase A	82
Figura 98. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase A	83
Figura 99. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase B	83
Figura 100. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase B	83
Figura 101. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase B	84
Figura 102. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase C	84
Figura 103. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase C	84
Figura 104. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase C	85
Figura 105. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 25 y la fase A con la primera mejora	85
Figura 106. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 25 y la fase B con la primera mejora	86

Figura 107. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 25 y la fase C con la primera mejora	86
Figura 108. Resultado del KPI caída de tensión media para el nudo 1 con la primera mejora	86
Figura 109. Resultado del KPI caída de tensión media para el nudo 25 con la primera mejora	87
Figura 110. Comparativo para el KPI caída de tensión media entre los casos mejorados y sin mejorar	87
Figura 111. Comparativo para el KPI caída de tensión media entre los casos mejorados y sin mejorar	87
Figura 112. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 2 mejorado y sin mejorar	88
Figura 113. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 3 mejorado y sin mejorar	88
Figura 114. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 4 mejorado y sin mejorar	89
Figura 115. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 2 mejorado y sin mejorar	89
Figura 116. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 3 mejorado y sin mejorar	89
Figura 117. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 4 mejorado y sin mejorar	90
Figura 118. Potencia Activa Consumida por la fase A en el nudo 1	90
Figura 119. Potencia Activa Consumida por la fase B en el nudo 1	91
Figura 120. Potencia Activa Consumida por la fase C en el nudo 1	91
Figura 121. Potencia Activa Consumida por la fase A en el nudo 25	91
Figura 122. Potencia Activa Consumida por la fase B en el nudo 25	92
Figura 123. Potencia Activa Consumida por la fase C en el nudo 25	92
Figura 124. Potencia Reactiva Consumida por la fase A en el nudo 1	92
Figura 125. Potencia Reactiva Consumida por la fase B en el nudo 1	93
Figura 126. Potencia Reactiva Consumida por la fase C en el nudo 1	93
Figura 127. Potencia Reactiva Consumida por la fase A en el nudo 25	93
Figura 128. Potencia Reactiva Consumida por la fase B en el nudo 25	94
Figura 129. Potencia Reactiva Consumida por la fase C en el nudo 25	94
Figura 130. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase A y nudo 1	94
Figura 131. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase B y nudo 1	95
Figura 132. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase C y nudo 1	95
Figura 133. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase A y nudo 25	95
Figura 134. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase B y nudo 25	96
Figura 135. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase C y nudo 25	96
Figura 136. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase A	96
Figura 137. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase A	97
Figura 138. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase A	97
Figura 139. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase B	97
Figura 140. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase B	98
Figura 141. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase B	98
Figura 142. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase C	98
Figura 143. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase C	99

Figura 144. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase C	99
Figura 145. Comparativo entre el KPI caída de tensión media entre casos sin y mejorados para el bus 1	100
Figura 146. Comparativo entre KPI caída de tensión media entre casos sin y mejorados para el bus25	100
Figura 147. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 2 mejorado y sin mejorar	101
Figura 148. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 3 mejorado y sin mejorar	101
Figura 149. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 4 mejorado y sin mejorar	101
Figura 150. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 2 mejorado y sin mejorar	102
Figura 151. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 3 mejorado y sin mejorar	102
Figura 152. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 4 mejorado y sin mejorar	102
Figura 153. Esquema D-STATCOM	103
Figura 154. Resultados para el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase A con la tercera mejora	104
Figura 155. Resultados para el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase B con la tercera mejora	104
Figura 156. Resultados para el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase C con la tercera mejora	105
Figura 157. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase A caso 2 sin y mejorado	105
Figura 158. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase A caso 3 sin y mejorado	105
Figura 159. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase A caso 4 sin y mejorado	106
Figura 160. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase B caso 2 sin y mejorado	106
Figura 161. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase B caso 3 sin y mejorado	106
Figura 162. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase B caso 4 sin y mejorado	107
Figura 163. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase C caso 2 sin y mejorado	107
Figura 164. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase C caso 3 sin y mejorado	107
Figura 165. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase C caso 4 sin y mejorado	108
Figura 166. Comparativo entre el KPI caída de tensión media en el nudo 16	108
Figura 167. Pérdidas sufridas en el T1 para el caso 2 mejorado y sin mejorar	109
Figura 168. Pérdidas sufridas en el T1 para el caso 3 mejorado y sin mejorar	109
Figura 169. Pérdidas sufridas en el T1 para el caso 4 mejorado y sin mejorar	109
Figura 170. Pérdidas sufridas en el T2 para el caso 2 mejorado y sin mejorar	110
Figura 171. Pérdidas sufridas en el T2 para el caso 3 mejorado y sin mejorar	110
Figura 172. Pérdidas sufridas en el T2 para el caso 4 mejorado y sin mejorar	110
Figura 173. Comparación entre mejoras caso 2 fase A	111
Figura 174. Comparación entre mejoras caso 3 fase A	111
Figura 175. Comparación entre mejoras caso 4 fase A	112

Notación

A	Amperio
Al	Aluminio
Cu	Cobre
CT	Centro de Transformación
km	kilómetro
kV	kilovoltios
kW	kilowatios
kVA	kilovoltamperios
kvar	kilovoltamperios reactivos
m	metros
mm	milímetros
MVA	Megavoltamperios
Ω	Ohmios
V	Voltios
s	segundo

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

En el presente proyecto se estudiará el desequilibrio sufrido en una red de baja tensión de distribución. Para comenzar, se estudia de manera generalizada y teórica los desequilibrios que puede llegar a sufrir una red de distribución. En este sentido, se dice que un sistema de energía trifásico está equilibrado o es simétrico si las tensiones y corrientes trifásicas tienen la misma amplitud y presentan un desplazamiento de fase de 120° entre ellas. Si no se cumple una o ninguna de estas condiciones, el sistema se denomina desequilibrado o asimétrico.

El balance perfecto de tensiones es técnicamente inalcanzable. El continuo cambio de cargas presentes en la red, causan una magnitud de desequilibrio en permanente variación.

La mera conexión de cargas residenciales, de naturaleza monofásica, provocan un estado de carga en el sistema trifásico que no es equilibrado entre fases, de ahí las caídas de tensión del sistema tampoco serán equilibradas dando por resultado niveles de tensión desiguales.

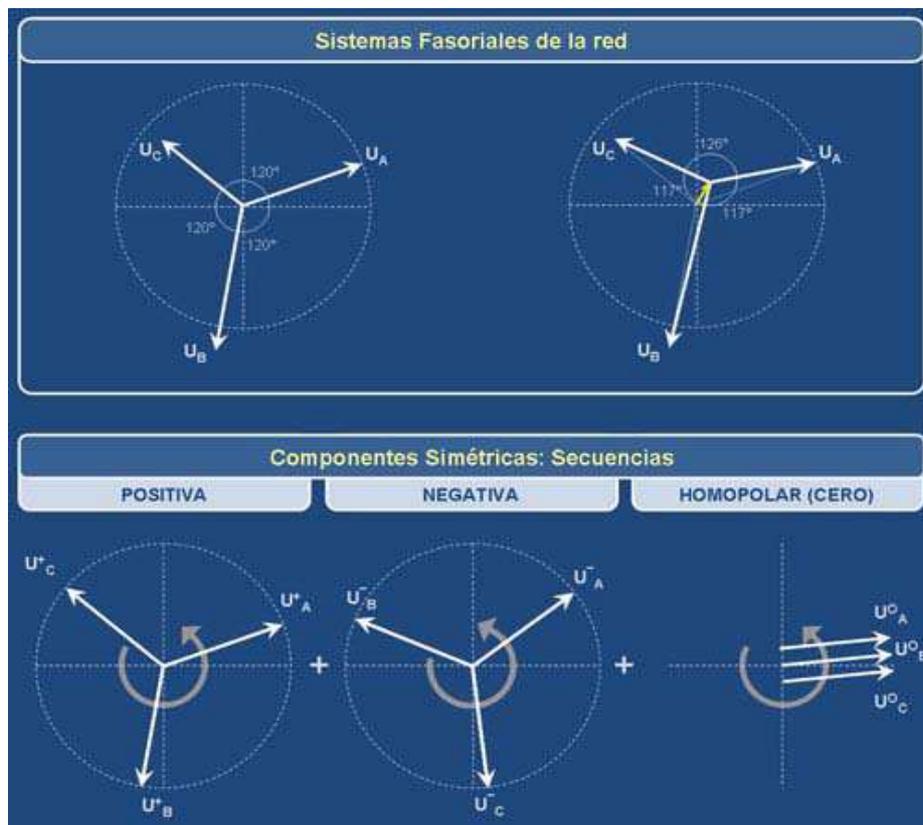


Figura 1. Desequilibrio de tensiones y descomposición en secuencias.

Los sistemas desequilibrados se pueden analizar a partir de una representación descompuesta en tres sistemas trifásicos como indica la Figura 1. Desequilibrio de tensiones y descomposición en secuencias, por dos ternas (trifásicas) simétricas y una tercera compuesta por una terna de igual magnitud y fase.

- La terna de secuencia positiva corresponde al flujo de potencia que proviene de la red hacia la carga. La potencia suministrada tiene únicamente representación de secuencia positiva.
- La terna de secuencia negativa, la componente negativa, es una indicación de la medida de desequilibrio existente en el sistema, o sea, de la falta de simetría entre los fasores de tensión en el punto de conexión.
- La presencia de componentes de secuencia homopolar se vincula a la conexión respecto de tierra. Las corrientes homopolares son aquellas que no cierran el circuito por las fases activas, sino que lo hacen por el neutro, o por tierra, si existiera vinculación galvánica con el circuito.

En un sistema simétrico con carga desequilibrada, se generan corrientes y caída de tensión desequilibradas. Cada intensidad de línea se descompone en sus tres componentes de secuencia. Las componentes positivas y negativas, pertenecen solo a las fases activas, en cambio, la componente homopolar cierra por el nodo común de las cargas a través del neutro a tierra. La corriente de neutro, resultado de la suma de las corrientes de fase, es equivalente a tres veces la homopolar existente en cada una de las fases.

Para cuantificar el desequilibrio se expresa la relación entre la tensión de secuencia negativa respecto de la positiva.

En el presente proyecto se cuantificarán estos desequilibrios por medio de unos “Key Performance Index (KPIs)” que serán definidos en el apartado 2.3.

El desequilibrio en tensiones es causado por una serie de motivos fundamentalmente. La principal causa son las cargas monofásicas sobre el sistema trifásico, debido a una distribución no homogénea, en especial la de consumidores de baja tensión monofásicos (este será el caso de estudio en el presente proyecto).

Para igual dispersión de cargas monofásicas, la configuración del tipo de red de distribución y transmisión incide sobre la propagación del desequilibrio. La configuración de red radial, mostrará niveles mayores que una red mallada.

Las impedancias propias y mutuas entre fases no equilibradas presentarán desequilibrios en las caídas de tensión aún con cargas simétricas.

También son posibles otras causas tales como, la asimetría de las impedancias de los arrollamientos de los transformadores, la presencia de bancos de transformadores en estrella y en triángulo en vacío, impedancias de transmisión asimétricas posiblemente debidas a una incompleta transposición, y la fusión accidental de fusibles en bancos de condensadores.

Estos desequilibrios tienen consecuencias importantes. En general, los efectos se resumen en la aparición de componentes de corriente de secuencia inversa y homopolar que dan como resultado:

- Pérdidas adicionales de potencia y energía.
- Calentamiento adicional de máquinas, limitándose la capacidad de carga nominal.
- Propagación de desequilibrio a otros nodos de conexión de la red.

Una de las consecuencias importantes y que más afecta para los análisis que se van a realizar, sería la capacidad de los transformadores, cables y líneas. Esta capacidad se reduce a causa de los componentes de secuencia negativa y homopolar. El límite operativo viene determinado por el verdadero valor eficaz de la corriente total que, parcialmente, está constituido también por corrientes de otras secuencias.

Las consecuencias más importantes por equipos esenciales serían:

- Transformadores. Al ser sometidos a tensiones de secuencia negativa la transforman de la misma forma que las tensiones de secuencia positiva. Sin embargo, cuando se trata de tensiones de secuencia homopolar, depende del tipo de conexión tanto del primario como del secundario, y sobretodo de la presencia de un conductor de neutro. Para analizar mejor la consecuencia de la presencia de tensiones de secuencia homopolar, se expone un ejemplo. Partiendo de un transformador triángulo - estrella, en el primario, hay cuatro conductores, uno para cada fase y el conductor de neutro por que el circulará corriente a causa de la secuencia homopolar. Al ser triángulo el secundario, la corriente homopolar se transforma en una corriente circulante, que genera calor. El flujo magnético homopolar asociado pasa a través de las piezas estructurales del transformador, provocando pérdidas parásitas.
- Motores de inducción. Cuando son alimentados con tensiones desequilibradas, éstos producen pérdidas adicionales. Un desequilibrio de 2% en las tensiones hará que las corrientes tengan un desbalance de 17%, el cual causara una elevación de temperatura de 65 °C (cuando normalmente seria de 40°C).
- Líneas. Con objeto de mostrar una primera aproximación de como los desequilibrios de las cargas incrementan las pérdidas en las líneas de distribución, se examina un caso desequilibrado extremo.

Si de una línea de tensiones equilibradas se absorbe una potencia P por una carga trifásica equilibrada de factor de potencia $\cos\phi$, la intensidad por cada fase vale:

$$I_e = \frac{P}{|\sqrt{3}| * U * \cos\phi}$$

U es el valor eficaz de la tensión entre fases de la línea de alimentación. La intensidad del neutro es nula. Por tanto la potencia que se pierde en la línea vale:

$$P_{pe} = 3RI_e^2 = 3R \frac{p^2}{3U^2 \cos^2\phi} = \frac{p^2}{U^2 \cos^2\phi}$$

Si la misma potencia es absorbida por una carga monofásica del mismo factor de potencia que la trifásica anterior conectada entre dos fases, la intensidad por esas dos fases tiene un valor de:

$$I_m = \frac{P}{U * \cos\phi}$$

Y es nula en el resto de los conductores; por tanto la potencia perdida vale:

$$P_{pm} = 2RI_m^2 = 2R \frac{p^2}{U^2 \cos^2\phi}$$

De forma que:

$$\frac{P_{pm}}{P_{pe}} = 2$$

Es decir, sólo por causa del desequilibrio se ha duplicado la potencia perdida en la línea. Si un receptor monofásico que absorba la misma potencia con el mismo factor de potencia se conecta entre

fase y neutro los efectos son peores, ya que entonces la intensidad vale:

$$I_{m1} = \frac{P}{V * \cos\phi} = \frac{|\sqrt{3}|P}{U * \cos\phi}$$

Y la potencia perdida en la línea:

$$P_{p1} = 2RI_{m1}^2 = 2R \frac{3P^2}{U^2 \cos^2\phi} = 6R \frac{P^2}{U^2 \cos^2\phi}$$

Con lo que:

$$\frac{P_{p1}}{P_{pe}} = 6$$

Resultando que la potencia perdida en la línea se multiplica por seis respecto a la que se pierde cuando la misma potencia se entrega a una carga trifásica equilibrada.

1.2 Objetivos del proyecto

El objetivo principal del proyecto, como bien indica el título del mismo, es realizar un análisis de desequilibrios en una red de distribución de baja tensión. Para ello se pretende, realizar una comparación entre un caso ideal trifásico equilibrado con distintos casos aumentando el grado de desequilibrio.

Como se indica en el apartado anterior, una de las principales causas que generan desequilibrios en redes de distribución, es la conexión de cargas monofásicas. Realizando distintos repartos entre las fases de cargas monofásicas, se ejecutará los análisis pertinentes de los casos desequilibrados. El objetivo de la realización de estos repartos, no es otro que el poder estudiar casos extremos.

Una vez realizados estos análisis, se pretende cuantificar las caídas de tensión sufridas y pérdidas de potencia en las ramas. Para realizar el análisis cualitativo y cuantitativo, posteriormente se procede a la comparación entre los distintos escenarios de caídas de tensión y pérdidas de potencia. Con ello se conseguirá el objetivo fundamental del proyecto, y se podrá proponer medidas de corrección para tales desequilibrios producidos.

1.3 Estructura del documento

Para poder alcanzar el objetivo del presente proyecto, el documento debe seguir una estructura marcada.

Se partirá describiendo una red de distribución de baja tensión general. Según normativa, cómo deben ser estas redes, los elementos que la componen y sus características.

Una vez estudiado un caso general, se particularizará para un caso concreto, es decir, la red elegida para la realización de todos los análisis que se hagan en el proyecto. Una vez descrito tal escenario, se procederá a definir los diferentes casos de estudios y unas curvas de carga para los tipos de carga que se consideren. Se definirá también los índices utilizados para la cuantificación de los desequilibrios producidos en la red.

Con los casos de estudio ya elegidos, se procede a implementar la red en el programa de cálculo utilizado para la realización de las simulaciones. El software utilizado es el conocido ETAP, el cual permite insertar una red y realizar tantos flujos de carga como se requiera. Se implementarán los cuatros casos de estudios y se realizarán flujos de carga para cada tramo horario que se defina.

Con los resultados obtenidos mediante el software, se calcularán los índices tanto individuales como globales.

En el cuerpo del documento solo se mostrarán los casos que se consideren más representativos, es decir, los casos extremos que muestren una mayor discrepancia unos con otros.

Analizados ya los desequilibrios entre casos extremos, se procederá a realizar una serie de propuestas de mejoras en la operación de redes de distribución de baja tensión. Pero esto no se quedará tan solo en propuestas, también se procederá a implementarlas en el software y realizar las simulaciones para poder analizar así que mejoras se han conseguido.

Con todo lo anterior, se realizarán unas series de conclusiones en las que se recapacitará sobre los resultados obtenidos y se propondrá mejoras para el futuro.

Por último, al final de documento encontraremos una serie de anexos, entre los que podremos encontrar todos los resultados obtenidos para cada caso de estudio y tramo horario.

2 METODOLOGÍA APLICADA

2.1 Descripción de la red

A continuación, se exponen las generalidades y particularidades de una red de distribución de baja tensión subterránea según normas técnicas particulares (NTP) de Endesa e Iberdrola.

Dentro de las normas técnicas particulares, se encuentran una serie de generalidades a destacar:

- Las líneas subterráneas de baja tensión se estructurarán a partir del centro de transformación de origen.
- El sistema de tensiones alternas será trifásico con neutro puesto a tierra.
- Se diseñarán en forma radial ramificada, con sección uniforme. En zonas de alta densidad de carga pueden formar redes malladas explotadas en forma radial, a cuyo efecto se dispondrán las cajas de seccionamiento oportunas.
- Los conductores estarán protegidos en cabecera contra sobrecargas y cortocircuitos mediante fusibles clase gG.
- El valor de la tensión nominal asignada de la red subterránea de BT será 230/400 V.
- Las redes de distribución en BT se diseñarán teniendo en cuenta que, con la previsión de cargas actual o futura de la red, a ningún suministro debe llegar una tensión inferior al 93% de la tensión nominal de la red.
- Como criterio de cálculo para determinar la sección del conductor se considerará que la caída de tensión deberá ser inferior al 5% de la tensión nominal asignada.
- En todas las redes de baja tensión el conductor de neutro estará perfectamente identificado.
- La carga máxima de transporte se determinará en función de la intensidad máxima admisible en el conductor y del momento eléctrico de la línea.
- Las redes de baja tensión subterráneas tendrán una estructura de sección uniforme.

Una vez visto de manera general, se particulariza, según el tipo de zona. Se distingue entre zonas urbanas de alta densidad y zonas urbanas de densidad media y nuevas urbanizaciones.

En las zonas urbanas de alta densidad, los elementos constitutivos de la red son:

- Cuadro de distribución de BT en CT.
- Armarios de distribución y derivación urbana.
- Cajas de seccionamiento.
- Acometidas.
- Conductores, empalmes, derivaciones y terminales.

Para las zonas urbanas de densidad media y nuevas urbanizaciones, se tienen los siguientes elementos constitutivos de la red:

- Cuadro de distribución de BT en CT.
- Armarios de distribución y derivación urbana.

- Cajas de seccionamiento.
- Caja de distribución para urbanizaciones.
- Acometidas.
- Conductores, empalmes, derivaciones y terminales.

Los criterios de utilización de cada uno de estos elementos son iguales que en el caso de las zonas urbanas de alta densidad anterior, con la diferencia de que, en este caso, los armarios de distribución y derivación urbana sólo se utilizarán en los puntos críticos, arranques de derivaciones, etc., en función del número de circuitos y de su sección. Además se incorpora la caja de distribución para urbanizaciones.

Con respecto a los conductores a utilizar en las redes subterráneas de BT serán unipolares de Aluminio homogéneo, tipo RV, tensión nominal 0,6/1 kV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC.

En líneas subterráneas BT con tendidos largos, ejecutadas por terceros y sin previsión de futuras derivaciones, red o acometidas, también podrán utilizarse conductores trenzados en haz, tipo RVS, de las mismas características técnicas.

En zonas húmedas, en las que el nivel freático sobrepase temporal o permanentemente el nivel del lecho de la zanja, deberán utilizarse cables especiales resistentes al agua.

Los conductores podrán ser de sección 50, 95, 150 y 240 mm²; en cada aplicación se utilizará la sección adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas. Para el neutro se utilizará dentro de estas secciones, como mínimo, la sección inmediatamente inferior a la de fase. El conductor de 50 mm² podrá ser utilizado exclusivamente para el neutro.

Las características principales se indican en la Tabla 1. Características principales de los conductores:

Tabla 1. Características principales de los conductores

Conductor	Intensidad máxima admisible a 25 °C		Intensidad 40 °C	Resistencia Ω/km	Reactancia Ω/km
	Enterrado	Bajo tubo	Al aire	a 25 °C	a 25 °C
3x1x95+1x50 Al	260	208	220	0,32	0,08
3x1x150+1x95 Al	330	264	300	0,21	0,08
3x1x240+1x150 Al	430	344	420	0,13	0,08

2.1.1 Centros de transformación MT/BT

Los centros de transformación a considerar son de dos tipos, centros de transformación interior y centros de transformación intemperie.

- Centros de transformación interior.

El esquema tipo del centro de transformación es con dos entradas/salidas, ampliable a una más; y un transformador, con posibilidad de instalar un segundo transformador cuando la potencia sea superior a 630 kVA, según se indica más adelante. Se representa en la Figura 2. **Esquema estándar centro de transformación interior.**

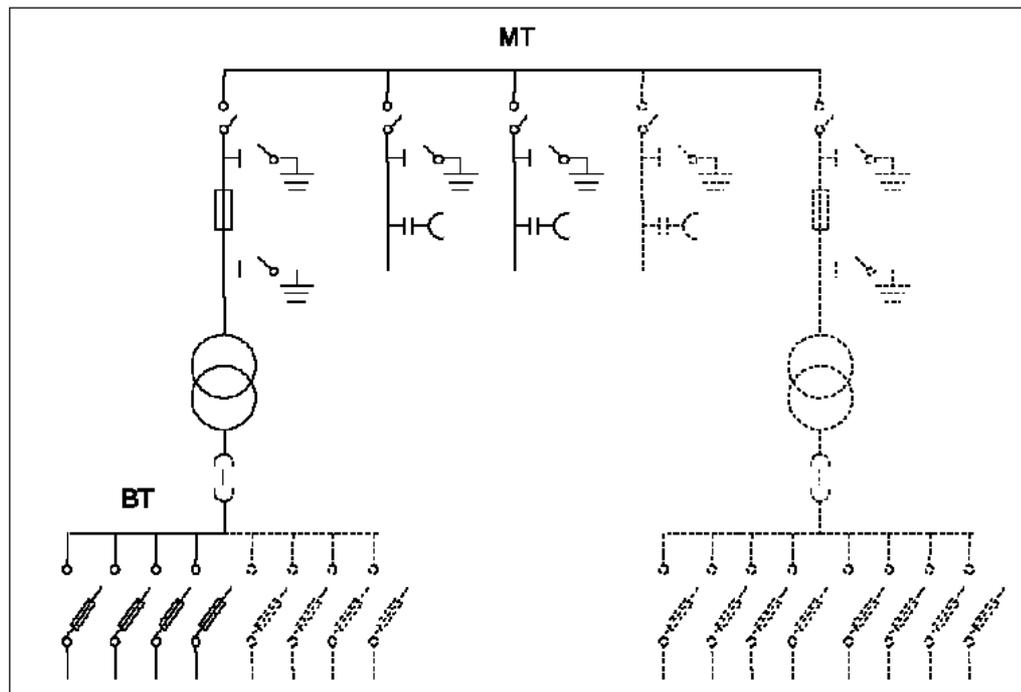


Figura 2. Esquema estándar centro de transformación interior

Con respecto a su ubicación, el edificio en el que debe instalarse, cuando son nuevos desarrollos urbanísticos, los CT deben instalarse en edificio independiente prefabricado de hormigón. En zonas ya urbanizadas, los CT pueden ubicarse en local integrado en edificio destinado principalmente a otros usos.

Todo CT debe tener acceso directo desde la vía pública, tanto para el personal, como para la instalación o sustitución de equipos. Además, debe tener una acera exterior de al menos de 1,10 m de anchura, para protección suplementaria frente a tensiones de contacto.

El emplazamiento elegido del CT debe permitir el tendido de todas las canalizaciones subterráneas previstas a partir de él, de forma que las líneas MT y BT que llegan a y parten del mismo, sean accesibles.

Las dimensiones que debe tener, se muestran en la Tabla 2. Dimensiones para un centro de transformación interior

Tabla 2. Dimensiones para un centro de transformación interior

TENSIÓN MAS ELEVADA PARA EL MATERIAL	Nº de trafos	DIMENSIONES			
		Longitud (m)	Profundidad (m)	Altura (m)	Superficie (m2)
≤ 24 kV	1	5,00	3,00	2,65	15,00
	2	6,00	3,50	2,65	21,00
>24 kV y ≤ 36 kV	1	5,00	3,00	2,80	15,00
	2	6,50	4,00	2,80	26,00

Después de describir las generalidades, se procede a describir el tipo de instalación eléctrica que utiliza.

El primer parámetro a analizar, es la tensión prevista para el material. Dependiendo de la tensión asignada de alimentación al CT, la tensión prevista más elevada para el material es la indicada en la Tabla 3. Tensión prevista para el material, excepto para los transformadores de potencia y los pararrayos.

Tabla 3. Tensión prevista para el material

Tensión asignada (Valor eficaz) U (kV)	Tensión más elevada Para el material (Valor eficaz) Um (kV)
$U < 20$	24
$20 < U \leq 30$	36

Una vez definida la tensión prevista para el material, el siguiente paso es establecer la tensión soportada en Baja Tensión. A los efectos del nivel de aislamiento, el material y los equipos de Baja Tensión instalados en el CT en los que su envolvente esté conectada a la instalación de tierra de protección, deben ser capaces de soportar por su propia naturaleza, o mediante aislamiento suplementario, tensiones a masa de hasta 10 kV a 50 Hz durante 1 minuto y 20 kV en onda tipo rayo.

Acercas de la intensidad nominal de la instalación de media tensión, por lo general, la intensidad nominal del embarrado y la aparatada de MT debe ser de 400 A. Cuando las características de la red lo requieran dicho valor será de 630 A.

Los cables de media tensión, tienen unos valores mínimos que deben tener los radios de curvatura que han respetarse al instalar cables unipolares de aislamiento seco es $15 \times D$, siendo D el diámetro exterior del cable.

En el caso de centros de transformación interior cuya alimentación provenga de una línea aérea, la entrada de líneas al C.T. debe ser subterránea con conversión aerosubterránea en apoyo, entrando con cable seco de las características antes indicadas.

La unión de la protección de transformador al aparato correspondiente, en caso de tener que realizarse

en cable, debe hacerse con cables de aislamiento de polietileno reticulado con una tensión de 12/20 ó 18/30 kV, según tensión de servicio, con una sección en Aluminio de 95 mm², para 12/20 y 150 mm² para 18/30 kV.

Los terminales deben ser del tipo enchufables.

La aparatada de MT debe ser del tipo denominado bajo envolvente metálica, con dieléctrico y corte en SF₆ del tipo “extensible”. Podrán ser del tipo “No extensibles” en los casos en que no se prevea ampliación de red en la zona.

Los fusibles empleados en la protección de los transformadores deben ser del tipo “limitadores” de alto poder de ruptura.

Es el turno ahora de los transformadores de potencia. Si la red a la que va a conectarse el transformador es de tensión nominal inferior a 20 kV, dicho transformador debe incorporar también la tensión primaria de 20 kV. Por otra parte, si el transformador puede alimentarse alternativamente desde redes de distinta tensión nominal, dicho transformador debe incorporar esas tensiones primarias alternativas.

Para los transformadores B2, las potencias seleccionadas son las de 50, 100, 160, 250, 400 630 y 1.000 kVA. En todo caso, debe preverse la posibilidad de atender desde un CT potencias no contempladas en el Proyecto inicial de la instalación (sobreequipamiento eventual, ferias, suministros para obras, etc.), bien sea porque la potencia del transformador inicialmente instalado deje suficiente margen para ello, o bien mediante la simple sustitución del transformador inicial, por otro normalizado de mayor potencia. Dicho margen debe ser como mínimo del 20% de la potencia de cada transformador inicialmente instalado.

El conmutador del cambiador de tomas en carga deberá seguir la siguiente distribución: -5%, -2,5%, 0, +2,5%, +5%.

El puente de BT está constituido por los cables de baja tensión utilizados para la conexión entre el transformador y el cuadro de Baja Tensión.

La unión entre las bornas del transformador y el cuadro de protección de baja tensión debe efectuarse por medio de cables aislados unipolares de aluminio.

- Centros de transformación compactos.

En zonas ya urbanizadas y en que no sea viable la instalación de un edificio prefabricado de hormigón convencional, ni exista local de las dimensiones suficientes para la instalación de un CT convencional, y además no sea previsible la ampliación de la red de distribución en la zona, podrá instalarse un Centro de Transformación Prefabricado Compacto Cableado.

El esquema eléctrico de un CT compacto en edificio prefabricado de superficie con un transformador, una celda de entrada, una celda de salida y un cuadro de BT, sería el reflejado en la Figura 3. Esquema tipo centro de transformación compacto

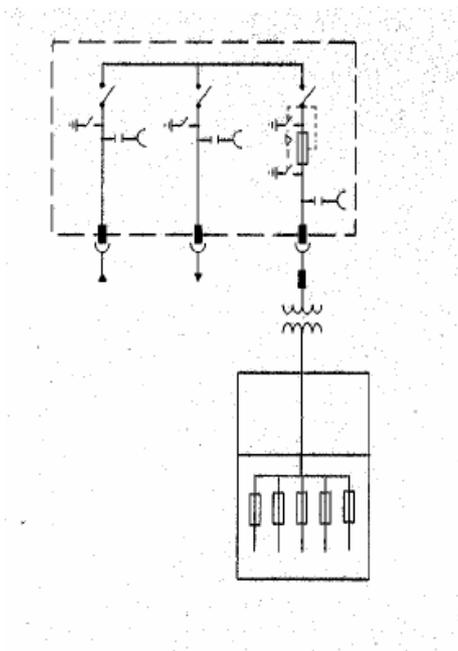


Figura 3. Esquema tipo centro de transformación compacto

- Centros de transformación tipo intemperie:

Dentro de los centros de transformación tipo intemperie se encuentran los centros de transformación sobre apoyo (PT).

Con respecto a la ubicación y accesos, el centro transformación en apoyo (PT) debe estar situado en terrenos de dominio público, en una zona donde:

- Sea posible acceder con camión para el transporte y montaje del material que lo constituye,
- Permita ejecutar las actividades propias de su operación y mantenimiento.

También podrá aceptarse su instalación en terrenos de propiedad privada siempre que sean, y se garantice que vayan a seguir manteniéndose, de libre y permanente acceso al público, y se han constituido, documentado e inscrito así en el Registro de la Propiedad las consiguientes servidumbres, de modo que se garantice que se puede, y se seguirá pudiendo realizar indefinidamente, las actividades de montaje, explotación y mantenimiento antes indicada.

Para la obra civil, el terreno debe estar convenientemente explanado, y las dimensiones de la cimentación deben ser las adecuadas al tipo de apoyo elegido.

Estos centros de transformación tendrán una serie de elementos constitutivos. Comenzando por los apoyos para la instalación, la instalación completa del PT puede situarse en un único apoyo que en general será final de línea, o bien en dos apoyos en el que el transformador estará situado en un apoyo final de línea y la aparatada de MT en el apoyo inmediatamente anterior.

Pasando a la aparatada de MT, la línea de MT debe disponer de un seccionamiento a colocar en el mismo apoyo del transformador o en el apoyo anterior. El seccionamiento debe realizarse por medio de seccionadores unipolares intemperie.

En caso de PT en un solo apoyo, estos elementos deben instalarse en la misma cara del apoyo por la que llega la línea, y el transformador debe instalarse en la cara opuesta y de modo que la maniobrabilidad sea óptima.

Los centros de intemperie deben protegerse contra sobretensiones mediante pararrayos de óxido metálico. Estos pararrayos deben instalarse en el mismo apoyo que el transformador.

La conexión de la línea de MT al transformador, debe efectuarse utilizando conductor del mismo tipo que el de la línea por medio de una grapa de amarre de tornillería tipo GA. En las derivaciones a los portafusibles y pararrayos deben utilizarse terminales de apriete en cuña de compresión. Por su parte, la conexión a los pasatapas del transformador se hará con terminales bimetálicos.

Los PT pueden equipar exclusivamente transformadores de 50 kVA.

Para suministros provisionales, aunque demanden potencias superiores, se podrán instalar transformadores en intemperie; pero no sobre apoyo, sino colocándose el transformador en una bancada sobre el suelo, y con las protecciones y distancias que para este tipo de instalaciones se indiquen en normativa.

La protección en MT contra cortocircuitos en el transformador, debe efectuarse efectuará por medio de cortacircuitos fusibles APR del calibre apropiado a la potencia y tensión nominal del transformador.

Para la protección por sobrecargas procedentes de la BT deben utilizarse los fusibles de BT.

Quedaría por definir el esquema eléctrico a seguir en este tipo de centro de transformación.

El esquema eléctrico de un centro de transformación tipo intemperie con un transformador, una celda de entrada, una celda de salida y un cuadro de BT, sería el reflejado en la Figura 4. Esquema tipo para un centro de transformación PT.

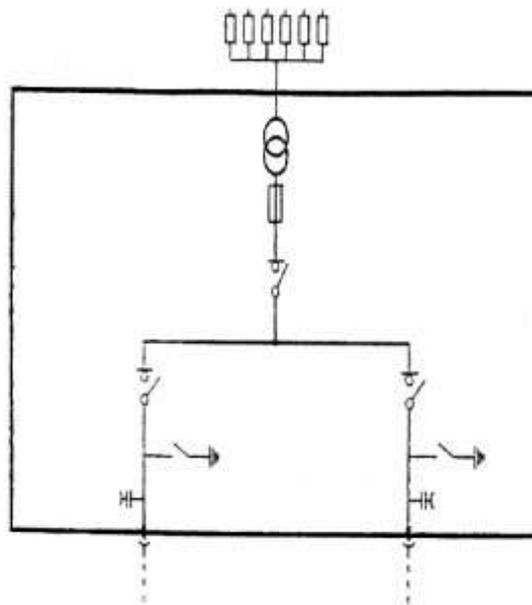


Figura 4. Esquema tipo para un centro de transformación PT

Sólo quedaría un tipo de centro de transformación por definir. Se trata de un centro de transformación rural en módulo de hormigón prefabricado. Como alternativa al PT (sobre apoyo), puede emplearse el Centro de Transformación prefabricado de hormigón tipo “rural” (en adelante, CTR). Además, dicho CTR puede emplearse también para transformadores de hasta 250 kVA. Dicho CTR estará dotado del transformador, pararrayos y del cuadro de B.T., quedando situado el mismo junto al apoyo, en el que solamente estará situado el seccionamiento con los fusibles, y la conversión aerosubterránea.

2.2 Definición de casos de análisis

Los casos de análisis a seguir serán cuatro, expuestos a continuación:

Caso 1: El primer caso de análisis será un caso trifásico ideal. En este caso, todas las cargas independientemente de la potencia asignada, se modelarán como una carga trifásica.

Este caso sería idealmente el que menos caída de tensión sufre. Al ser un caso de análisis con todas las cargas trifásicas, estamos ante un caso en el que no existe desequilibrio entre fases, y en el cuál todas las tensiones y pérdidas serán iguales para cada fase.

Caso 2: Caso desequilibrado más favorable. En este caso ya se distingue entre cargas monofásicas y trifásicas dependiendo de su potencia asignada. La distribución de cargas monofásicas en cada fase se hará de la forma más equitativa posible. Es decir si hay tres cargas monofásicas en un mismo nudo se repartirán cada una en una fase distinta, una en la fase A, otra en la fase B y otra en la fase C.

Caso 3: Caso desequilibrado intermedio. Partiendo del reparto de cargas que se haya realizado en el caso 2 anterior, para realizar un reparto de cargas más desequilibrado se pasarán las cargas de la fase C a la fase A.

Caso 4: Caso desequilibrado más desfavorable. Será el peor escenario desde el punto de vista de desequilibrio, ya que se pasarán todas las cargas de la fase B a la fase A. Por tanto, todas las cargas monofásicas que haya se encontrarán en la fase A creando el mayor desequilibrio con respecto al caso 1 equilibrado.

2.3 Definición de Key Performance Index (KPIs)

Un KPI, del inglés Key Performance Indicator, conocido como Indicador clave de desempeño, (o también Indicador clave de rendimiento) es una medida del nivel del desempeño de un proceso; el valor del indicador está directamente relacionado con un objetivo fijado de antemano.

Un KPI se diseña para mostrar “cómo” se progresa en un aspecto concreto. Los indicadores clave de desempeño son mediciones utilizadas para cuantificar el grado de cumplimiento de los objetivos.

KPIs individuales

- Caída de tensión en cada nudo por fase en relación a la tensión nominal U_n :

$$\Delta U_j^n = \frac{U_j - U_n}{U_n}$$

Donde j se refiere a cada una de las fases y n al nudo correspondiente.

Este KPI valora la caída de tensión sufrido en cada fase, debido a un reparto de cargas monofásicas por fases no equilibrado. Según normativa esta índice deberá ser menor o igual al 7%.

- Caída de tensión media por nudo:

$$\overline{\Delta U}_j = \frac{\Delta U_a^n + \Delta U_b^n + \Delta U_c^n}{3}$$

Este KPI mide el desequilibrio promedio en el nudo, ya que las caídas de tensión en cada fase no serán las mismas excepto en el primer caso.

- Desequilibrio por nudo de tensión de secuencia inversa:

$$k_{i,n}^n = \frac{U_{inv}^n}{U_{dir}^n}$$

Este KPI mide el grado de desequilibrio producido, comparando la secuencia inversa y la directa. Si nos encontramos en el caso uno en el cuál no existen cargas monofásicas y un escenario trifásico ideal, este índice será cero, ya que sólo habrá componente directa.

Según normativa, este valor no podrá exceder del 2%.

- Desequilibrio por nudo de tensión de secuencia homopolar:

$$k_{o,n}^n = \frac{U_{hom}^n}{U_{dir}^n}$$

Similar al KPI anterior, ahora comparando la secuencia homopolar y la secuencia directa. De igual forma, si nos encontramos en el caso uno en el cuál no existen cargas monofásicas y un escenario trifásico ideal, este índice será cero, ya que solo habrá componente directa.

- Desequilibrio por nudo de corriente inversa:

$$k_{i,n}^n = \frac{I_{inv}^n}{I_{dir}^n}$$

Este KPI es análogo al de tensión pero para intensidades.

- Desequilibrio por nudo de corriente homopolar:

$$k_{o,n}^n = \frac{I_{hom}^n}{I_{dir}^n}$$

Este KPI es análogo al de tensión pero para intensidades.

- Pérdidas por tramo de red y fase:

$$P_{\text{perd, tramo}}^j = RI^2$$

Debido al reparto de cargas no equilibrado en cada fase, habrá una serie de pérdidas en cada tramo de red y serán diferentes en cada fase. Este KPI cuantifica estas pérdidas.

- Pérdidas por tramo:

$$P_{\text{perd, tramo}} = \sum_j P_{\text{perd, tramo}}^j$$

Este KPI cuantifica las pérdidas en cada tramo.

- Pérdidas en transformadores MT/BT por fase:

$$P_{\text{perd, trafo}}^j = RI^2$$

Es similar a uno anterior, pero para el caso de los transformadores.

- Pérdidas en transformadores MT/BT:

$$P_{\text{perd, trafo}} = \sum_j P_{\text{perd, trafo}}^j$$

Este KPI cuantifica las pérdidas en los transformadores teniendo en cuenta las tres fases.

KPIs Globales:

- Caídas de tensión promedio en la red por fase:

$$\Delta U_j = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \Delta U_j^k$$

Este KPI global, medirá la caída de tensión promedio de cada fase independientemente.

- Caída de tensión promedio en la red:

$$\overline{\Delta U} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \overline{\Delta U_n}$$

Con este KPI se podrá cuantificar la caída de tensión promedio en toda la red, haciendo el promedio de todos los nudos.

- Desequilibrio promedio de tensiones de secuencia inversa:

$$k_i^n = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N k_{i,n}^n$$

Este KPI indicará el desequilibrio promedio en secuencia inversa de tensiones que se produce en la red.

- Desequilibrio promedio de tensiones de secuencia homopolar:

$$k_o^n = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N k_{o,n}^n$$

Este KPI indicará el desequilibrio promedio en secuencia homopolar de tensiones que se produce en la red.

- Desequilibrio promedio de corriente de secuencia inversa:

$$k_i^n = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N k_{i,n}^n$$

Este KPI indicará el desequilibrio promedio en secuencia inversa de corrientes que se produce en la red.

- Desequilibrio promedio de corriente de secuencia homopolar:

$$k_o^n = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N k_{o,n}^n$$

Este KPI indicará el desequilibrio promedio en secuencia homopolar de corrientes que se produce en la red.

- Pérdidas de la red por la fase:

$$P_{\text{perd}}^i = \sum_{\text{tramo}} P_{\text{perd,tramo}}^j$$

Este KPI indica el sumatorio de pérdidas por fases en la red.

- Pérdidas de la red totales:

$$P_{\text{perd}} = \sum_{j=a,b,c} P_{\text{perd}}^j$$

Este KPI indica el sumatorio de las pérdidas globales, de las tres fases, de la red.

- Porcentaje de pérdidas red/transformador

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{P_{\text{perd,trafo}}}{P_{\text{totales}}}$$

Este KPI muestra el porcentaje de pérdidas que hay en el transformador con respecto a las totales que existen.

3 ANÁLISIS DE UNA CASO DE ESTUDIO

3.1 Red de Distribución de BT

El caso particular el cual va a ser estudiado en el presente proyecto, será en de una red de distribución de baja tensión. Esta red es una red real, que se encuentra en un polígono industrial situado en la Comunidad de Madrid.

Para distribuir energía este emplazamiento consta de dos centros de transformación los cuales alimentan a diferentes líneas, para poder abarcar todos los puntos existentes.

En el presente proyecto, el análisis se va a realizar del caso particular de un solo centro de transformación, el cuál abarca hasta diez líneas distintas.

Este centro de transformación será de tipo interior. Debido a la potencia instalada, el centro de transformación tendrá dos transformadores trifásicos sumergidos en aceite. Cada transformador alimentará a cinco líneas distintas.

El esquema para realizar los estudios pertinentes que sigue el centro de transformación será el que se muestra en la Figura 5. Esquema Centro Transformación.

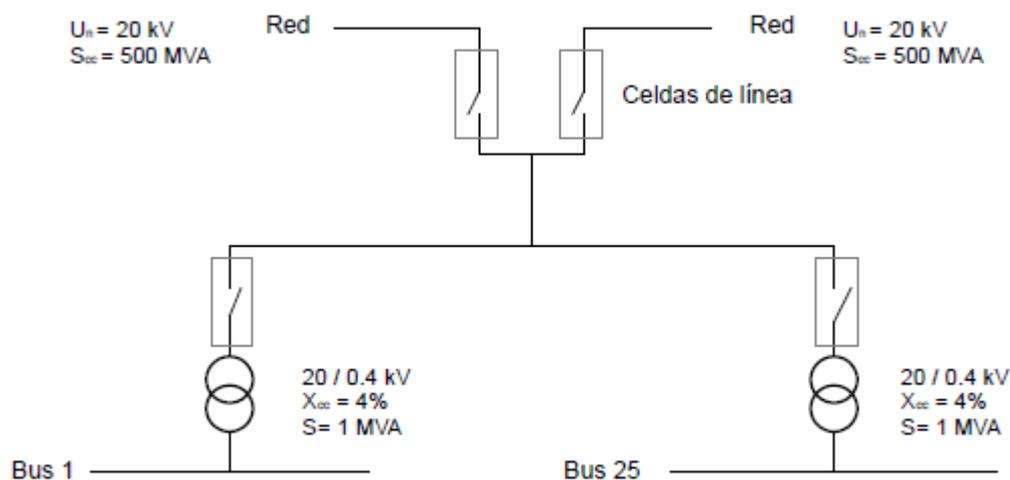


Figura 5. Esquema Centro Transformación

En la Figura 5. Esquema Centro Transformación se puede apreciar los datos de los elementos principales, los cuales van a ser usados para la realización de todos los casos de estudio y los que se han utilizados para las simulaciones con el software. Los datos más significativos son la potencia de 1 MVA de los transformadores. Desde el Bus 1, colgarán 5 líneas y desde el bus 25 otras cinco líneas diferentes.

El diagrama unifilar de las cinco primeras líneas que cuelgan desde el Bus 1 será el mostrado en la Figura 6. Diagrama unifilar de las líneas 1-5:

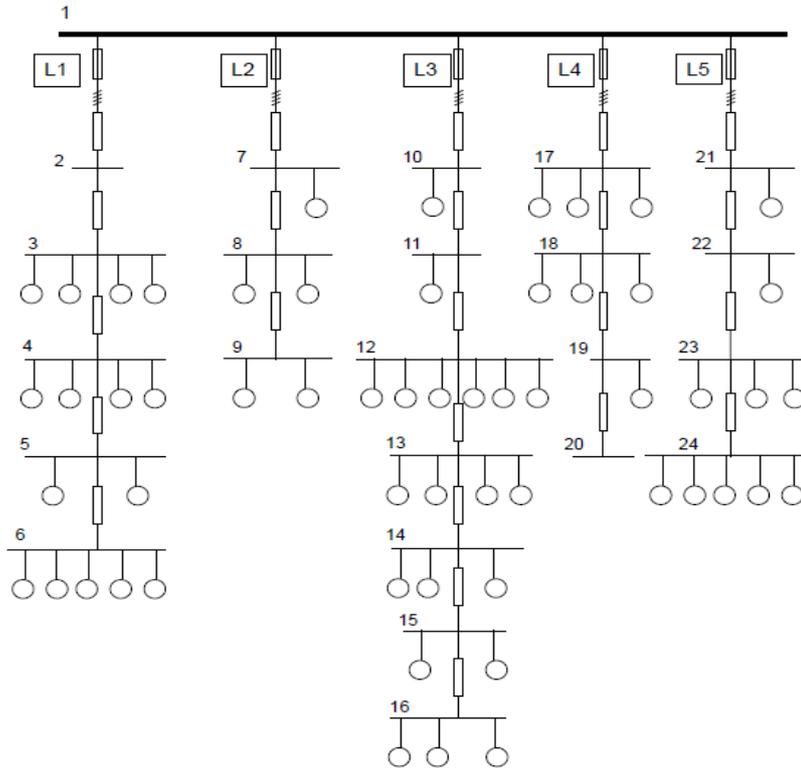


Figura 6. Diagrama unifilar de las líneas 1-5

El diagrama unifilar de las cinco restantes líneas se muestran en la Figura 7. Diagrama unifilar de las líneas 6-10:

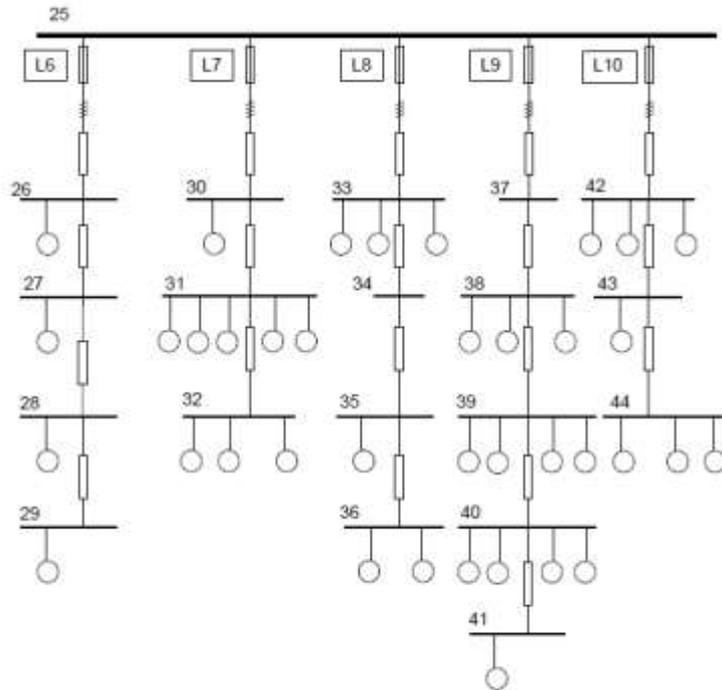


Figura 7. Diagrama unifilar de las líneas 6-10

En los anteriores diagramas se puede apreciar la distribución que siguen las líneas partiendo de los nudos de referencia.

En total la red consta de 44 nudos y 42 tramos diferentes.

Los cables utilizados en cada tramo son:

- De sección uniforme de Aluminio y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).
- Su tensión de aislamiento es 0.6/1 kV.
- Unipolares con conductor de neutro.

En este caso se han utilizado dos secciones diferentes, con sus respectivas resistencias y reactancias que se muestran en la Tabla 4. Propiedades conductores utilizados

Tabla 4. Propiedades conductores utilizados

Sección conductores de fase (mm ²)	Sección conductor de neutro (mm ²)	Resistencia, R (Ω/km)	Reactancia, X (Ω/km)
150	95	0.23846	0.09
240	150	0.15088	0.09

3.2 Tipos de carga

Cada uno de los 44 nudos que nos encontramos en la red de distribución tiene una carga demandada diferente.

A modo de ejemplo, en el nudo 44 existen 3 contratos los cuáles demandan un total de 45,19 kW. Esto daría como resultado que cada uno de los contratos demanda 15,063 kW.

Estas potencias se van a normalizar cogiendo la potencia existente inmediatamente superior que figuran en la Tabla 5. Potencias Normalizadas

Tabla 5. Potencias Normalizadas

Tabla de potencias activas normalizadas			
Intensidad (A)	Potencias normalizadas (kW)		
	Monofásico	Trifásicos	
	U=230 V	3x133/230 V	3x230/400 V
1,50	0,345	0,598	1,039
3,00	0,690	1,195	2,078
3,50	0,805	1,394	2,425
5,00	1,150	1,992	3,464
7,50	1,725	2,988	5,196
10,00	2,300	3,984	6,928
15,00	3,450	5,976	10,392
20,00	4,600	7,967	13,856
25,00	5,750	9,959	17,321
30,00	6,900	11,951	20,785
35,00	8,050	13,943	24,249
40,00	9,200	15,935	27,713
45,00	10,350	17,927	31,177
50,00	11,500	19,919	34,641
63,00	14,490	25,097	43,648

Si la carga demandada se sitúa por debajo de 15 kW, la potencia normalizada se elegirá de la columna monofásica con tensión de 230 V. Si por el contrario las cargas se sitúan por encima de los 15 kW, la potencia normalizada se elegirá, dentro de las columnas de potencias trifásicas, de aquella columna que tenga una tensión asignada 400 V.

Con respecto a la curvas de carga, para modelar las cargas obtenidas vamos a utilizar una curva de carga. Se va a diferenciar entre dos tipos de curvas de cargas:

- Para las cargas monofásicas: se usará una curva de carga tipo doméstica. Para estas cargas se utilizará un factor de potencia igual a 0.85.
- Para las cargas trifásicas: se usará una curva de carga tipo industrial. Para estas cargas se utilizará un factor de potencia igual a 0.9.

La curva de carga diaria para los dos tipos de cargas, se muestran en la Figura 8. Curva de carga diaria 24 h

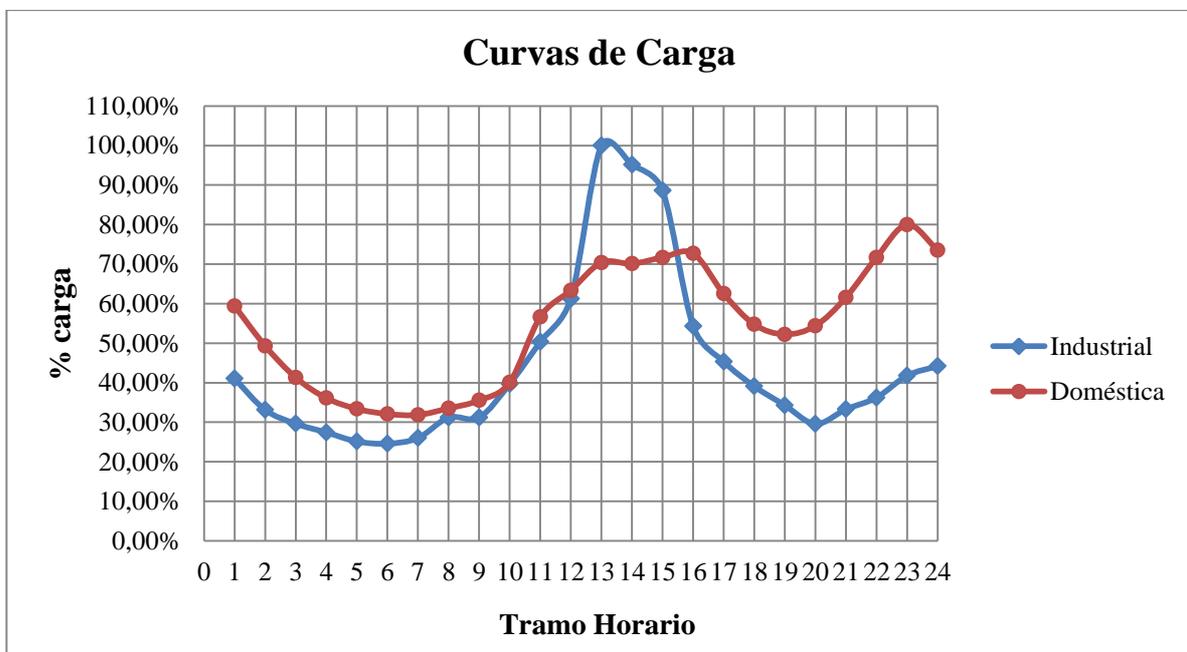


Figura 8. Curva de carga diaria 24 h

Para el modelo simulado en el software se discretiza en 10 tramos horarios. Por tanto en lugar de tener 24 intervalos de una hora cada uno, se tendrá 10 tramos de 2,4 horas cada uno.

Por otro lado para el caso de la curva de carga tipo doméstico se escala para que el máximo se encuentre en un 80 % de carga y para el caso de la curva de carga tipo industrial se escala para que el máximo se encuentre a un 100% de carga.

Después de todos estos ajustes los valores resultantes son los mostrados en la Tabla 6. Porcentaje de carga en cada tramo horario que se representan en la Figura 9. Curva de carga para los 10 tramos horarios

Tabla 6. Porcentaje de carga en cada tramo horario

Tramo horario	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10
Curva de carga doméstica	55%	38%	34%	38%	57%	74%	73%	57%	65%	80%
Curva de carga industrial	37%	28%	27%	35%	52%	100%	62%	38%	34%	44%

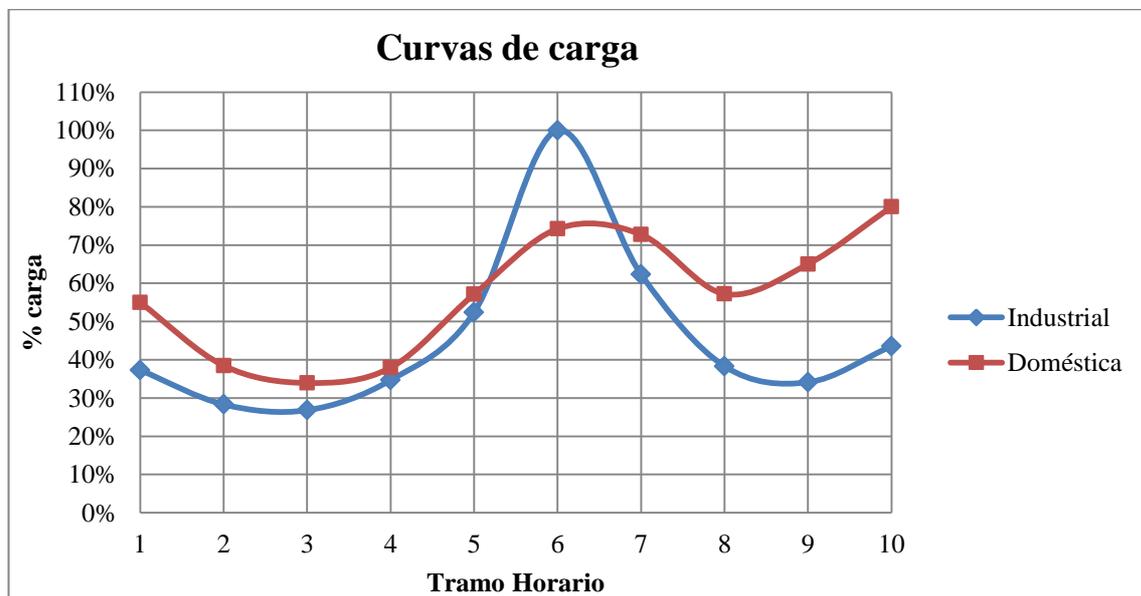


Figura 9. Curva de carga para los 10 tramos horarios

3.3 Descripción de escenarios.

Se van a realizar cuatro escenarios de estudio diferentes, uno para cada caso de estudio descrito anteriormente. En este apartado se van a mostrar los unifilares utilizados para las simulaciones.

- El primer escenario seguirá el esquema de cargas mostrado antes, con todas las cargas trifásicas. El esquema unifilar a seguir sería el mostrado en Figura 6. Diagrama unifilar de las líneas 1-5. Todas las cargas son modeladas trifásicas y sería el caso ideal de estudio, y el que sirve de base para comparaciones.
- En el segundo escenario, ya se distingue entre cargas monofásicas y trifásicas. En este caso se hará un reparto lo más equitativo posible. A modo de ejemplo y para simplificar se irán mostrando los esquemas de cómo se van distribuyendo las cargas por fases para las cinco primeras líneas.

Por tanto, para el caso 2, en las cinco primeras líneas, las cargas siguen el esquema mostrado en la Figura 10. Esquema unifilar Caso 2

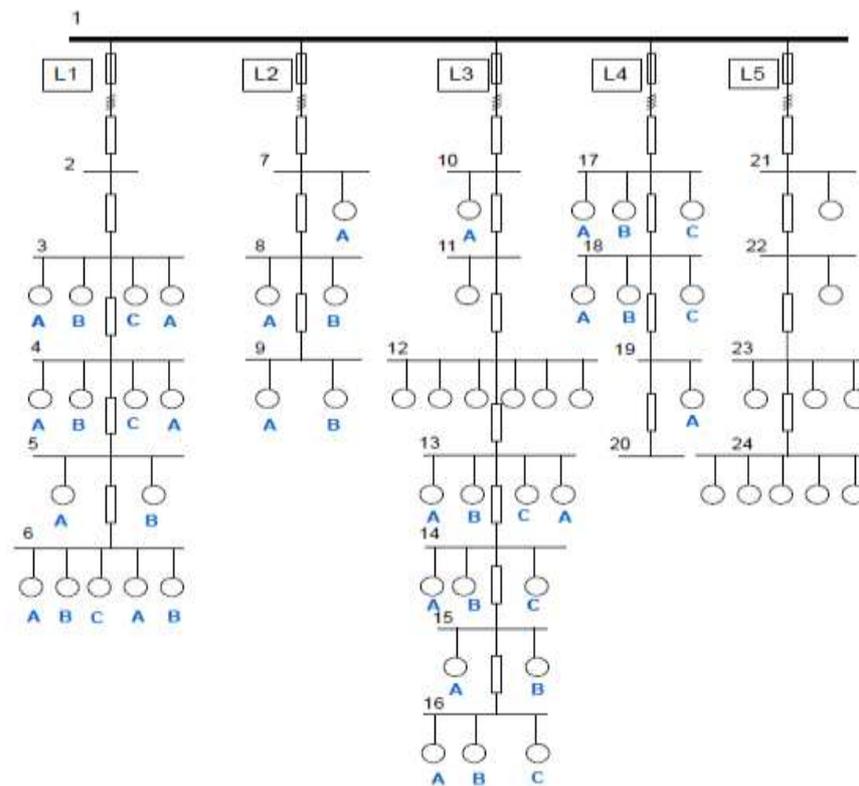


Figura 10. Esquema unifilar Caso 2

En las cargas en las que no se ha mostrado la fase a la que pertenecen, son las cargas trifásicas.

- En el tercer escenario, se dará un paso más en el reparto de cargas. Este reparto ya no se hará de manera equitativa. En este caso, se pasarán las cargas de la fase C a la fase A, dejando de ser un reparto equitativo de cargas entre las fases.

El esquema de la distribución de cargas monofásicas se muestra en la Figura 11. Esquema unifilar Caso 3

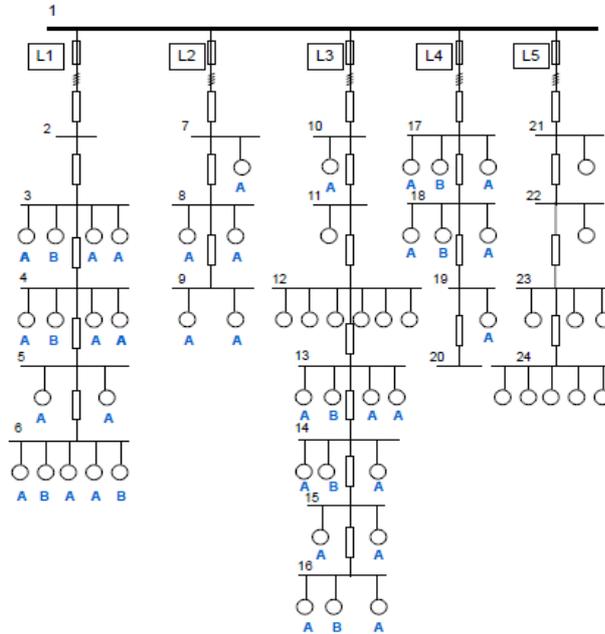


Figura 11. Esquema unifilar Caso 3

- En el cuarto escenario, el caso que nos ocupa es en el que todas las cargas monofásicas se cuelgan de la misma fase, todas alimentándose desde la fase A. Este estudio, es el más desfavorable, ya que es el que va a producir más desequilibrio en la red que se está analizando.

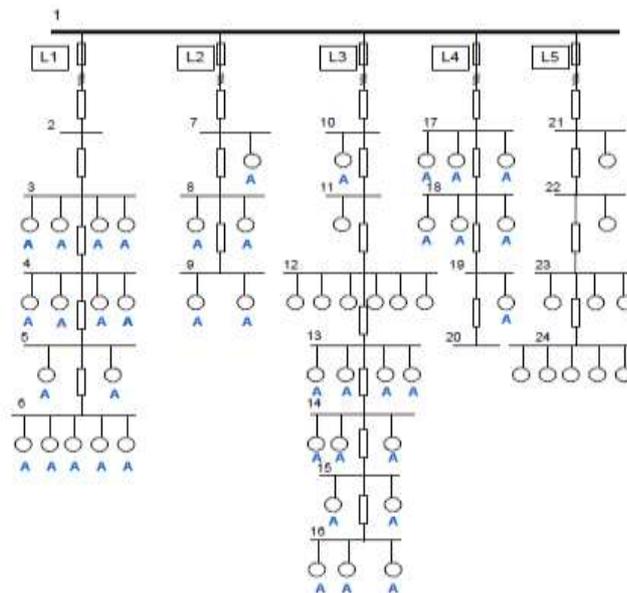


Figura 12. Esquema Unifilar caso 4

3.4 Resultados obtenidos

3.4.1 KPIs individuales

- Caída de tensión en cada nudo por fase en relación a la tensión nominal U_n :

El cálculo de este KPI se realiza con el fin de estudiar y analizar el efecto que produce los desequilibrios que están ocurriendo en la red, en cada caso de estudio más pronunciado.

Partiendo del caso base en el que todas las cargas son trifásicas y en el que las caídas de tensión deben ser iguales en cada fase, este KPI servirá para analizar cómo va aumentando la caída de tensión en la fase A, a medida que se va desequilibrando más la red de estudio.

La caída de tensión será más crítica conforme el punto de estudio esté más alejado. Ya que en la red existen 44 nudos diferentes, para sintetizar y analizar el caso más desfavorable, se mostrarán los resultados en el nudo 16, nudo que se encuentra a una distancia de 315,84 m al centro de transformación.

Para entender lo explicado en el párrafo anterior, se muestran gráficas para los cuatros casos de estudio, en las que se representan las caídas de tensión en función del tiempo para cada nudo.

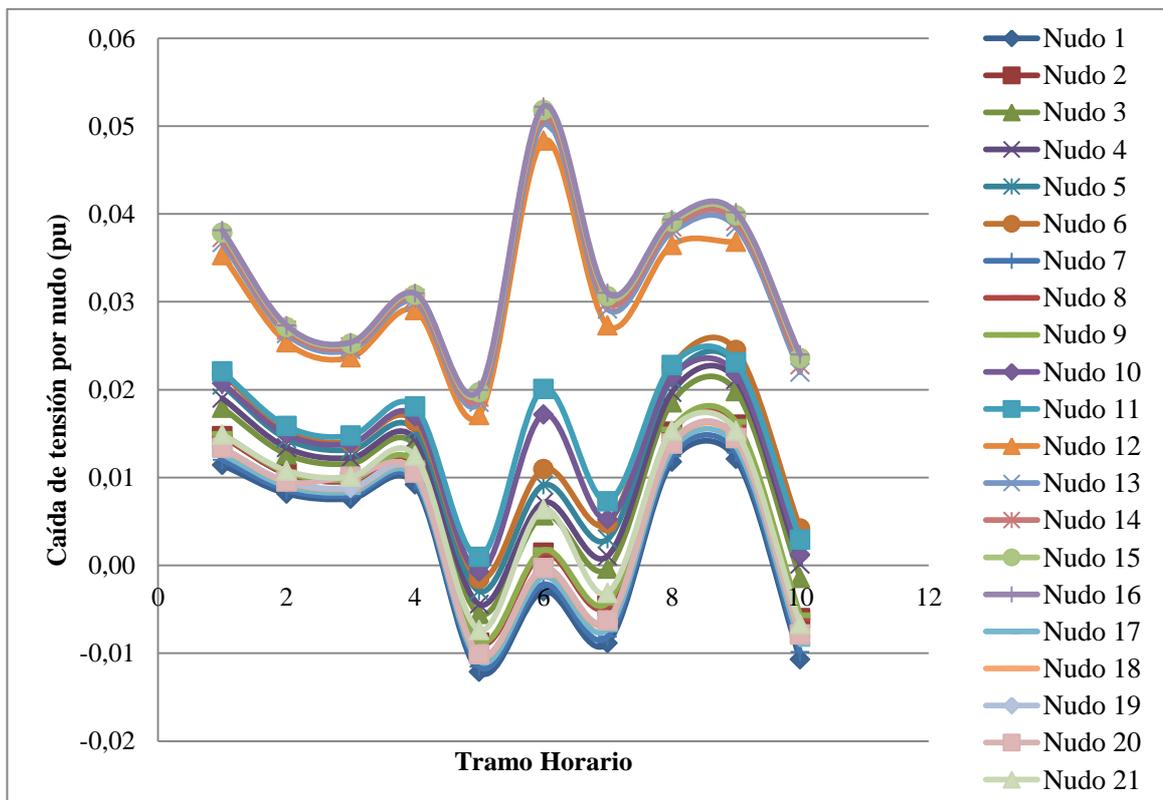


Figura 13. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 1

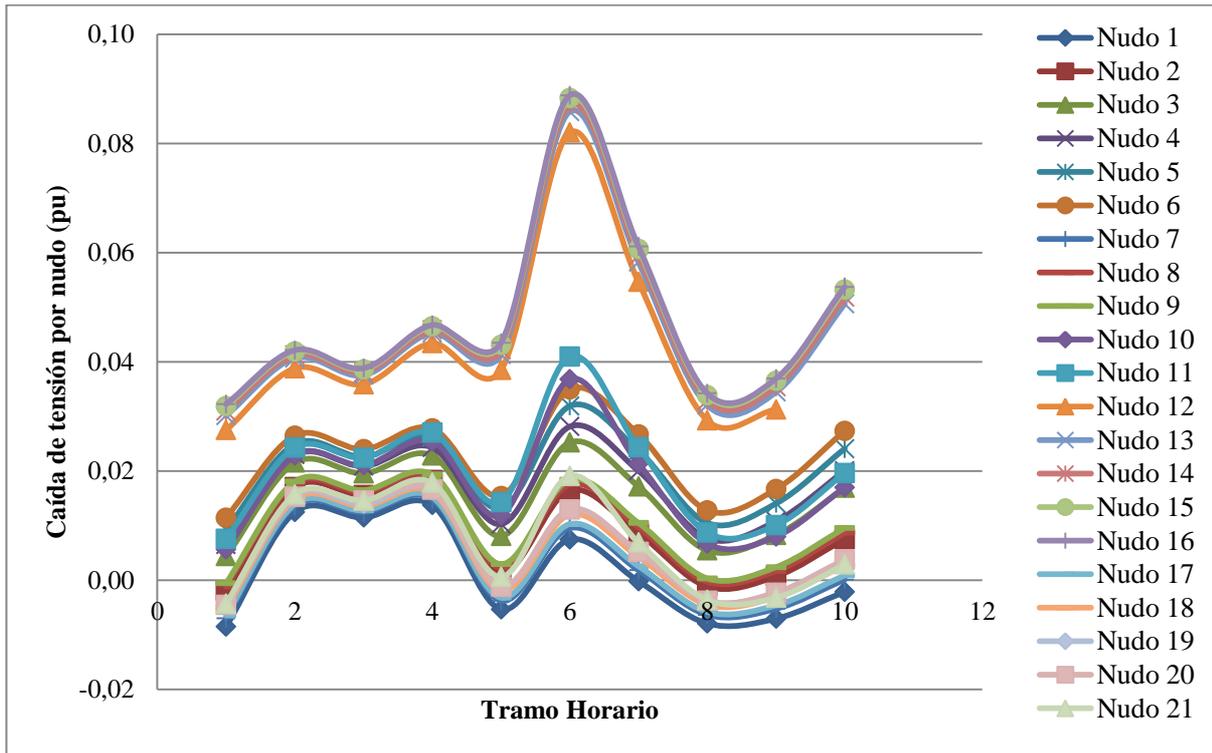


Figura 14. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 2

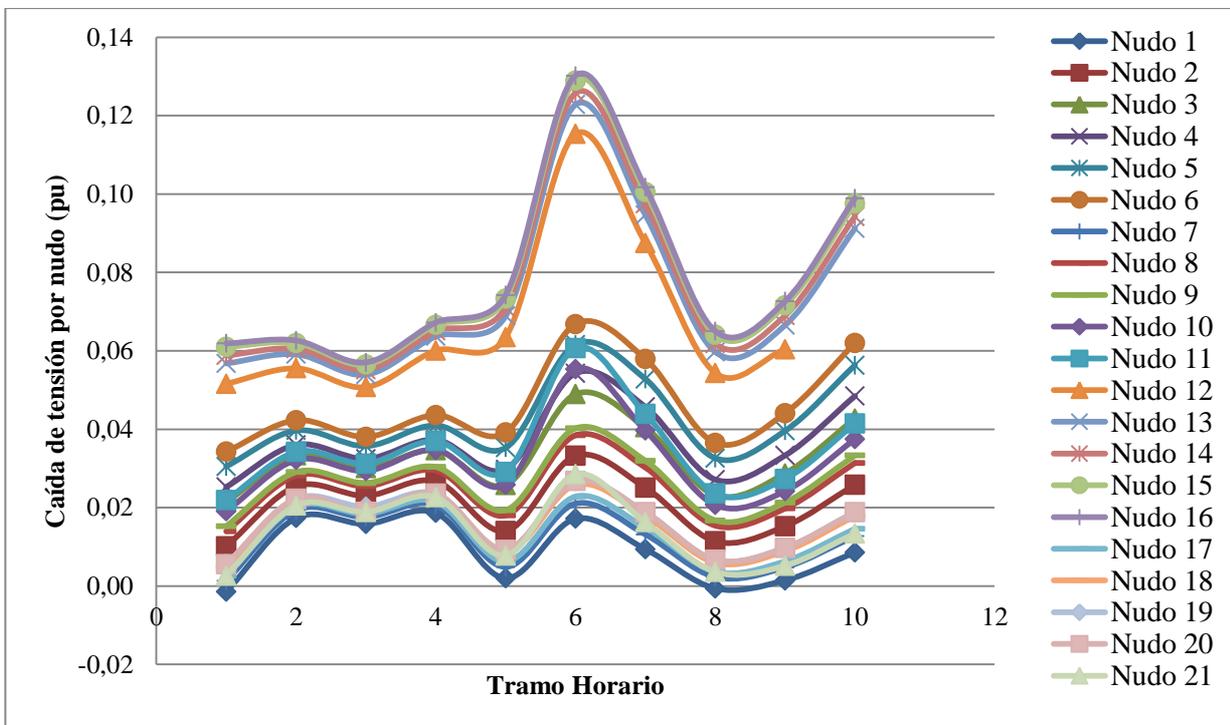


Figura 15. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 3

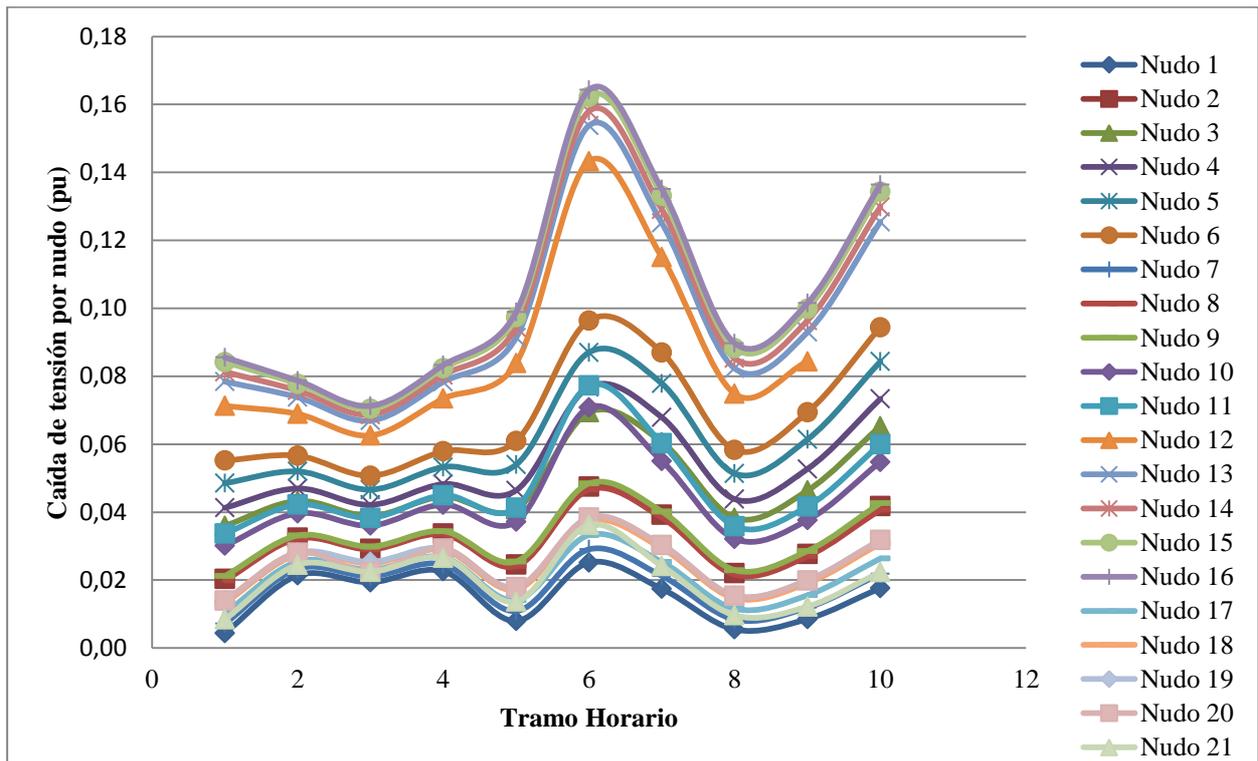


Figura 16. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 4

En las figuras anteriores, Figura 13. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 1, Figura 14. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 2, Figura 15. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 3, Figura 16. Caídas de tensión en función del tiempo Caso 4, se puede ver que el nudo que sufre mayor caída de tensión es el nudo 16, por ello, se van a mostrar los resultados para este nudo.

A continuación, se muestran los resultados de la caída de tensión en el nudo 16 de forma gráfica. Estas gráficas serán en función del tiempo representado los cuatro casos de análisis para cada fase.

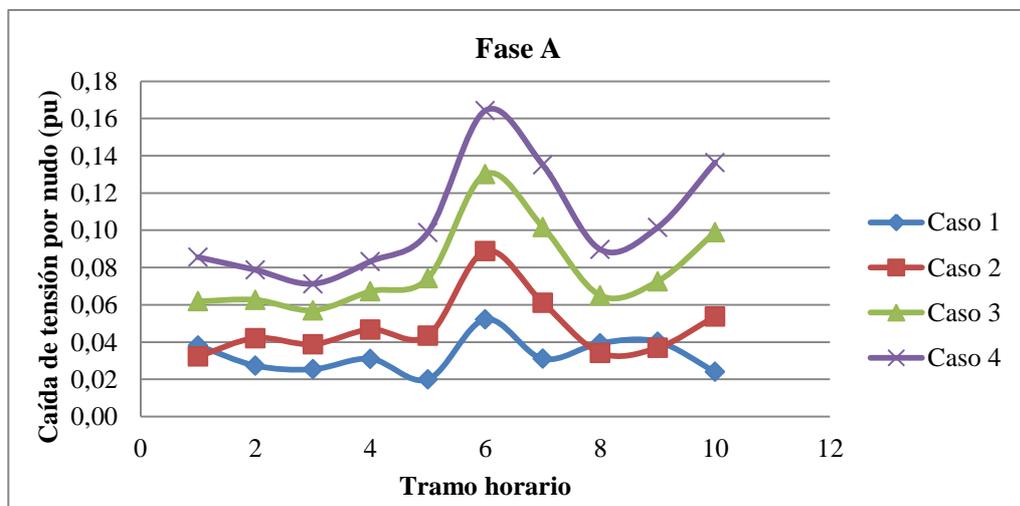


Figura 17. Caídas de tensión para la fase A en función del tiempo

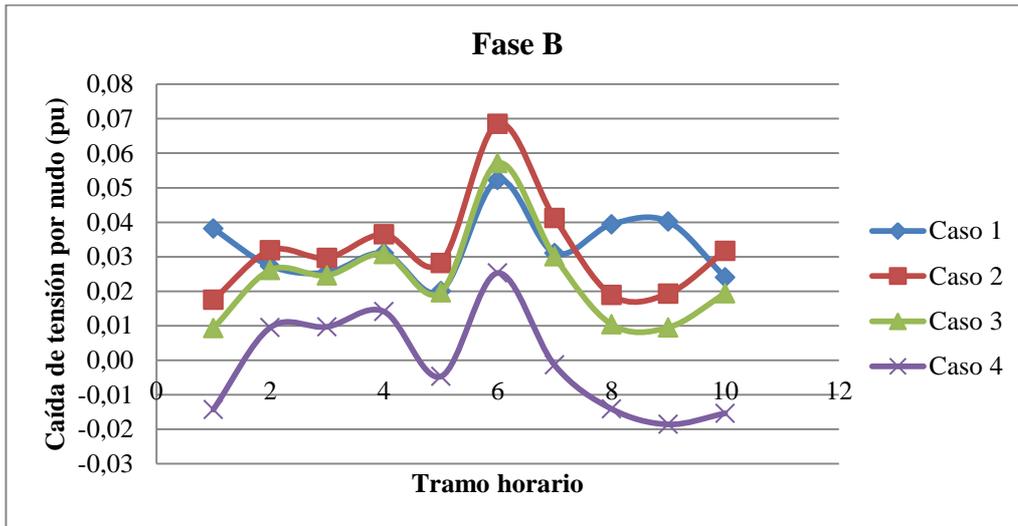


Figura 18. Caídas de tensión para la Fase B en función del tiempo

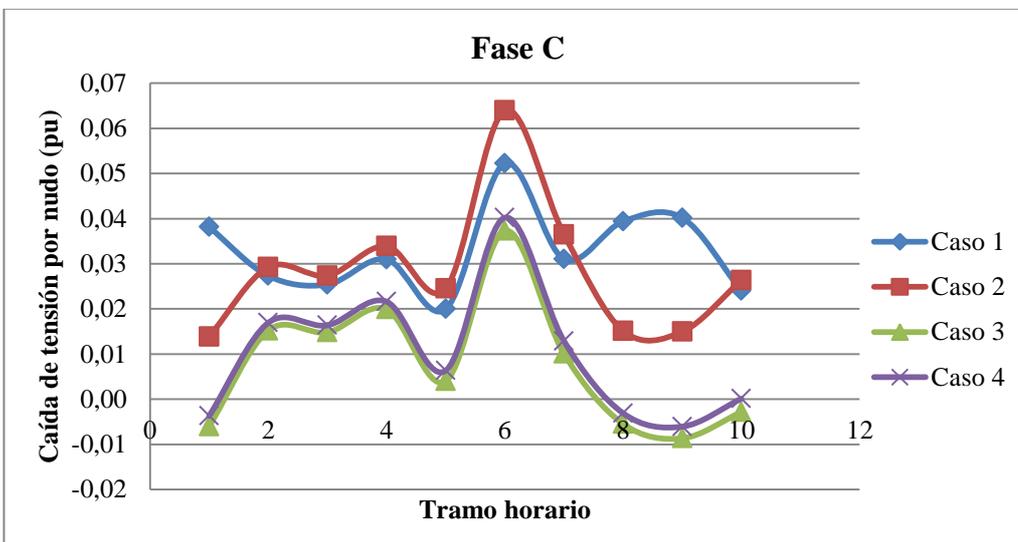


Figura 19. Caídas de tensión para la Fase C en función del tiempo

En estos gráficos, se puede apreciar cómo las caídas de tensión siguen la misma tendencia que la curva de carga. Tiene sentido ya que cuanto más carga se demande en cada nudo, más caída de tensión sufrirá.

Analizando el comportamiento en el tiempo, los valores del KPI para la fase A son mucho mayores que para las fases B y C ya que es la fase que sufre una caída de tensión más acentuada.

Para la fase A, se analiza como este valor de KPI va aumentando para cada caso, hecho que no ocurre igual para B y C.

Para visualizar mejor estos fenómenos, se va a analizar un único tramo horario. Se va a representar el tramo horario 6 que es la hora más crítica, ya que es la que más tanto por ciento de carga tiene asignado.

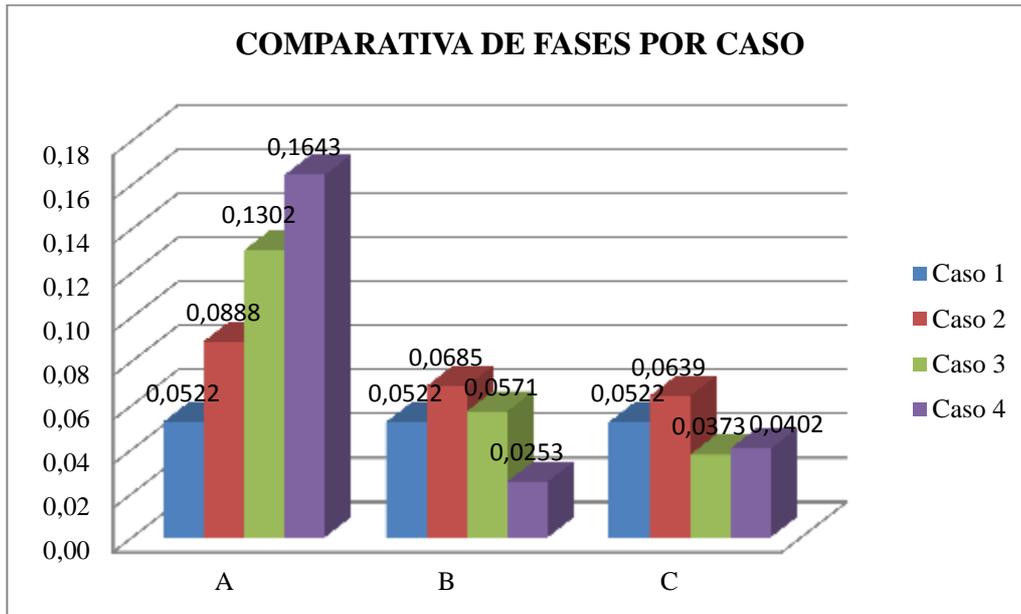


Figura 20. Comparativa de fases por caso para las caídas de tensión por fase para el tramo horario 6

En la Figura 20. Comparativa de fases por caso para las caídas de tensión por fase para el tramo horario 6, se puede apreciar la caída de tensión que sufre cada fase. Este caso es el más desfavorable ya que además de ser el punto más alejado, es la hora en la que más demanda de carga hay.

En primer lugar, para la fase A se aprecia claramente cómo a medida que se desequilibra la red y todas las cargas monofásicas pasan a alimentarse desde dicha fase va aumentando la caída de tensión de una forma desorbitada, sobrepasando el límite marcado en la norma R.D. 1955/2000 del 7% desde el caso 2.

En el caso de fase B, se aprecia un aumento de caída de tensión cuando se compara el caso 1 con el caso 2, ya que se pasa del estado ideal trifásico al monofásico en el que la fase B está consumiendo cargas monofásicas. En los siguientes casos va disminuyendo dicha caída ya que se libera de cargas pasándose a la fase A.

En este caso, las caídas de tensión producidas no se encuentran fuera del margen marcado, ya que en el peor caso sufre una caída del 6.8%.

En el caso de la fase C, el fenómeno producido es similar al de la fase B, sufriendo un aumento de caída de tensión comparando los dos primeros casos, y disminuyendo en los dos siguientes casos debido a su liberación de carga.

En este caso, las caídas de tensión también se encuentran dentro del margen, siendo la máxima de 6.3% para el segundo caso.

Como los datos son dependientes del tiempo, por último se realiza un KPI promedio de todos los tramos horarios.

Tabla 7. Valores promedio de las caídas de tensión de todos los tramos horarios

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
A	0,0329	0,0478	0,0792	0,1045
B	0,0329	0,0323	0,0237	-0,0010
C	0,0329	0,0286	0,0078	0,0102

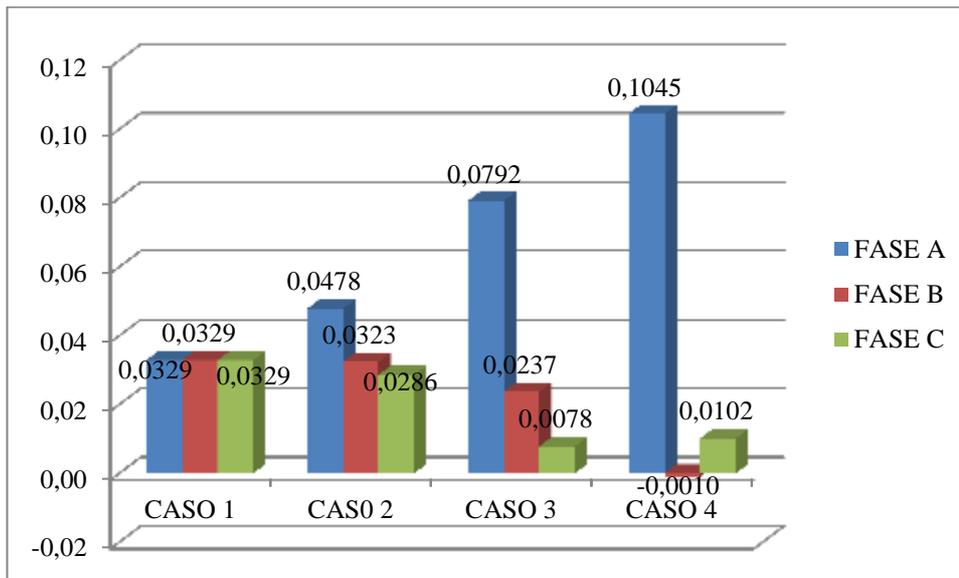


Figura 21. Caídas de tensión promedio por fase y por caso de estudio

- Caída de tensión media por nudo:

Este KPI realiza el promedio de las caídas de tensión en cada fase. Para el caso 1 de análisis, este KPI coincide con la caída por fase, ya que en el primer caso, caso equilibrado, todas las caídas de tensión serán iguales por fase.

Siguiendo con la estructura de análisis utilizada para el KPI anterior, para sintetizar y estudiar el caso más desfavorable y extremo, se estudiará el nudo 16. Dicho nudo es el que se encuentra más alejado de su centro de transformación, por tanto el que sufre una más acusada caída de tensión.

A continuación se muestran los resultados gráficamente para dicho nudo.

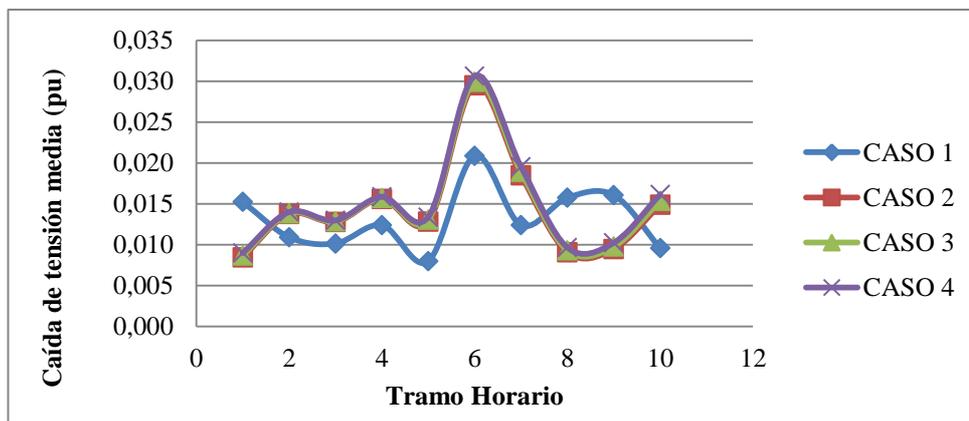


Figura 22. Caída de tensión media en función del tiempo

En la Figura 22. Caída de tensión media en función del tiempo se puede apreciar cómo la forma que siguen los KPIs según el tramo horario es la misma que la forma de las curvas de carga. Es decir, a más carga demandada más caída de tensión sufrida.

Estudiando los resultados, ocurren fenómenos que a priori no se habían planteado. Como por ejemplo, para el primer tramo horario.

Se aprecia cómo para el caso 1 en el que todas las cargas se modelan como trifásicas, existe una caída de tensión promedio mayor que en lo demás casos. Esto se debe a la diferencia de tanto por ciento en carga que

existe entre las cargas trifásicas (modeladas con la curva de carga industrial), y las cargas monofásicas (modelados con la curva de carga doméstica).

Si comparamos entre los tres casos sucesivos estas caídas, el comportamiento que sigue es el esperado. Se muestran a continuación la gráfica comparando los resultados para tan peculiar caso de estudio:

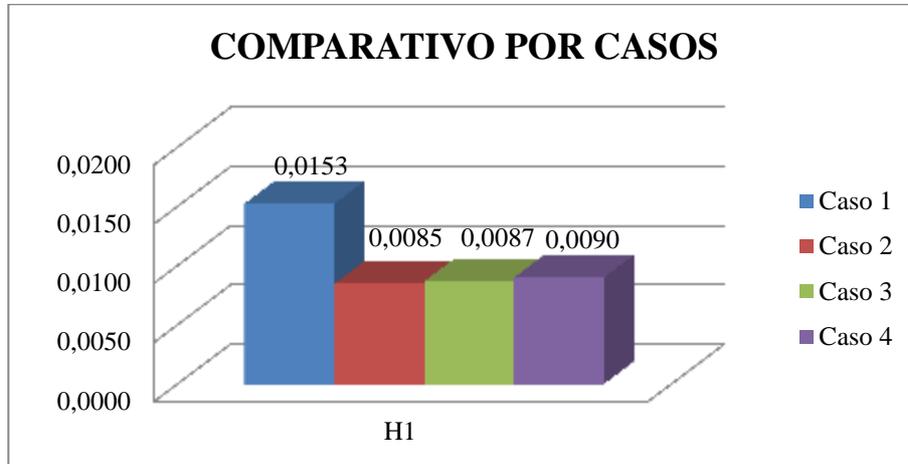


Figura 23. Caída de tensión promedio para el tramo horario 1 en todos los casos de estudio

En la Figura 23. Caída de tensión promedio para el tramo horario 1 en todos los casos de estudio se ve claramente el fenómeno antes comentado. Se nota la diferencia entre el caso 1 y el resto causado por el motivo antes comentado.

Analizando los casos 2, 3 y 4, el comportamiento es creciente a medida que el desequilibrio es más pronunciado. Aunque las fases B y C sufran menos caída de tensión, la caída de tensión en la fase A es más pronunciada y hace que la caída en global sea mayor.

Como en el KPI anterior estudiado, el caso horario más desfavorable en el que se producen mayores caída de tensión, sería el tramo horario 6, ya que es el que más demanda de carga tiene tanto para las cargas trifásicas como para las monofásicas.

Para este tramo horario, se van a representar los resultados por caso de estudio, de forma análoga al tramo horario 1.

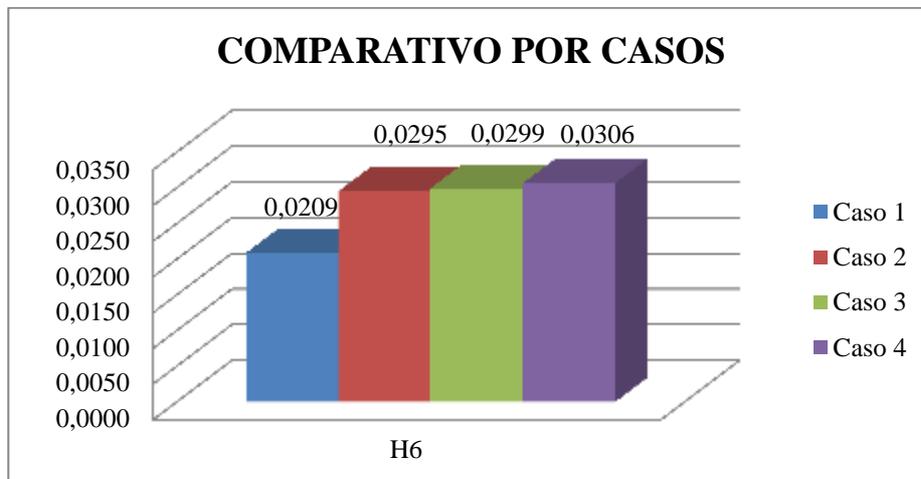


Figura 24. Caída de tensión promedio para el tramo horario 6 en cada caso de estudio

Analizando la Figura 24. Caída de tensión promedio para el tramo horario 6 en cada caso de estudio, se aprecia cómo las caídas de tensión promedio de las tres fases van aumentando a medida que se pasa de un caso a otro. Estos son los resultados esperados para tal carga demandada.

Ya que el KPI en estudio depende del tiempo, para terminar, se realiza el promedio de todos los tramos horarios. Para ello se muestra la Tabla 8. Resultado del promedio de todos los tramos horarios, para la caída de tensión media y la Figura 25. Caída de tensión media, promedio de todos los tramos horarios.

Tabla 8. Resultado del promedio de todos los tramos horarios, para la caída de tensión media

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
0,0131	0,0145	0,0148	0,0151

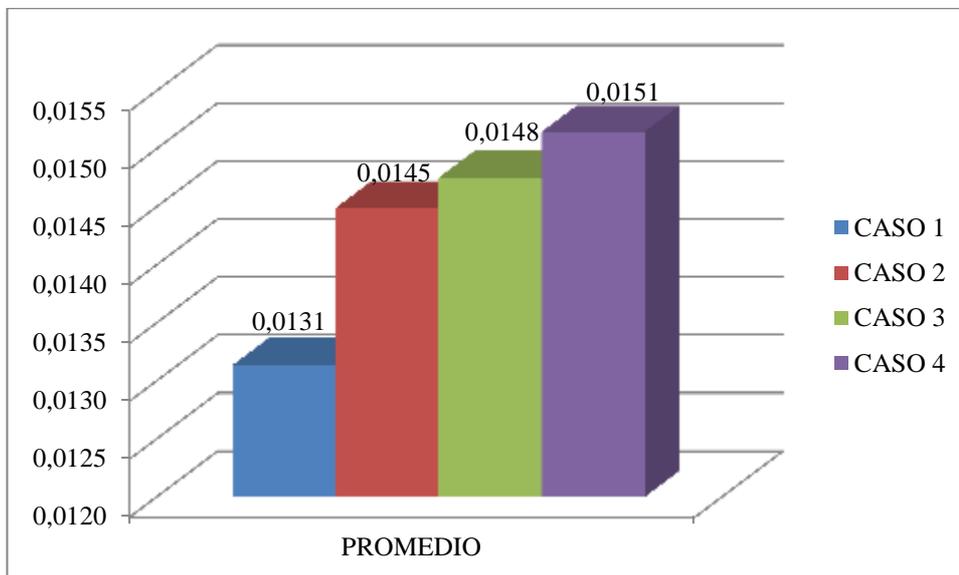


Figura 25. Caída de tensión media, promedio de todos los tramos horarios

- Desequilibrio de corriente de secuencia inversa:

En un caso ideal, en cual todas las cargas son trifásicas y equilibradas, toda la corriente sería de secuencia directa, quedando la secuencia inversa y homopolar con corriente nula.

A medida que a la red se le conectan cargas monofásicas, se desequilibra y este desequilibrio se puede cuantificar con el KPI en estudio. Empezará a aparecer corriente de secuencia homopolar e inversa.

Para estudiar dos casos extremos, se van a representar los nudos iniciales de dos líneas, una línea la cual todas sus cargas sean monofásicas, y otra línea la cual todas sus cargas sean trifásicas. Para ello, se ha elegido la línea cuatro, nudo 17 (con todas las cargas monofásicas) y la línea 5, nudo 21 (con todas las cargas trifásicas).

A continuación se exponen los resultados para el primer nudo de análisis, el nudo 17 con sólo cargas monofásicas en el dominio del tiempo de manera gráfica.

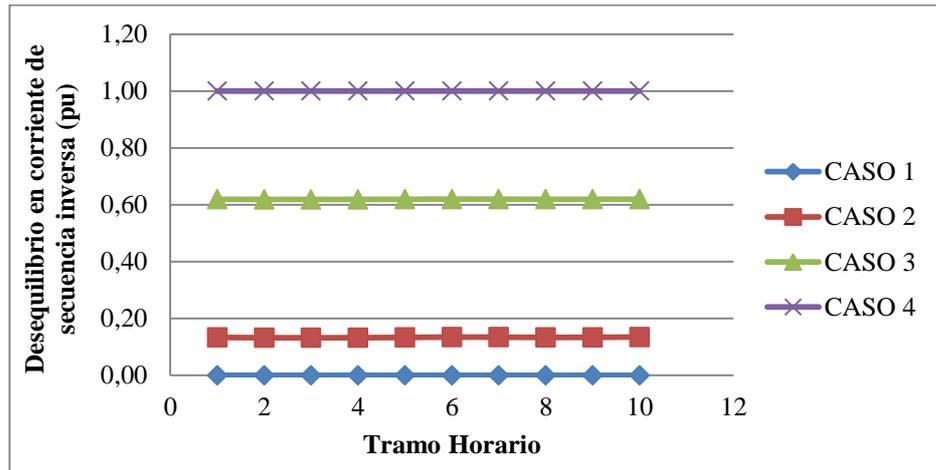


Figura 26. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa en función del tiempo

Según la Figura 26. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa en función del tiempo, la variación del índice con el tiempo es mínima, las curvas son bastantes planas en el tiempo. Pero si se analiza una diferencia muy significativa entre los distintos casos analizados.

A primera vista, se puede apreciar como para el último caso, el KPI siempre tiene valor 1, eso es debido a que sólo se consume potencia por parte de la fase A.

Para visualizar y analizar mejor como se va desarrollando cada desequilibrio, se van a representar los resultados obtenidos para un tramo horario. Como se ha ido haciendo, se tomará el caso extremo. Dicho caso es para el tramo horario 6, punta en la curva de carga.

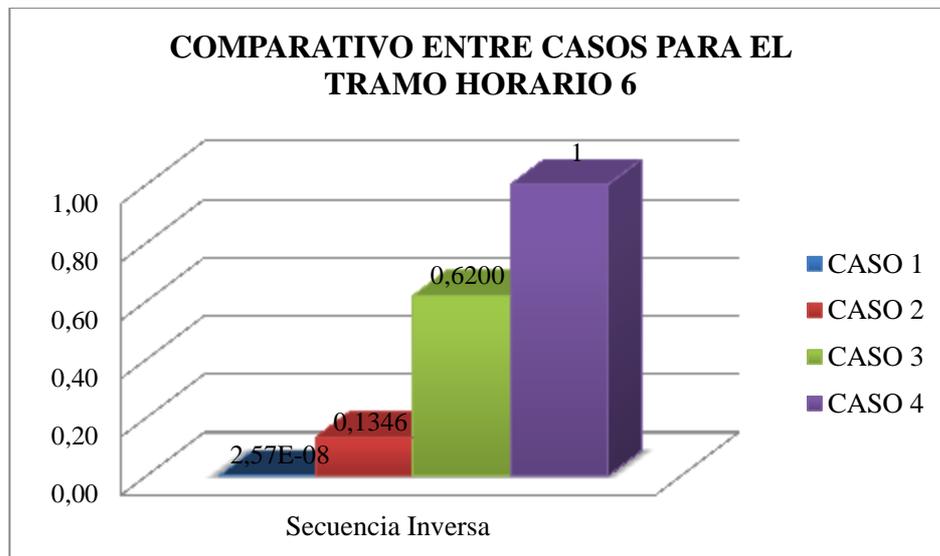


Figura 27. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa para el nudo 17 y tramo horario 6

Analizando la Figura 27. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa para el nudo 17 y tramo horario 6, se denota un claro desequilibrio a medida que van pasando los casos. Comenzando por el caso uno en el cuál es prácticamente cero, ya que todas las cargas son trifásicas, se va aumentando este desequilibrio poco a poco al ir pasando las cargas a la fase A, llegando al caso extremo. En este

caso todas las cargas se alimentan desde la fase A y el índice indicativo nos marca el máximo posible, es decir, 1.

Una vez analizados los resultados para la línea con todas las cargas monofásicas, pasamos a la siguiente línea con todas sus cargas trifásicas.

Para comenzar el análisis de la línea 5 (nudo 21), se expone una gráfica en la cuál se representan todos los resultados en función del tiempo, es decir, para todos los tramos horarios.

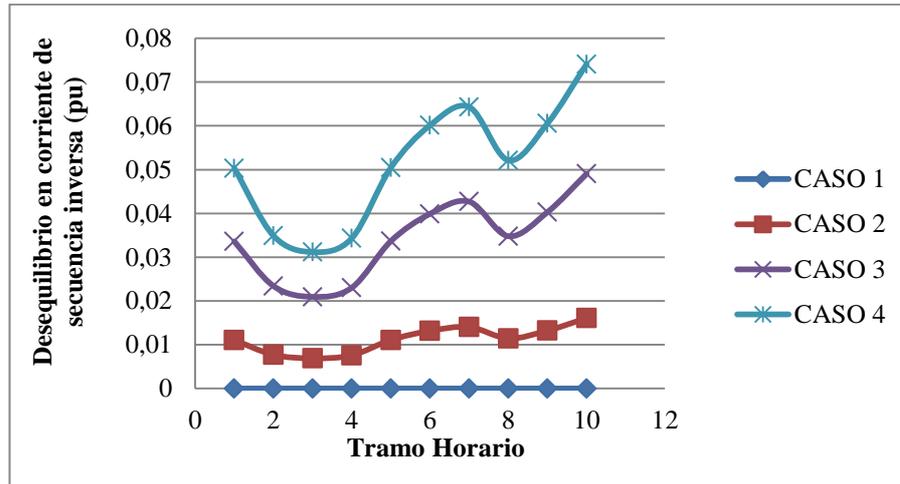


Figura 28. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa para el nudo 21 en función del tiempo.

En este caso, si hay una clara dependencia con el tiempo y varía en función de la curva de demanda de carga. La monótona que siguen los resultados mostrados es similar a la curva de carga, por tanto se confirma que a más carga demandada más caída de tensión, pero teniendo en cuenta el tanto por ciento de carga demandado para las cargas de industria y las cargas domésticas, ya que esto influye.

Al ser cargas trifásicas toda la corriente debería estar solo en la secuencia directa. Pero hay corrientes residuales, debido a las otras líneas con cargas monofásicas. Por ello, esta línea también sufre un pequeño desequilibrio comparado con la línea analizada antes.

A continuación, siguiendo el mismo esquema habitual, se muestran los KPIs para el tramo horario con mayor demanda de carga:

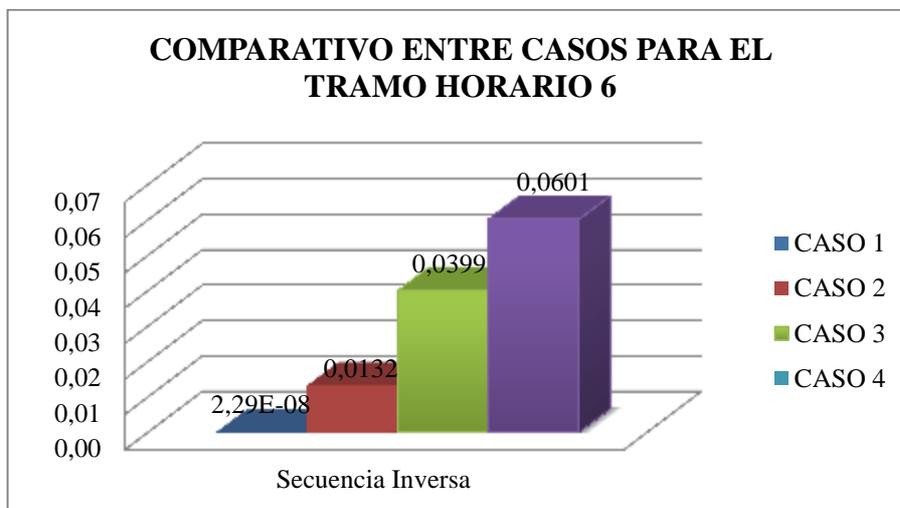


Figura 29. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa para el nudo 21 y tramo horario 6

Analizando la Figura 29. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa para el nudo 21 y tramo horario 6, para el último caso el desequilibrio producido en un punto de la red es de un 6,01 %, muy por debajo del caso extremo de la línea con cargas monofásicas, en el que alcanzaba un valor del 100 %.

Para terminar con este KPI, teniendo en cuenta que todos los resultados dependen del tiempo, se realiza un promedio en el tiempo, para todos los casos analizados.

Tabla 9. Resultado del promedio del tiempo para el desequilibrio en corriente de secuencia inversa

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
NUDO 17	2,72E-08	0,1335	0,6193	1,0000
NUDO 21	2,54E-08	0,0112	0,0341	0,0512

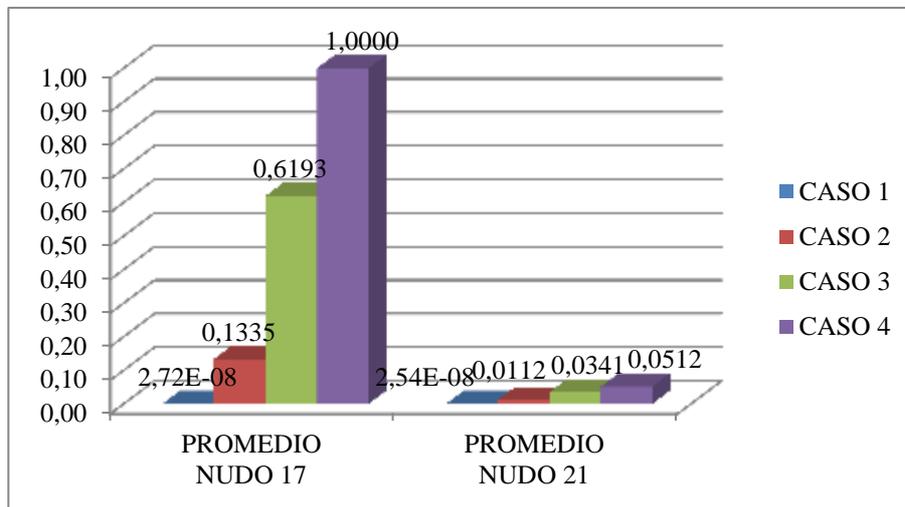


Figura 30. Desequilibrio en corriente de secuencia inversa promedio de todos los tramos horarios

- Desequilibrio de corriente de secuencia homopolar:

En un caso ideal trifásico, por la secuencia homopolar no circula corriente. Esta secuencia representa la conexión con respecto a tierra, la corriente no cierra el circuito por las fases activas, si no por el neutro. Por tanto, en el caso ideal, la corriente que circula por el neutro es nula.

Una vez que esta corriente adquiera valor, quiere decir que la red ha sufrido un desequilibrio, y que existe desbalance entre las cargas. El valor de la corriente de neutro es tres veces la corriente homopolar.

Siguiendo el esquema utilizado para la cuantificación del desequilibrio de corriente de secuencia inversa, se mostrarán los resultados para dos nudos, el 17 y el 21. El nudo 17, el primer nudo de la línea 4, en la cual todas las cargas son monofásicas, y el nudo 25, primer nudo de la línea 5, línea que solo alimenta a cargas trifásicas.

A continuación se muestran los resultados de todos los casos de análisis de manera gráfica en función del tiempo:

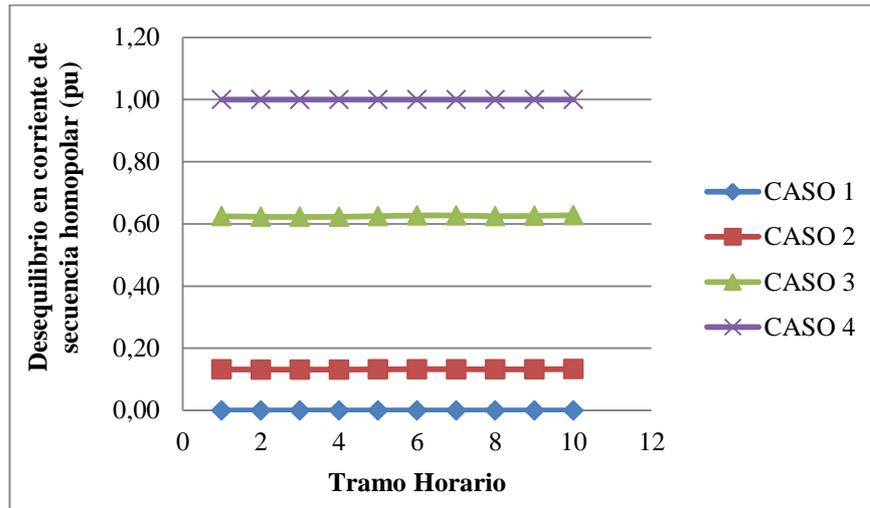


Figura 31. Desequilibrio en corriente de secuencia homopolar para el nudo 17 en función del tiempo.

Como ocurría con el KPI anterior, para este nudo, la dependencia con el tiempo de este desequilibrio es muy baja, dependiendo fuertemente del caso en función de desequilibrio que se aplique.

Como en el caso anterior, para todos los casos 4 el valor del KPI es igual a 1, ya que todas las cargas se encuentran alimentadas de la fase A.

Se procede por tanto a mostrar una gráfica donde se realiza un comparativo entre los diferentes casos para el tramo horario más desfavorable, el que mayor curva de carga tiene en su conjunto.

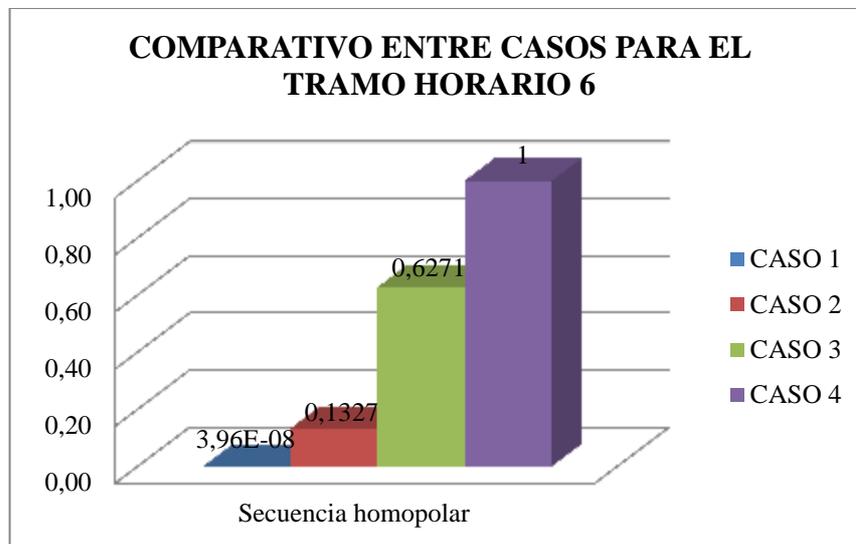


Figura 32. Desequilibrio en corriente de secuencia homopolar para el tramo horario 6 y nudo 17

En este caso para el nudo 21, todos los resultados sale aproximadamente cero, es decir, no hay corriente por el neutro. Por ello no merece interés la representación de los valores.

Para finalizar con este KPI, queda realizar el promedio en función del tiempo.

Tabla 10. Resultado del promedio del tiempo para desequilibrio en corriente de secuencia homopolar

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
NUDO 17	3,91E-08	0,1322	0,6252	1,0000
NUDO 21	1,61E-03	0,0016	0,0049	0,0074

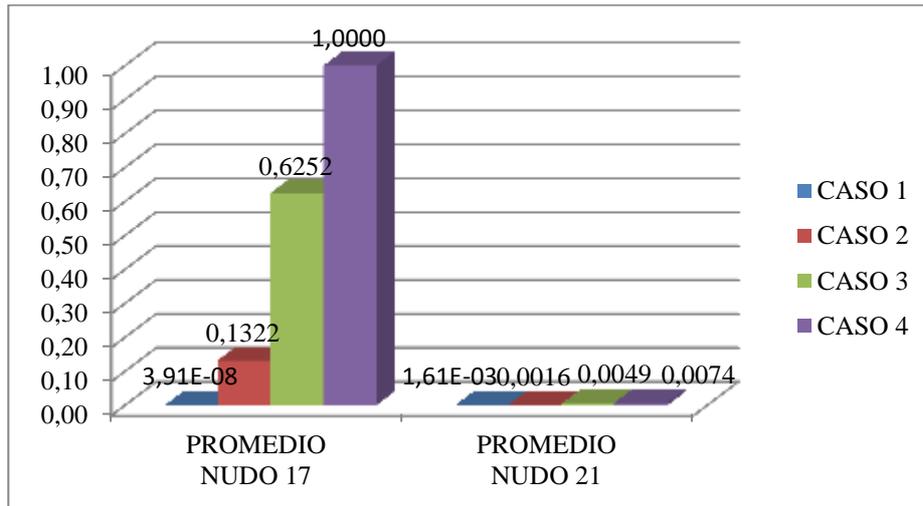


Figura 33. Desequilibrio en corriente de secuencia homopolar promedio de todos los tramos horarios

- Desequilibrio por nudo de tensión de secuencia inversa:

El análisis de las caídas de tensiones se va a realizar ahora usando la secuencia de fases directa, inversa y homopolar.

Para un caso trifásico ideal, el cuál modelamos como caso 1, todo el valor de la tensión lo tendrá la fase secuencia directa, quedándose tanto la secuencia homopolar e inversa con tensión nula. Por ello, solo existirá caída de tensión en la secuencia directa. Pero a medida que transcurren los casos de estudios, y que la red actúa como una red desequilibrada donde coexisten cargas monofásicas y trifásicas, todo cambiará. Tanto la secuencia inversa y homopolar soportarán tensión.

La secuencia inversa es una medida del desequilibrio, por ello se analiza aparte.

Hay algo que no cambia, que sigue una similitud con los KPIs anteriores, es que el nudo más desfavorable y el que sufre una caída de tensión mayor seguirá siendo el que se encuentra más alejado.

Por ello para simplificar el análisis y estar siempre del lado de la seguridad, se analizará dicho nudo para analizar el caso más desfavorable de todos los modelados.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para dicho nudo para todos los casos en función del tiempo.

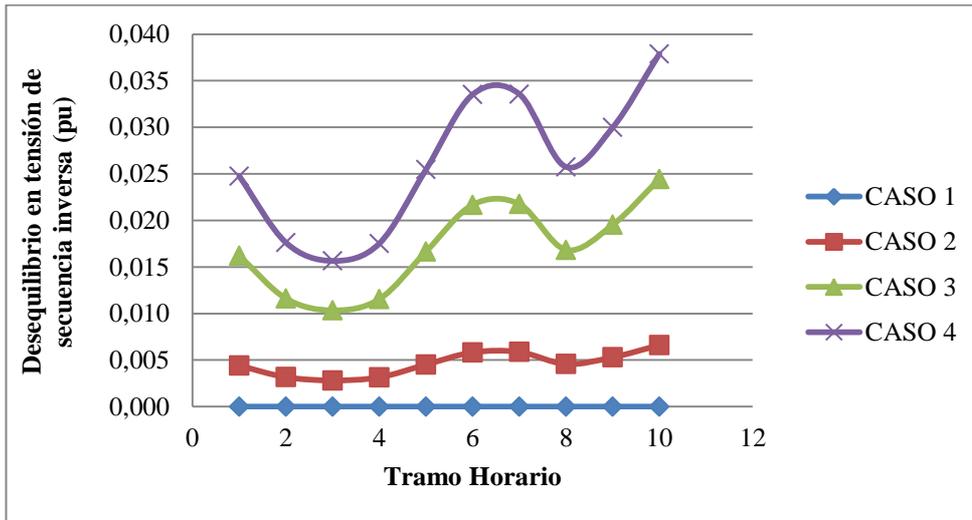


Figura 34. Desequilibrio en tensión de secuencia inversa en función del tiempo

Este KPI muestra el desequilibrio existente en la secuencia inversa. Cuanto más se desequilibra la red, más aumenta este KPI ya que más tensión adquiere dicha secuencia.

Por normativa, este KPI no debe ser mayor del 2%, y como se puede apreciar en la Figura 34. Desequilibrio en tensión de secuencia inversa en función del tiempo esto no se cumple es más de un caso, llegando incluso a un 3.3%.

En la Figura 35. Desequilibrio en tensión de secuencia inversa en el tramo horario 6, se muestra para el tramo horario 6, cómo evoluciona este KPI según el caso de análisis.

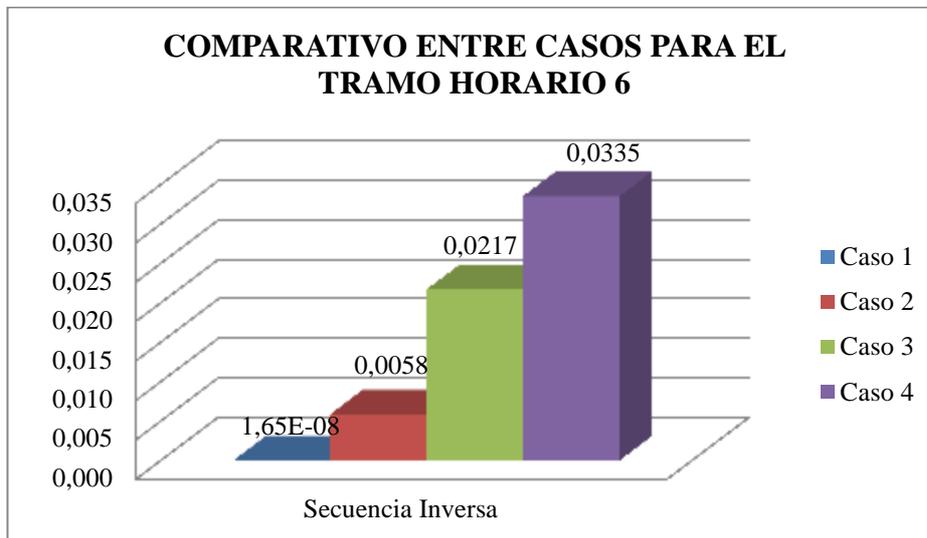


Figura 35. Desequilibrio en tensión de secuencia inversa en el tramo horario 6

Para finalizar con este KPI, como se encuentra definido en el dominio del tiempo, se realiza un promedio de todos los tramos horarios para cada caso. El resultado se muestra a continuación.

Tabla 11. Resultado del promedio del tiempo para el desequilibrio en tensión de secuencia inversa

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
1,64E-08	0,0046	0,0171	0,0262

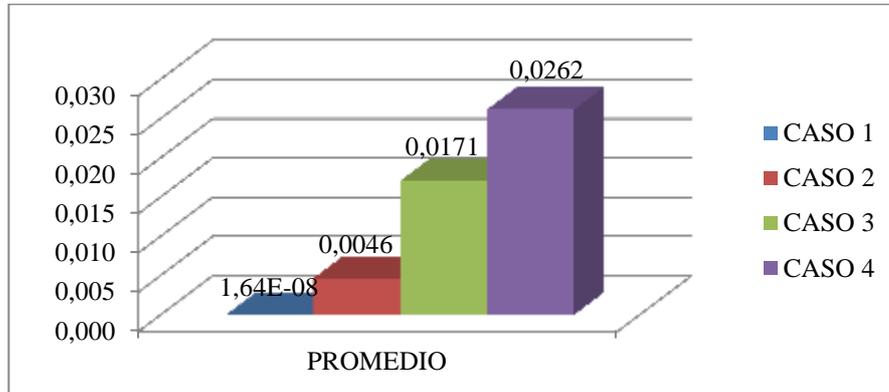


Figura 36. Desequilibrio en tensión de secuencia inversa promedio de todos los tramos horarios

- Desequilibrio por nudo de tensión de secuencia homopolar:

El KPI en estudio ahora, relaciona la secuencia homopolar con la directa. De esta forma se analizará el desequilibrio en la red midiendo ambos parámetros.

Como en el caso anterior, para el caso trifásico ideal, este cociente deber ser nulo, ya que en tal caso la tensión asignada a dicha fase debe ser nula. A medida que evolucionan los casos se irá apreciando el desequilibrio ya que esta secuencia tendrá tensión.

En comparación con el caso anterior, los estudios realizados indican que el desequilibrio en secuencia homopolar es superior que en la inversa para un mismo caso.

Siguiendo la temática utilizada hasta ahora, los resultados a analizar serán del nudo 16, nudo más alejado y por ello caso más desfavorable. Los resultados se exponen a continuación de forma gráfica en función del tiempo.

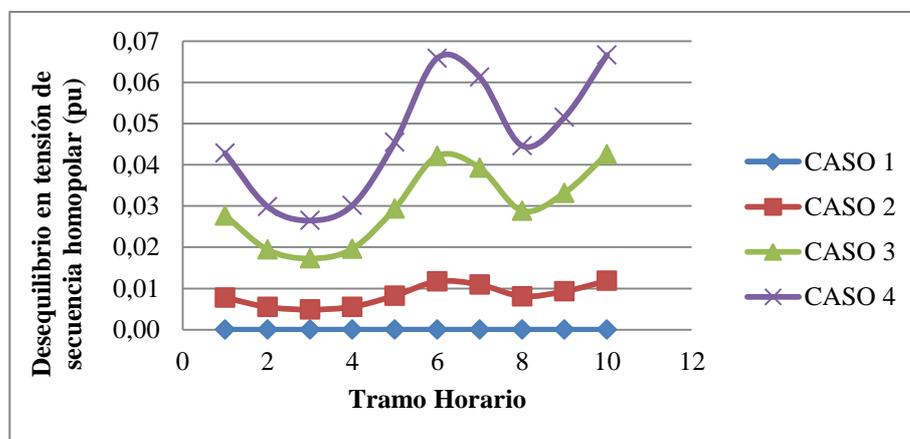


Figura 37. Desequilibrio en tensión de secuencia homopolar en función del tiempo

Para poder comentar los resultados, vamos a representar el tramo horario 6 y analizar los resultados obtenidos. En la Figura 38. Desequilibrio de tensión de secuencia homopolar para el tramo horario 6, podemos ver dichos resultados.

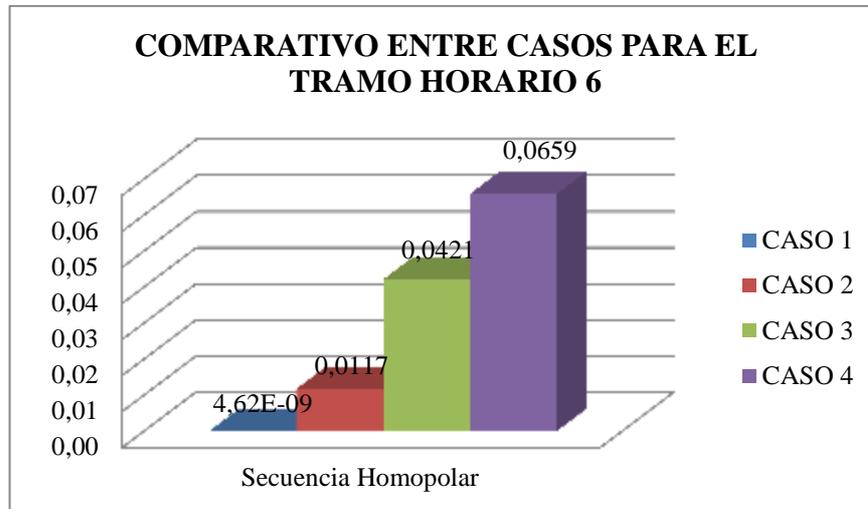


Figura 38. Desequilibrio de tensión de secuencia homopolar para el tramo horario 6

En el gráfico anterior se puede analizar que a medida que se avanza en los casos de estudio, el desequilibrio en secuencia homopolar es más acusado, llegando a unos valores inaceptables del 6,59%.

Es el turno de realizar el promedio de todos los tramos horarios. Por tanto, se realiza el promedio de todos los tramos horarios para cada caso, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 12. Resultado del promedio del tiempo para el desequilibrio en tensión de secuencia homopolar

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
2,59E-09	0,0084	0,0299	0,0465

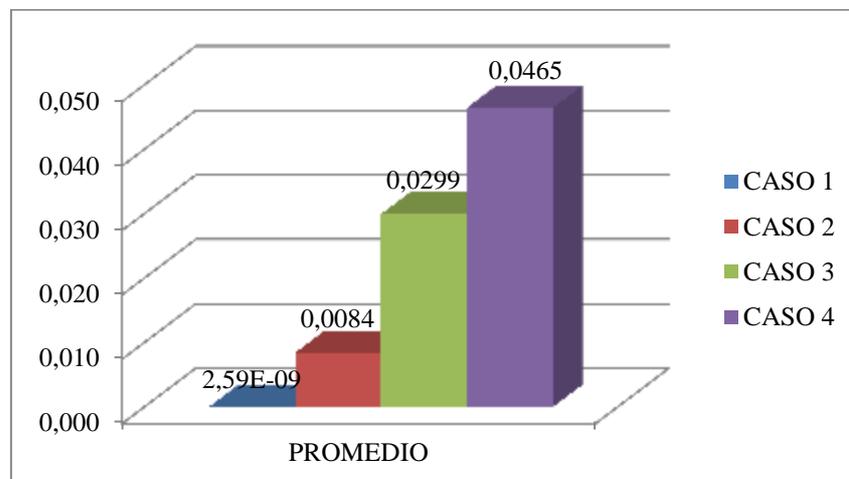


Figura 39. Desequilibrio en tensión de secuencia homopolar promedio de todos los tramos horarios

Otro comparativo interesante sería ver para un mismo caso y un mismo tramo horario, como le afecta el desequilibrio a la secuencia inversa y como a la homopolar, y estudiar cuáles son más acusados.

En la Figura 40. Comparación del desequilibrio en tensión de secuencia inversa y homopolar, queda claro que la secuencia que más sufre el desequilibrio y que mejor lo muestra es la secuencia homopolar, llegando a ser casi del doble.

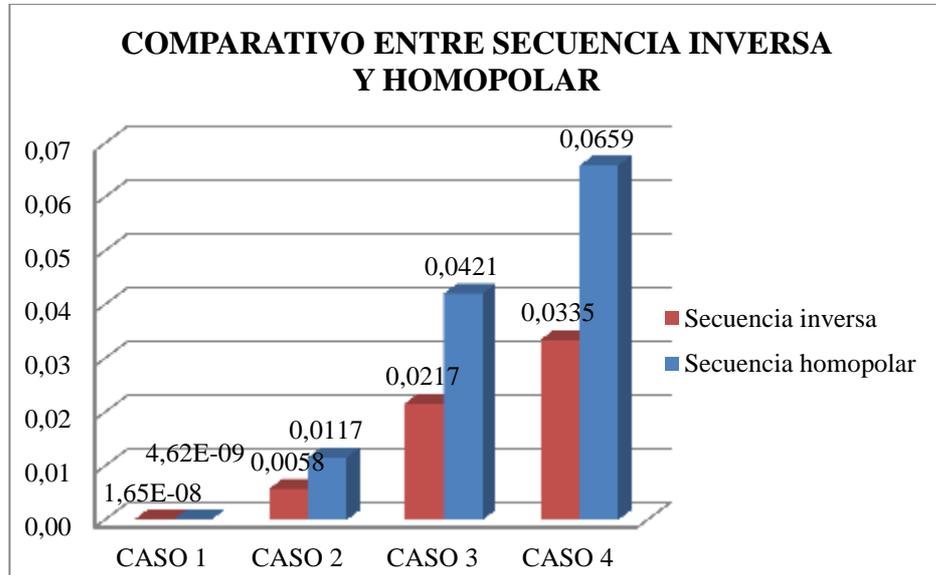


Figura 40. Comparación del desequilibrio en tensión de secuencia inversa y homopolar

- Pérdidas por tramo de red y fase:

Mediante el software, haciendo la pertinente simulación, se obtiene las pérdidas de potencia que sufre cada rama, en cada caso de estudio y para cada tramo horario.

Al ser muchos tramos, sólo se mostrarán en este documento uno.

A modo representativo, se va a elegir el tramo con mayor pérdida, que pertenece a la línea más larga y que concluye con el nudo 16, nudo más desfavorable, que sufre mayor desequilibrio, el cual se ha utilizado para representar los KPIs anteriores. Este tramo será el denominado como 5621267.

Los resultados se exponen de forma gráfica en las siguientes gráficas:

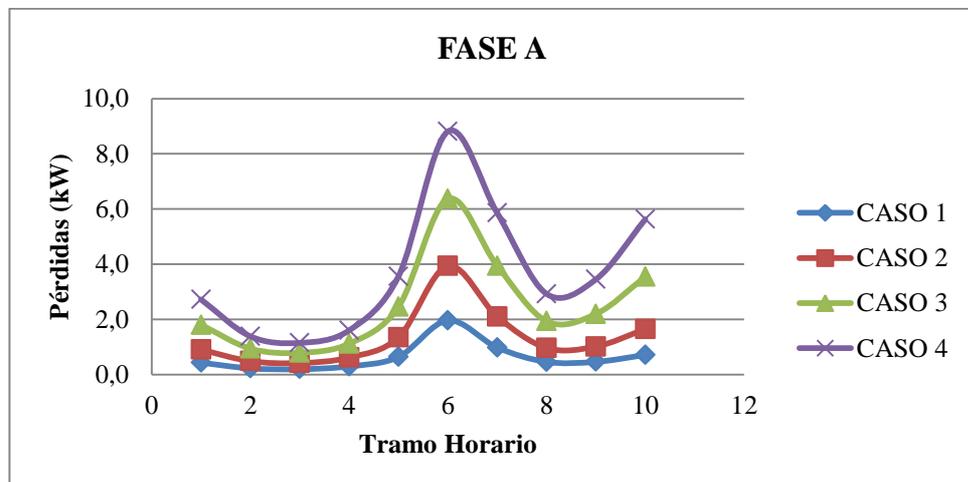


Figura 41. Pérdidas en la Fase A en función del tiempo

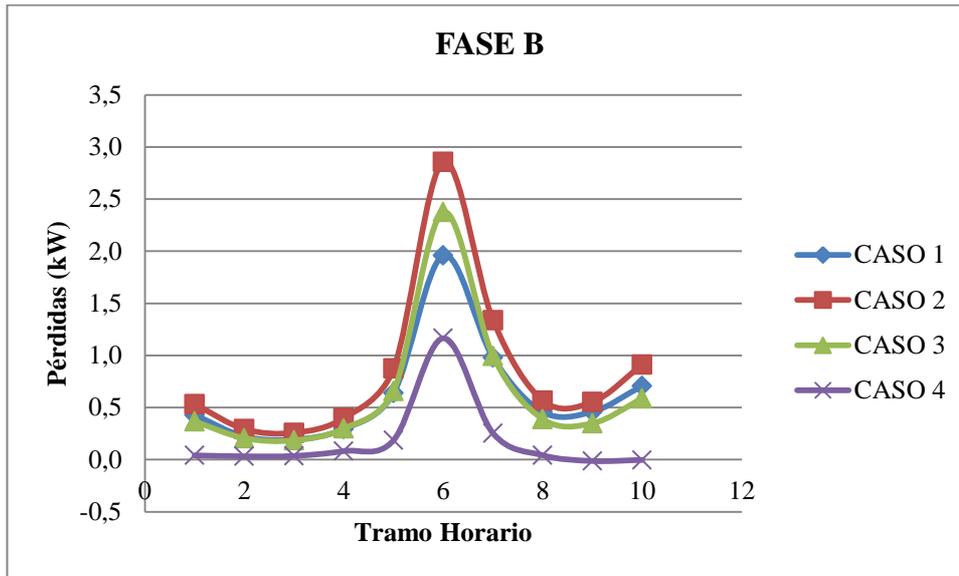


Figura 42. Pérdidas en la Fase B en función del tiempo

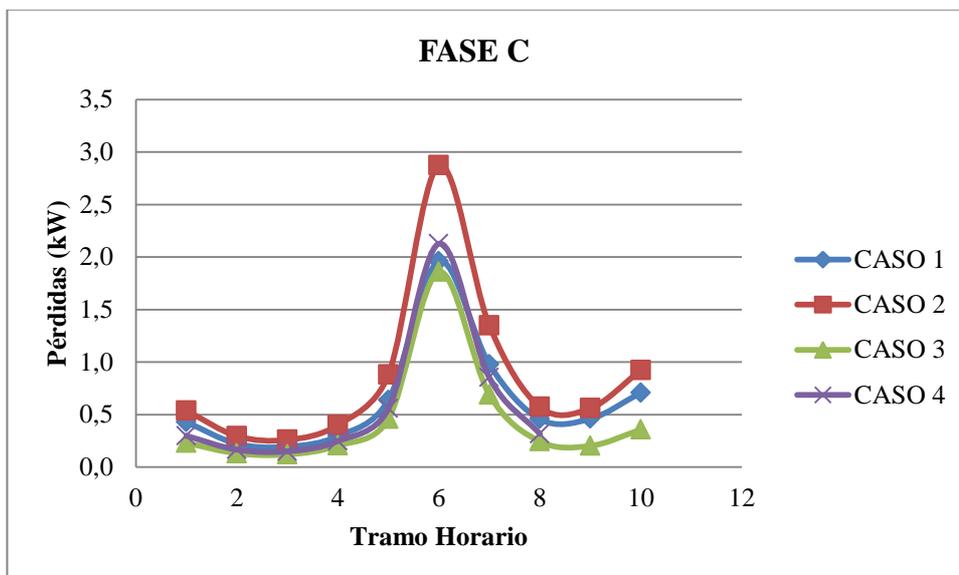


Figura 43. Pérdidas en la Fase C en función del tiempo

En la Figura 42. Pérdidas en la Fase B en función del tiempo, Figura 43. Pérdidas en la Fase C en función del tiempo, se denota claramente como las pérdidas van siguiendo claramente la misma monótona que la curva de carga. A más demanda de carga y más desequilibrio las pérdidas por tramo se multiplican.

Como era de esperar, el tramo horario que sufre mayores pérdidas es el 6, tramo que he analizado durante todo el documento, ya que es el que más demanda de carga soporta.

Se van a representar a continuación los cuatro caso para cada fase para el tramo horario 6.

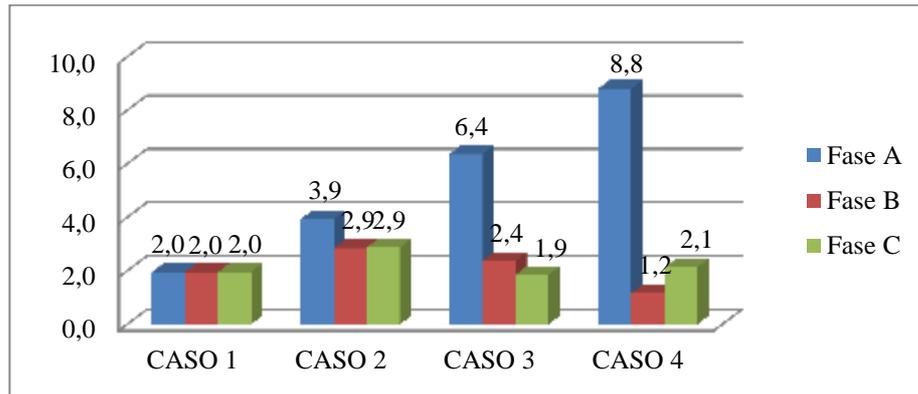


Figura 44. Comparación de las pérdidas sufridas por fase para cada caso de análisis, en el tramo 6 .

Analizando la gráfica anterior, se ve que para el caso 1, las pérdidas por fase son iguales en las tres, a, b y c, ya que son cargas trifásicas y en las tres fases se consume exactamente lo mismo. Conforme aumenta el grado de desequilibrio avanzando en los casos restantes, las pérdidas en la fase A van ascendiendo, ya que en cada caso aumentan las cargas alimentadas desde la fase A. Todo lo contrario sucede en la fase b y c, aumentan en el caso dos, ya que al existir desequilibrios en la red existen más pérdidas asociadas, pero conforme se estudian los casos en los que todas las cargas se le van asignando a la fase A, las pérdidas bajan en b y c.

En los tramos que solo haya cargas trifásicas conectadas, no se apreciará la diferencia entre pérdidas por fase mostrada en la gráfica anterior.

Por último, queda realizar el promedio en el tiempo. Los resultados obtenidos se muestran en Tabla 13. Valor promedio en el tiempo de las pérdidas por fase

Tabla 13. Valor promedio en el tiempo de las pérdidas por fase

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
A	0,6	1,3	2,5	3,7
B	0,6	0,9	0,6	0,2
C	0,6	0,9	0,4	0,5

Realizando un gráfico donde se representan los resultados anteriores:

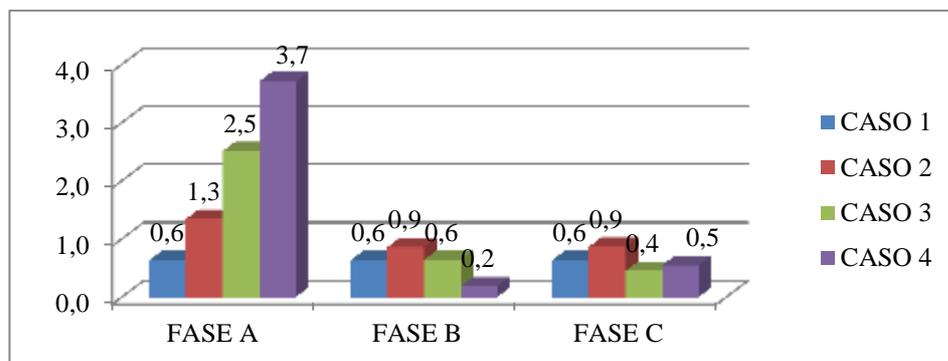


Figura 45. Pérdidas promedias en el tiempo por fase

- Pérdidas por tramo:

Una vez calculadas las pérdidas por cada fase y tramo, se da un paso más y se calculan las pérdidas por tramo, es decir, el sumatorio por tramo de las fases, obteniendo unas pérdidas totales por tramo.

Siguiendo en la sintonía anterior, se analizarán las pérdidas para el tramo antes estudiado. A continuación se muestran los resultados obtenidos para dicho tramo de forma gráfica para todos los casos de análisis en función del tiempo.

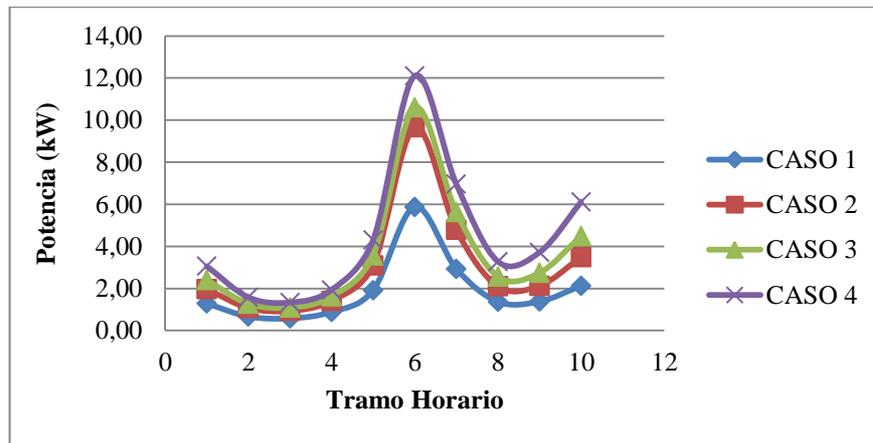


Figura 46. Pérdidas por tramo en función del tiempo

En la Figura 46. Pérdidas por tramo en función del tiempo, se analiza que las pérdidas siguen la monótona de la curva de carga, se ve claramente el pico que alcanza en el tramo horario seis, y como se corresponden las subidas y bajas con la curva de carga.

Otra conclusión sobre los resultados anteriores, es que se comprueba que las pérdidas van aumentando a medida que los casos se van haciendo más desequilibrados. Ya en la introducción se comentaba el efecto perjudicial del desequilibrio con respecto a las pérdidas, y con los resultados obtenidos se corrobora. De los resultados anteriores, también se aprecia el aumento de pérdidas conforme aumenta el tanto por ciento de carga demandado.

Para visualizar mejor los resultados, se muestra una gráfica comparativa para un mismo tramo horario (tramo horario 6, el que demanda más carga) y cambiando de escenario entre los diferentes casos.

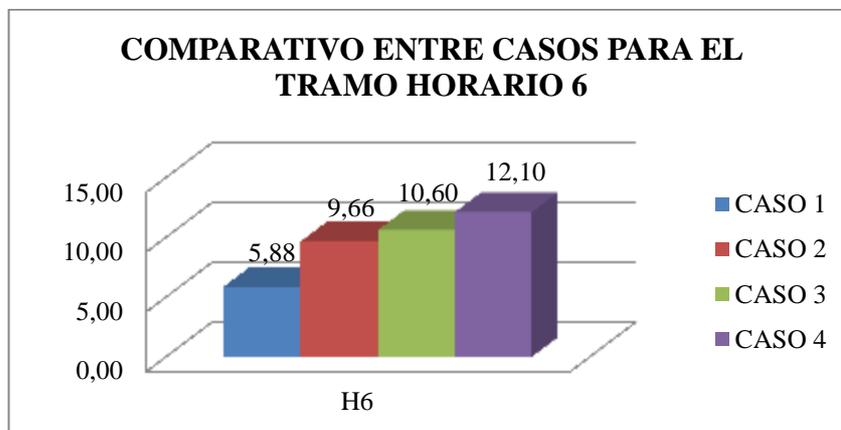


Figura 47. Comparación de las pérdidas en un tramo para los distintos casos en el tramo horario 6

En el KPI anterior veíamos la diferencia entre fases, y cómo para las fases B y C las pérdidas máximas no estaban en el caso 4. En este caso al realizar el sumatorio de las tres fases, las pérdidas en A son bastante mayores en todos los casos, por ello, las pérdidas totales por tramo van aumentando conforme aumenta el grado de desequilibrio.

Para finalizar con este índice, se realiza el promedio en el tiempo. Los resultados obtenidos para este promedio se muestran en la Tabla 14. Promedio en el tiempo de las pérdidas por tramo y en la Figura 48. Promedio en el tiempo de las pérdidas por tramo.

Tabla 14. Promedio en el tiempo de las pérdidas por tramo

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
1,90	3,07	3,60	4,44

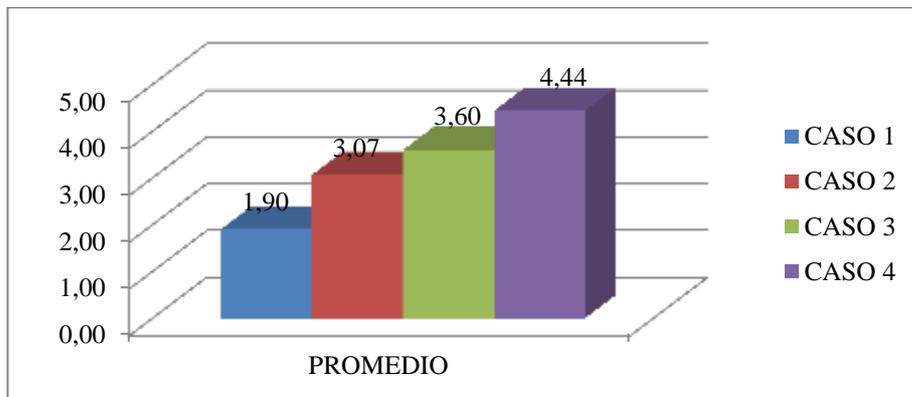


Figura 48. Promedio en el tiempo de las pérdidas por tramo.

- Pérdidas en transformadores MT/BT por fase:

Existen dos transformadores en la red de estudio. Cada uno en su centro de transformación correspondiente. Son de tipo triángulo – estrella. Este KPI en estudio analiza las pérdidas que sufre el transformador por fase para cada caso.

Se muestran los resultados obtenidos para el primer transformador, T1 de forma gráfica:

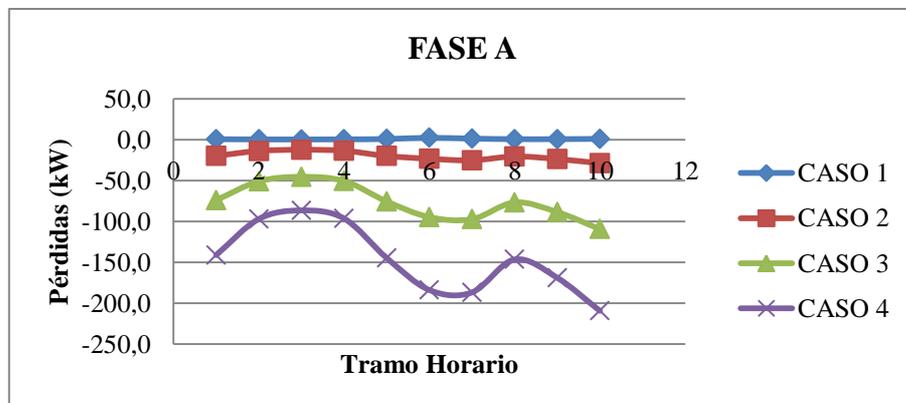


Figura 49. Pérdidas en la fase A en función del tiempo del transformador 1 con ETAP

Para el caso 1, todas las pérdidas por fase son iguales, ya que nos encontramos en el caso en el que todas las cargas son trifásicas.

Llama la atención, que hablando sobre el término pérdidas, salgan valores negativos. Esto no es porque existan pérdidas negativas, esto se debe al sentido que lleva la corriente en cada uno de los devanados, al ser primero en triángulo.

Para asegurar que el software realiza bien el cálculo, se ha realizado una comprobación para el cálculo de pérdidas.

Esta comprobación se ha realizado con la ayuda de un software matemático, Mathcad, en el cuál introducimos las ecuaciones propias del transformador (ecuaciones mostradas a continuación) y las resuelve.

El transformador utilizado tendría un esquema teórico como el siguiente:

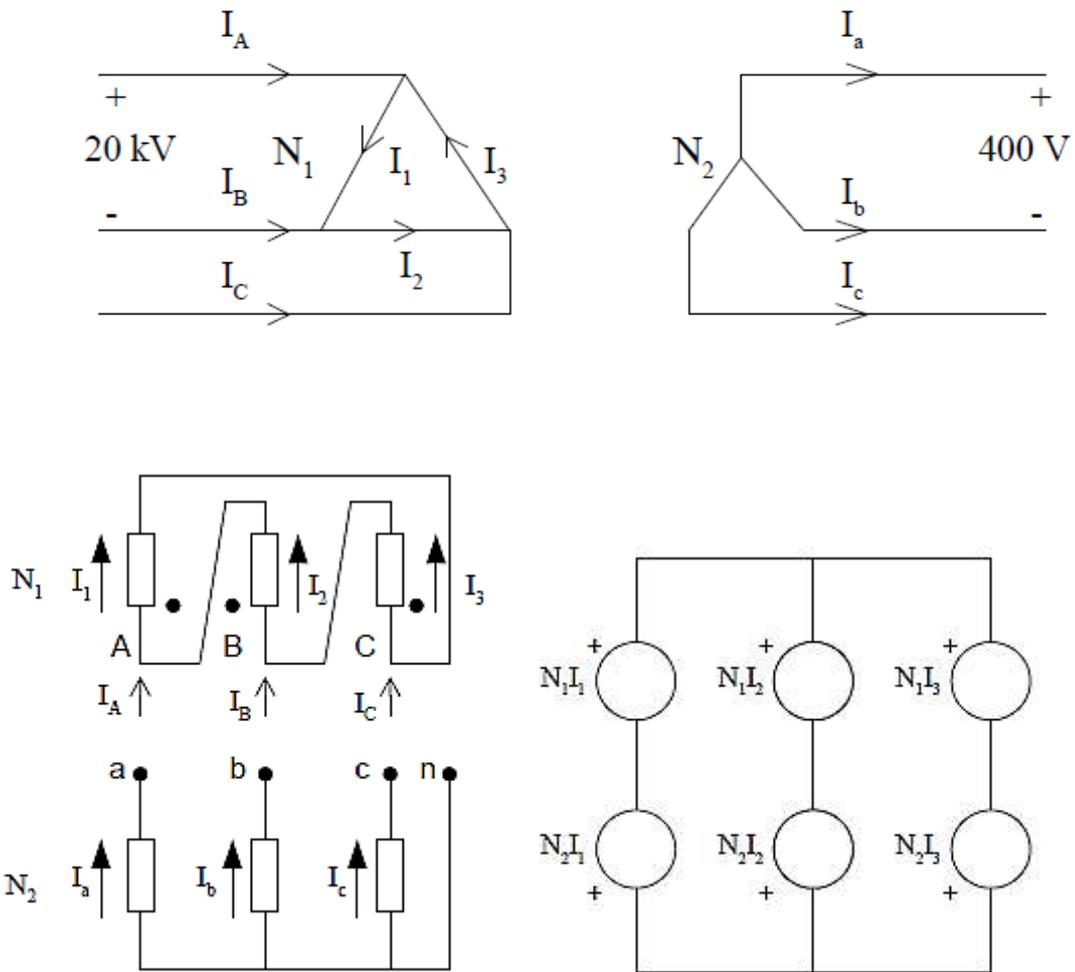


Figura 50. Esquemas Teóricos de un transformador estrella-triángulo

Siguiendo los esquemas anteriores y desarrollando cada ecuación para cada ventana electromagnética, quedarían las siguientes ecuaciones:

$$N_1 I_1 - N_2 I_a - N_1 I_2 + N_2 I_b = 0$$

$$N_1 I_1 - N_2 I_a - N_1 I_3 + N_2 I_c = 0$$

$$N_1(I_1 + I_2 + I_3) - N_2(I_a + I_b + I_c) = 0$$

Agrupando las ecuaciones anteriores:

$$\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \frac{N_2}{N_1} \begin{bmatrix} I_a - I_b \\ I_a - I_c \\ I_a + I_b + I_c \end{bmatrix}$$

Para ir comprobando valores, se van a ir sustituyendo para un caso concreto cualquiera. En este caso de forma arbitraria se ha utilizado el caso 2, en el tramo horario 2.

Según el software utilizado, las intensidades resultantes serían:

$$I_a = 604,1 \text{ A} \angle -60^\circ$$

$$I_b = 495,8 \text{ A} \angle -179^\circ$$

$$I_c = 415,8 \text{ A} \angle -61,1^\circ$$

$$I_A = 10,9 \text{ A} \angle -32,8^\circ$$

$$I_B = 9,1 \text{ A} \angle -151,9^\circ$$

$$I_C = 10,3 \text{ A} \angle -96,5^\circ$$

El primer paso que se dará, será el cálculo de las intensidades. Con la ecuación anterior y los valores de la intensidad en el secundario, nos darían unas intensidades:

$$I_1 = 6,976 \text{ A} \angle -60^\circ$$

$$I_2 = 5,725 \text{ A} \angle -179^\circ$$

$$I_3 = 4,801 \text{ A} \angle -61,1^\circ$$

Con estas intensidades, se calculan las del primario:

$$I_A = I_1 - I_2 = 10,962 \text{ A} \angle -32,82^\circ$$

$$I_B = I_2 - I_3 = 9,123 \text{ A} \angle -151,85^\circ$$

$$I_C = I_3 - I_1 = 10,311 \text{ A} \angle -96,503^\circ$$

Se comprueba, que el cálculo de intensidades, ETAP lo realiza correctamente. Siguiendo con el cálculo de pérdidas:

$$Z_{cc} = \varepsilon_{cc} * \frac{U_{n2}^2}{S_n} = 0.006 \Omega$$

$$R_{cc} = \frac{Z_{cc}}{\sqrt{1 + \left(\frac{X_{cc}}{R_{cc}}\right)^2}} = 0.002 \Omega$$

$$R_2 = \frac{R_{cc}}{2} = 0.001 \Omega$$

$$R_1 = R_2 * \left(\frac{U_{n1}}{\frac{U_{n2}}{\sqrt{3}}}\right)^2 = 6,576 \Omega$$

$$P = R_1 I_1^2 + R_1 I_2^2 + R_1 I_3^2 + R_2 I_a^2 + R_2 I_b^2 + R_2 I_c^2 = 1,374 \text{ kW}$$

Y según el software las pérdidas son de 1,4 kW, por tanto el cálculo sería correcto, queda comprobado.

A continuación se muestran los resultados de las pérdidas por fase calculadas con Mathcad de forma gráfica.

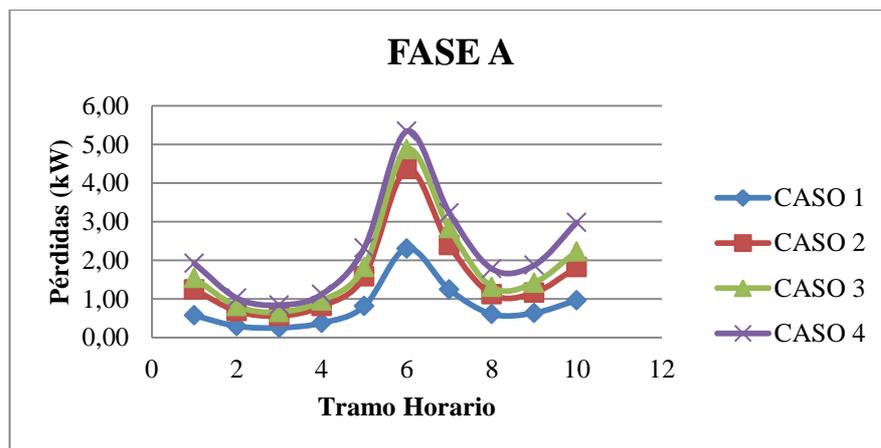


Figura 50. Pérdidas en la fase A en función del tiempo del transformador 1

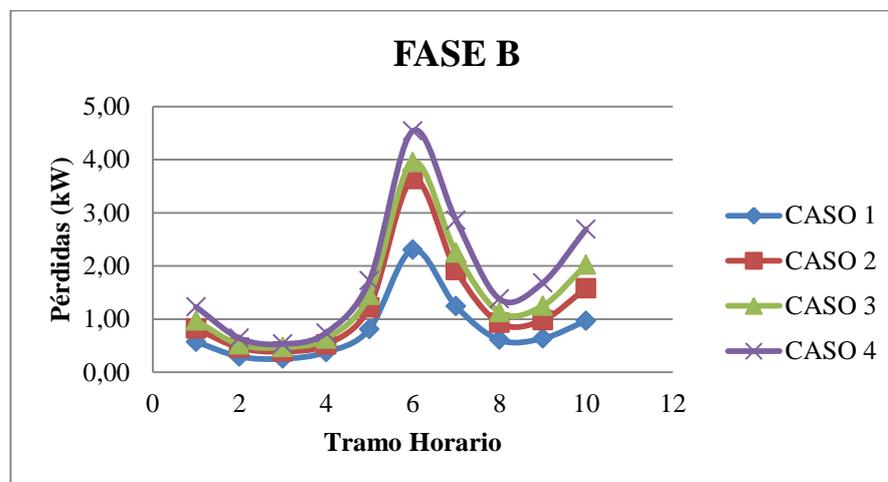


Figura 51. Pérdidas en la fase B en función del tiempo del transformador 1.

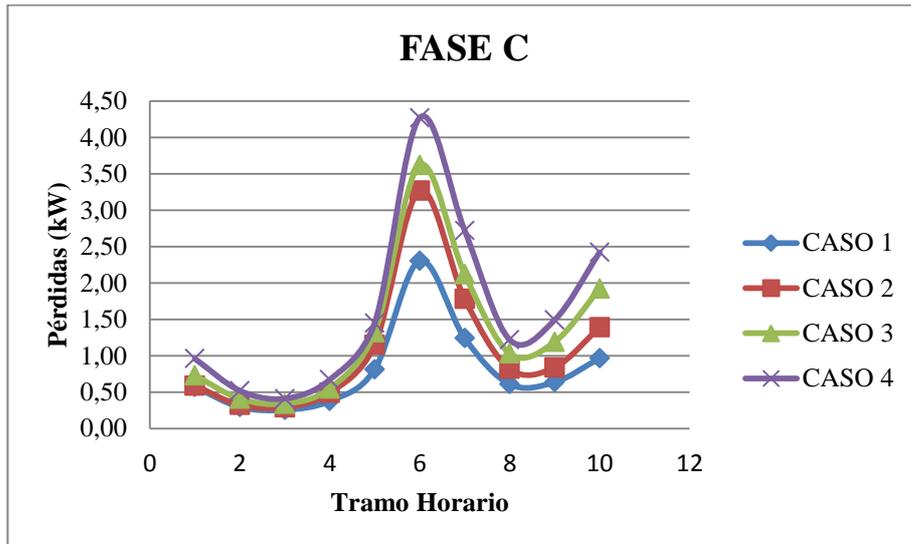


Figura 52. Pérdidas en la fase C en función del tiempo del transformador 1.

Una vez representado los resultados obtenidos para las pérdidas, en función del tiempo y analizando con siguen la monótona de la curva de carga de demanda y que las pérdidas van aumentando a medida que el caso de análisis es más desfavorable, se realiza un comparativo para un mismo tramo horario.

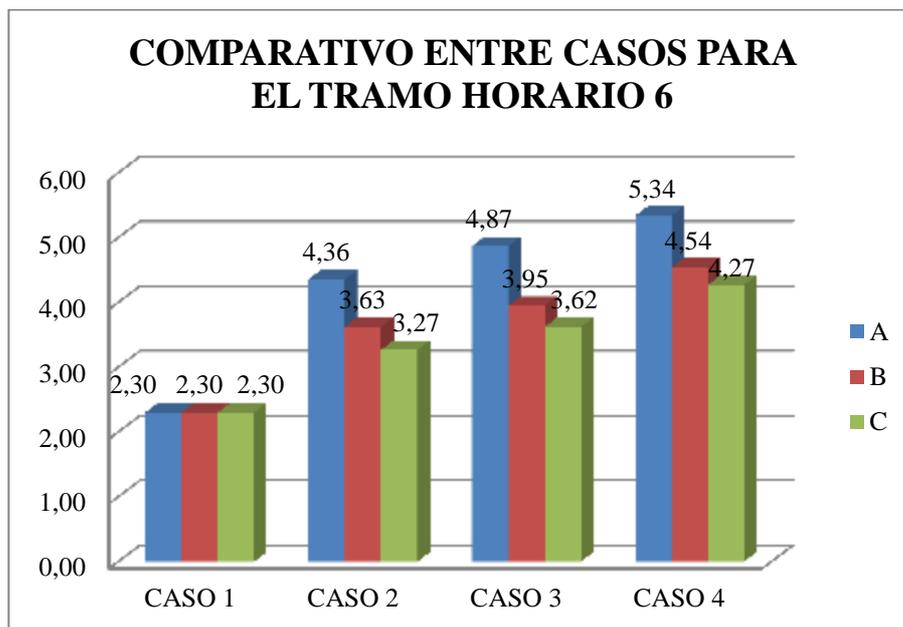


Figura 53. Pérdidas para el transformador 1 para el tramo horario 6

En la Figura 53. Pérdidas para el transformador 1 para el tramo horario 6, se nota claramente la diferencia entre A y C, fases totalmente opuestas ya que la fase C le cede toda su potencia.

Siguiendo con el esquema utilizado hasta ahora, se representan las pérdidas en cada fase en función del tiempo.

Para finalizar con el transformador 1, se realiza el promedio en el tiempo.

Tabla 15. Pérdidas promedio en el tiempo en cada fase del transformador 1

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
A	0,8	1,6	1,8	2,2
B	0,8	1,2	1,5	1,8
C	0,8	1,1	1,3	1,6

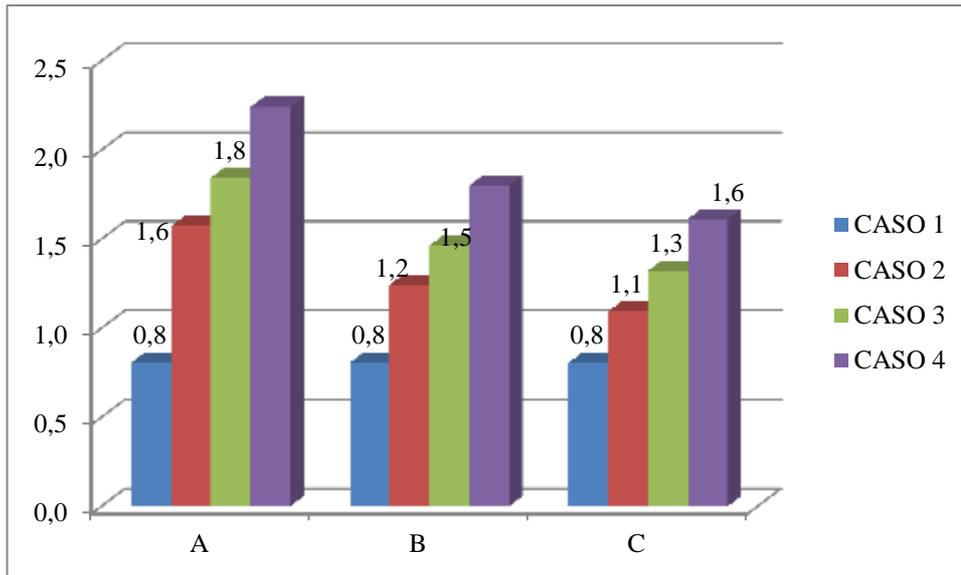


Figura 54. Pérdidas promedio en el tiempo para cada fase en el transformador 1

Llegado a este punto con el transformador 1, se procede a realizar el mismo estudio para el transformador 2, transformador del que se alimentan de la línea 6 a la 10.

Para ello vamos a representar las pérdidas calculadas con Mathcad de forma gráfica en función del tiempo, y luego se analizará para un tramo horario, todos los casos de análisis.

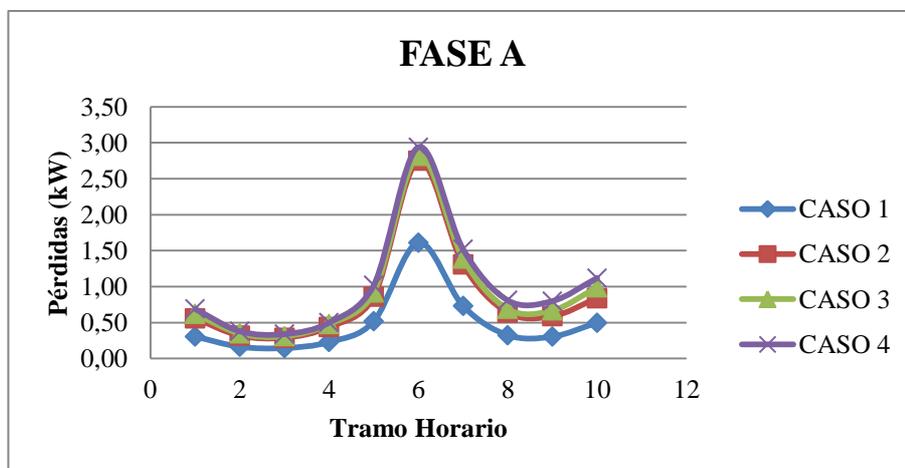


Figura 55. Pérdidas en la fase A en función del tiempo para el transformador 2

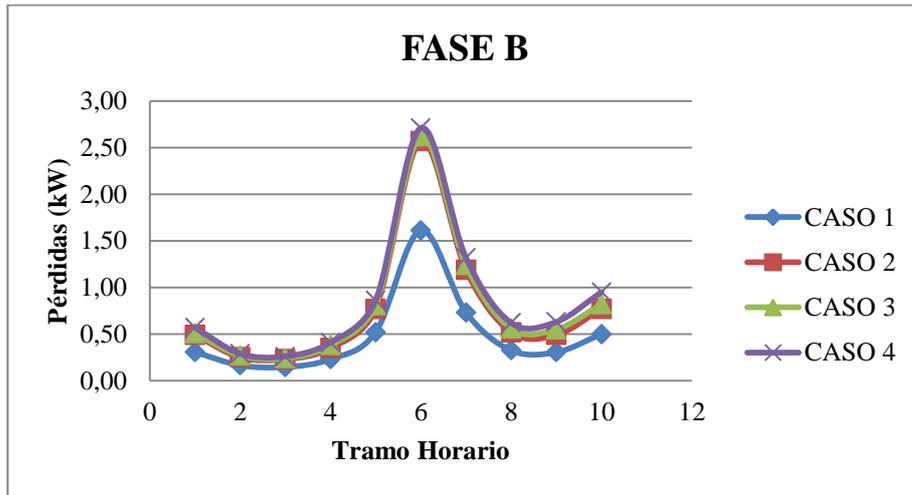


Figura 56. Pérdidas en la fase B en función del tiempo para el transformador 2

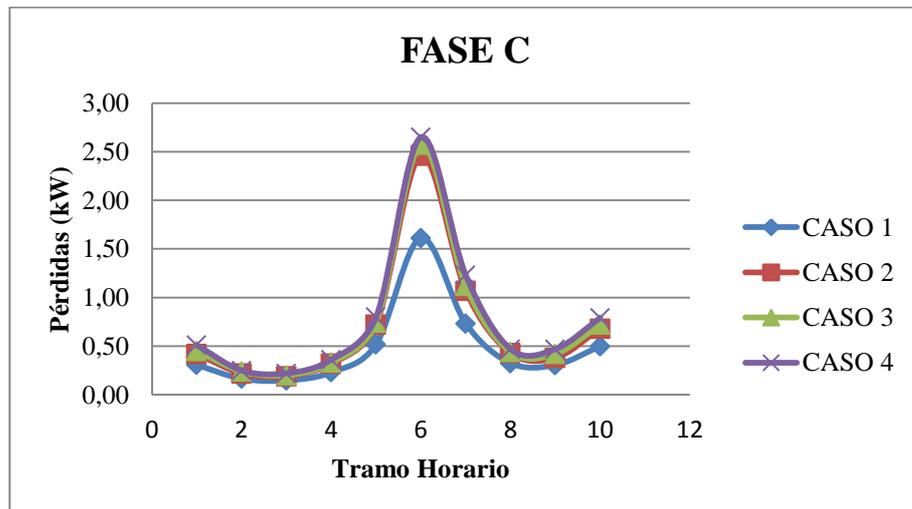


Figura 57. Pérdidas en la fase C en función del tiempo para el transformador 2

En este caso, no hay valores tan dispares como en el otro transformador, ya que los consumos de las líneas de la 6 a la 10, son menores, y por tanto sus pérdidas también.

En la Figura 55. Pérdidas en la fase A en función del tiempo para el transformador 2, Figura 56. Pérdidas en la fase B en función del tiempo para el transformador 2 y Figura 57. Pérdidas en la fase C en función del tiempo para el transformador 2 se aprecia como evoluciona las pérdidas a medida que transcurren los casos, a más desequilibrio más pérdidas. También cabe destacar que la evolución con el tiempo, sigue la monótona de la curva de carga.

Siguiendo en la línea anterior, se representa una gráfica comparativa entre casos, para el tramo horario 6.

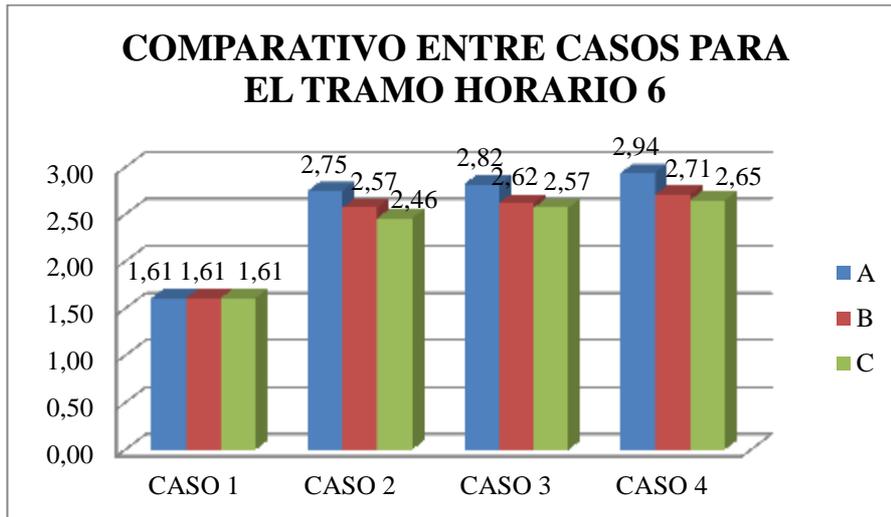


Figura 58. Pérdidas por fase del transformador 2 para el tramo horario 6

Para terminar con el transformador 2, y por tanto con el este KPI, quedaría realizar el promedio en el tiempo de las pérdidas en cada fase. A continuación, se muestran los resultados en una tabla, y posteriormente se representa gráficamente.

Tabla 16. Pérdidas promedio en el tiempo para cada fase en el transformador 2

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
A	0,48	0,86	0,92	1,01
B	0,48	0,76	0,80	0,86
C	0,48	0,69	0,72	0,78

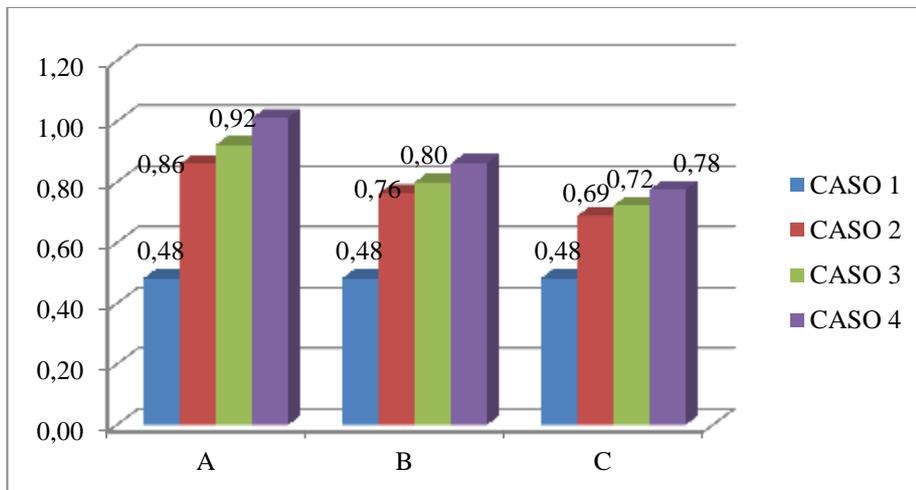


Figura 59. Promedio en el tiempo de las pérdidas por fase en el transformador 2

- Pérdidas en transformadores MT/BT:

El índice que a continuación se estudia, es el resultado del sumatorio por fases de las pérdidas en cada transformador, dando un valor de pérdidas para cada transformador.

Se exponen los resultados obtenidos para el transformador 1, de forma gráfica en función del tiempo.

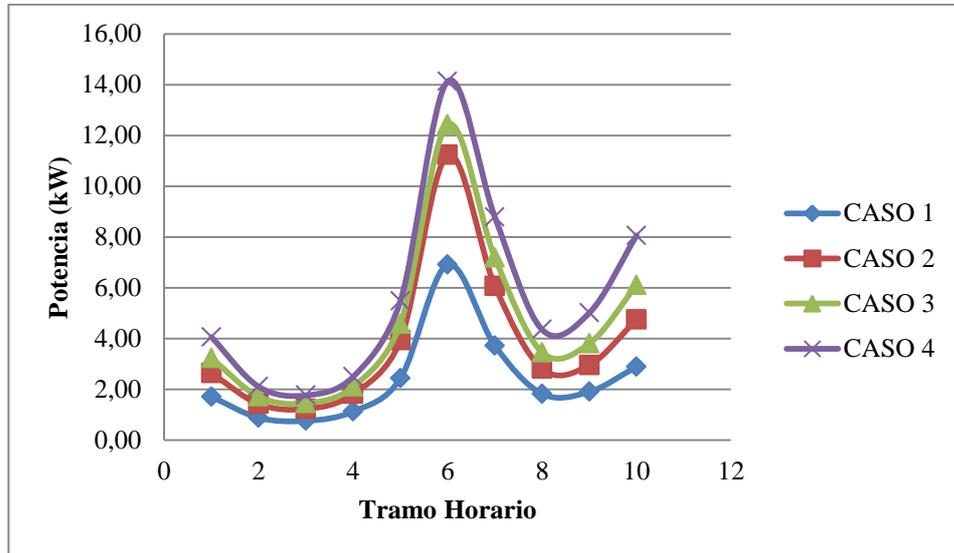


Figura 60. Pérdidas en el transformador 1 en función del tiempo

Analizando los resultados anteriores, queda claro que el cálculo de las pérdidas está acorde con lo antes razonado. En cada caso más desequilibrado se obtienen valores mayores de pérdidas.

El comportamiento es análogo a lo que se ha analizado antes. No hay ninguna peculiaridad. Las pérdidas aumentan según la curva de carga, y por ello se expone a continuación los resultados para dicho tramo.

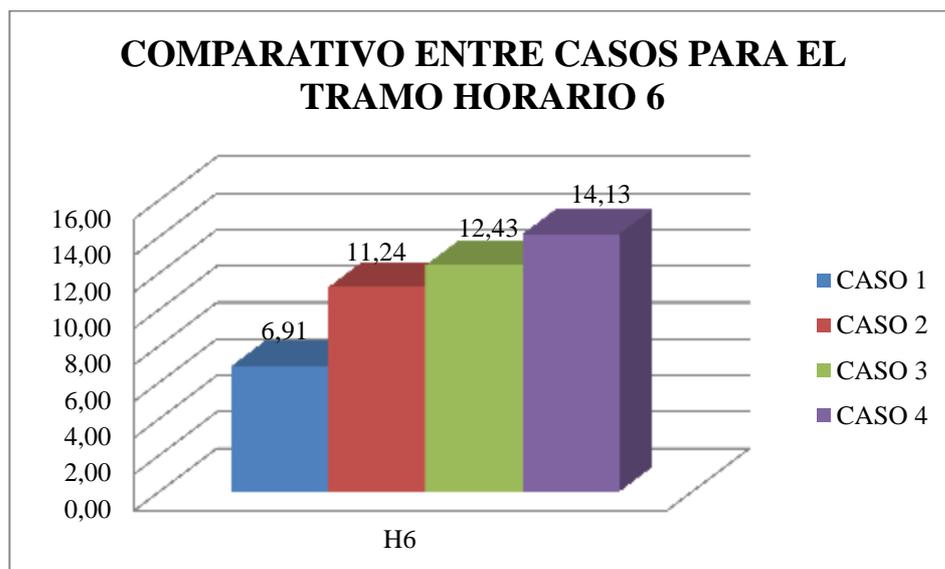


Figura 61. Pérdidas en el transformador 1 para el tramo horario 6

Se analiza claramente, que a más desequilibrio, más pérdidas, llegando incluso a doblar el valor.

Nos queda el caso del promedio en el tiempo. Para ello se expone la Tabla 17. Promedio en el tiempo de las pérdidas en el transformador 1 y la Figura 62. Promedio en el tiempo de las pérdidas en el transformador 1.

Tabla 17. Promedio en el tiempo de las pérdidas en el transformador 1

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
2,42	3,89	4,61	5,63

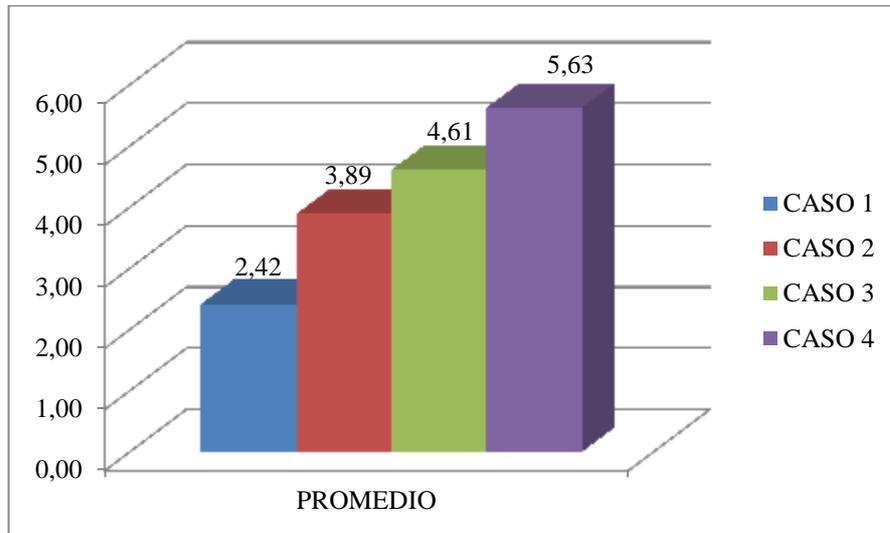


Figura 62. Promedio en el tiempo de las pérdidas en el transformador 1.

Ahora nos ocupa el caso de realizar el mismo estudio, pero para el transformador 2. Por ello, se representan los resultados de forma gráfica:

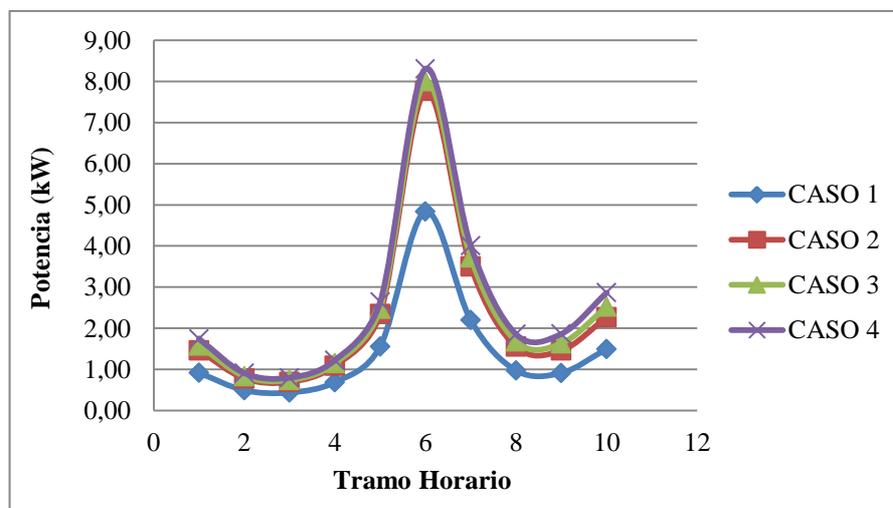


Figura 63. Pérdidas en función del tiempo del transformador 2

Las pérdidas totales en este transformador son menores que en el transformador 1, debido a que de él se alimentan menos cargas monofásicas, y por ello sufre menos desequilibrio.

Se representa para el tramo horario más desfavorable, todos los casos de estudio.

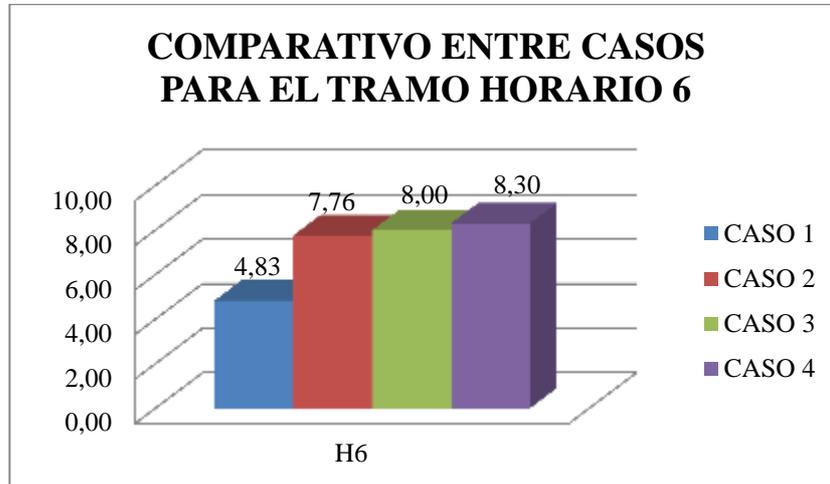


Figura 64. Pérdidas en el transformador 2 para el tramo horario 6

De la Figura 64. Pérdidas en el transformador 2 para el tramo horario 6 se analiza que las pérdidas no varían tan significativamente entre casos. Esto es debido a las cargas que alimenta dicho transformador.

Para finalizar con este KPI, y por tanto con todos los KPIs individuales, sólo queda realizar el promedio en el tiempo.

Tabla 18. Pérdidas promedio en el tiempo en el transformador 2

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
1,45	2,29	2,44	2,62

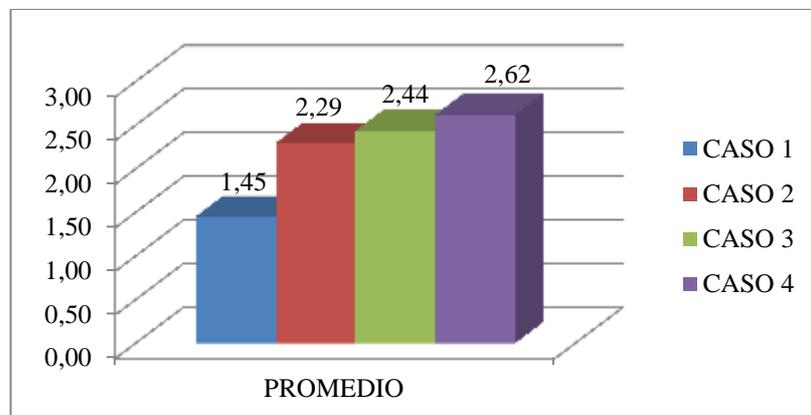


Figura 65. Pérdidas promedio en el tiempo del transformador 2

3.4.2 KPIs Globales

Una vez estudiado cada KPI por nudo y analizado el comportamiento de la red según el desequilibrio que esté sufriendo en cada instante, se da un paso más en el análisis. Con todos los resultados obtenidos, se realizará un valor promedio, para tener una idea global de lo que ocurre en la red en estudio. Caso a caso iremos analizando cada KPI global, ya que algunos KPIs globales pueden llevar a ideas erróneas si no se analiza correctamente.

- Caída de tensión promedio en la red

En este KPI individual se estudiaba la caída de tensión por nudo y fase. A modo representativo se estudió el caso más desfavorable, es decir el nudo más alejado, y en el tramo horario con mayor demanda de carga.

El objetivo de este KPI global sería estudiar la caída de tensión por cada fase independientemente, pero en la totalidad de la red. Es decir, hacer un promedio de todos los KPIs calculados para cada nudo.

A continuación, se exponen los resultados obtenidos gráficamente:

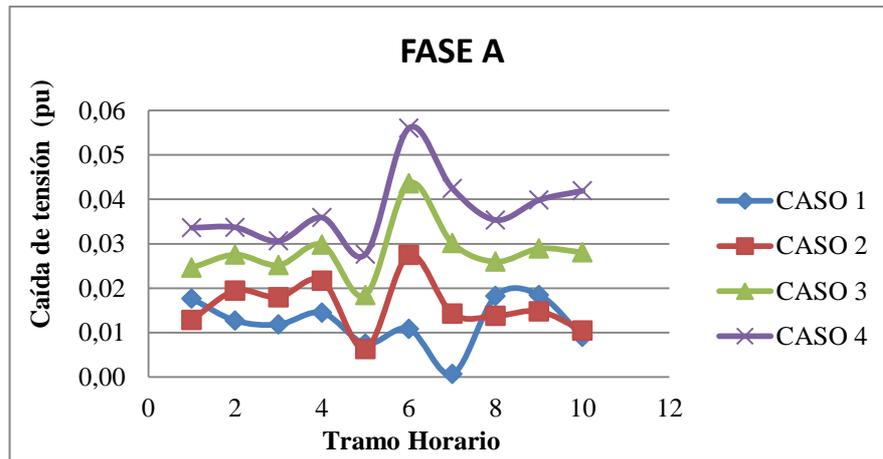


Figura 66. Caída de tensión promedio de la Fase A en función del tiempo

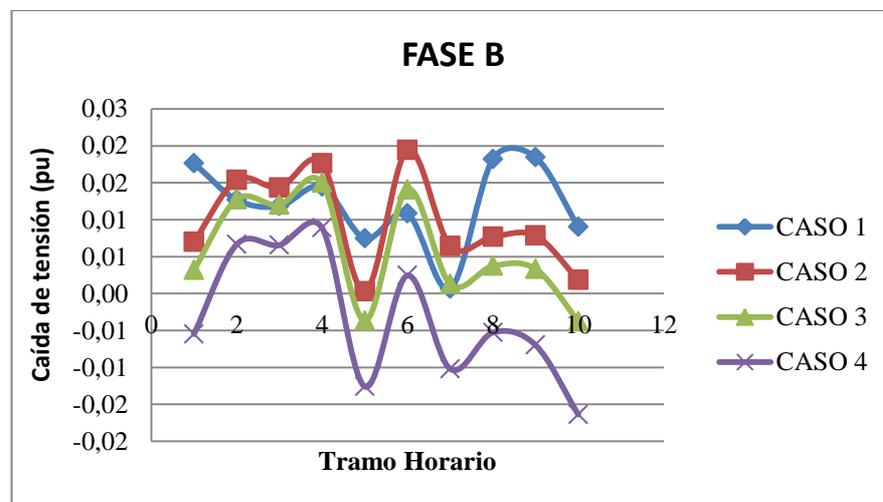


Figura 67. Caída de tensión promedio de la Fase B en función del tiempo

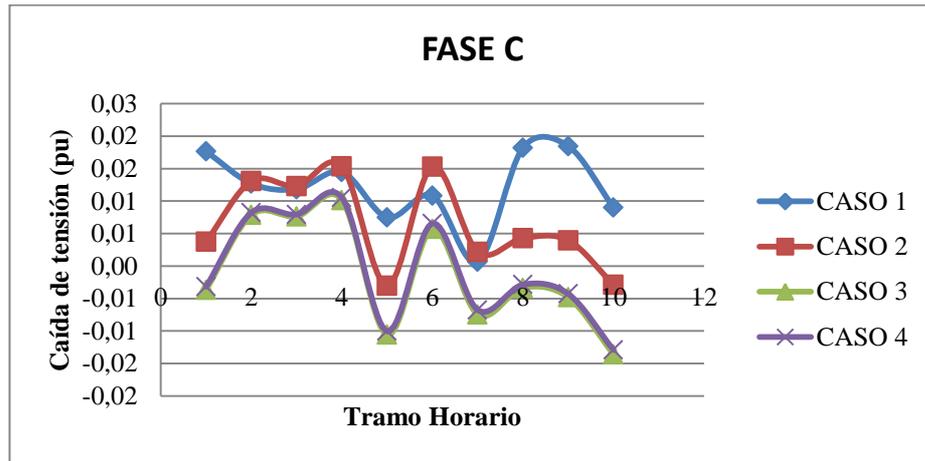


Figura 68. Caída de tensión promedio de la Fase C en función del tiempo

Analizando los resultados anteriores, llama la atención que para un tramo horario con más demanda de carga, tanto para carga industrial como doméstica como es el tramo horario 5 con respecto al tramo horario 4, los valores obtenidos de este KPI sean menores. Lo lógico es que al haber más demanda de carga caiga más la tensión. Este KPI global no puede llevar a la confusión de que este no es así. El fenómeno que ocurre en esta ocasión, es que al ser un KPI global, hace el promedio de valores positivos y negativos, es decir, tanto cuando hay sobretensión como cuando cae la tensión.

Cuando en el tramo horario 5 se tenga en un nudo una caída de tensión muy grande, puede haber en otro nudo una sobretensión debido a una caída de tensión de su fase vecina. Por tanto el sumatorio de este valor será menor que si en el tramo horario 4 sumamos dos valores positivos (caídas de tensión) pero más pequeñas que la caída de tensión máxima en el tramo horario 5.

Dejando a un lado el fenómeno antes mencionado, se pasa a representar los valores obtenidos para el tramo horario 6:

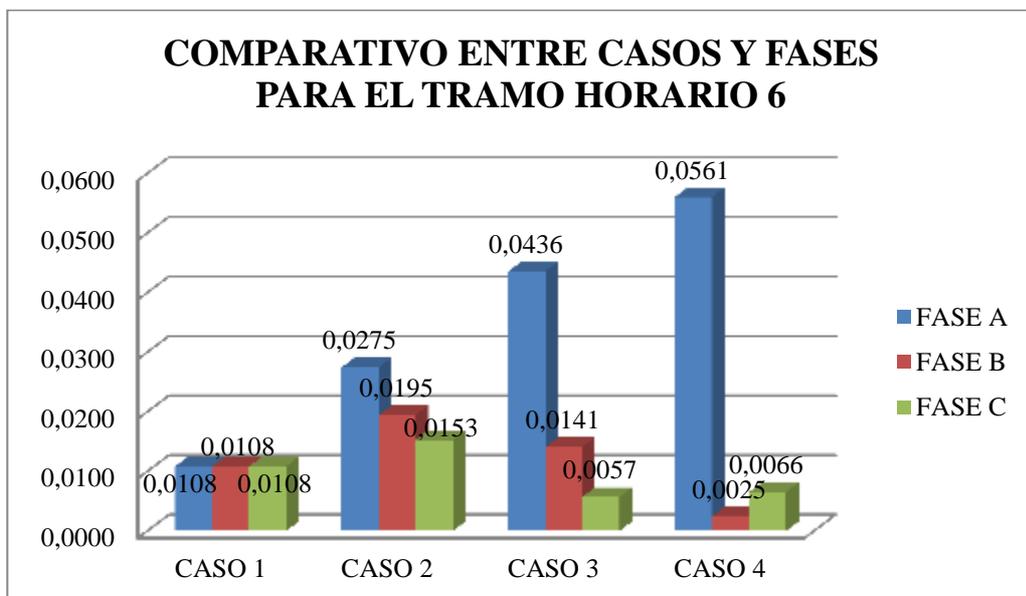


Figura 69. Caída de tensión promedio en la red para el tramo horario 6.

Analizando la Figura 69. Caída de tensión promedio en la red para el tramo horario 6., se confirma cómo para el caso 1 se cumple que las caídas promedio por fase son exactamente iguales, ya que el

caso de estudio es equilibrado trifásico.

A medida que se avanza en los casos y la red sufre más desequilibrio, la caída de tensión promedio en la red en la fase A irá aumentando. Analizando el valor promedio no se llega a alcanzar el máximo permitido del 7%, ya que se compensan las caídas unas con otras.

Para finalizar con este KPI, se realiza el promedio en el tiempo:

Tabla 19. Promedio en el tiempo de la caída de tensión promedio en cada fase

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
A	0,0121	0,0159	0,0282	0,0377
B	0,0121	0,0098	0,0058	-0,0032
C	0,0121	0,0064	-0,0012	-0,0007

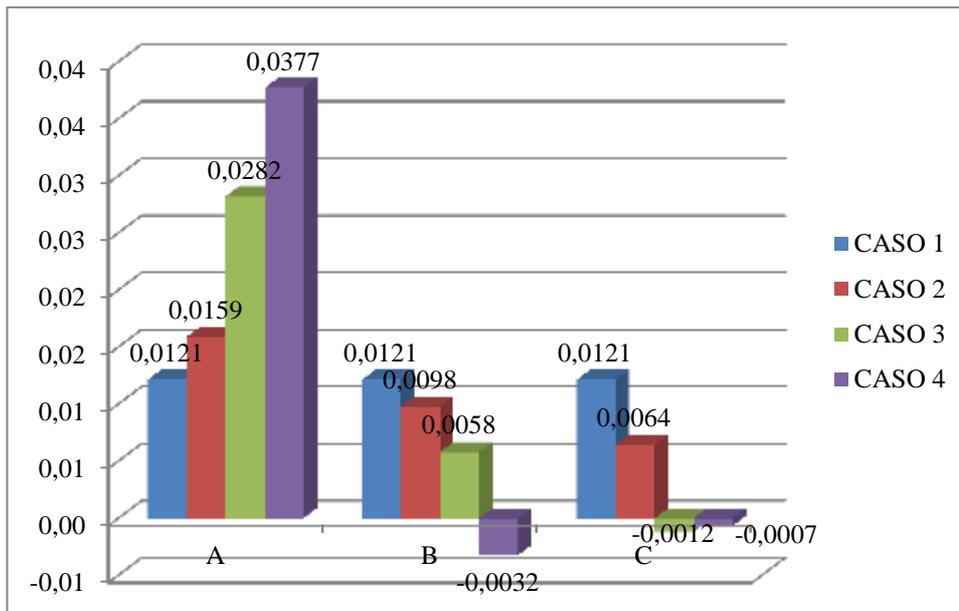


Figura 70. Promedio en el tiempo de la caída de tensión promedio por fase

- Caída de tensión promedio en la red:

Con el KPI global anterior, se analizaba la caída de tensión global por fase. Dando un paso más, el KPI en análisis en este momento estudia la caída de tensión promedio, de la media de las caídas de tensión por cada fase en cada nudo.

Se expone a continuación los valores obtenidos para el posterior análisis de resultados:

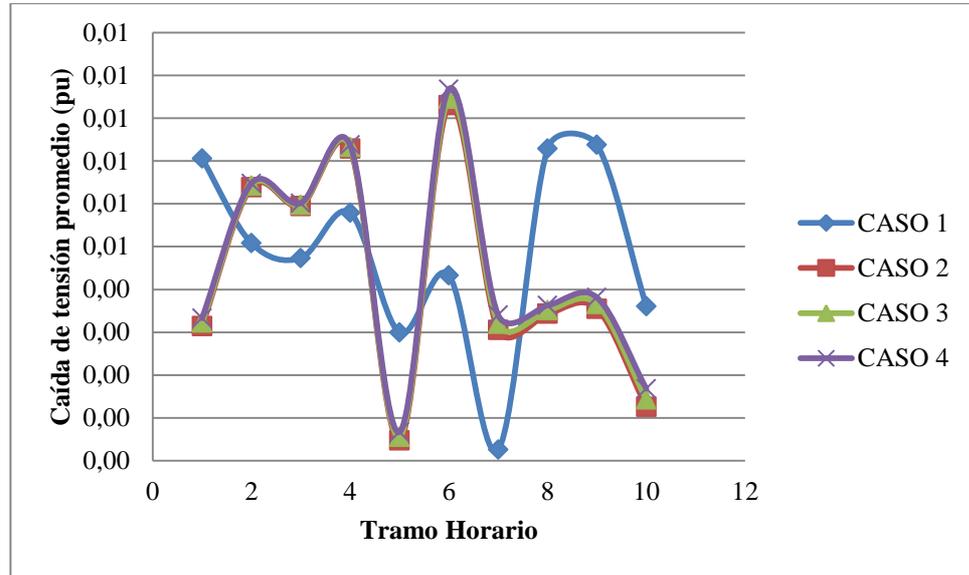


Figura 71. Caída de tensión promedio en la red en función del tiempo

En la Figura 71. Caída de tensión promedio en la red en función del tiempo, se analizan los resultados obtenidos. Cabe destacar que la diferencia entre casos dentro de un mismo tramo horario, no es tan acusada como en los KPIs estudiados con anterioridad. Esto es debido a que el promedio se realiza de las fases, por tanto en el caso dos, por ejemplo, la caída de tensión se encontrará repartida entre las tres fases de una forma más equitativa. Si se analiza el caso 4, la caída de tensión que sufre la fase A es mucho más pronunciada que la B y C, pero el promedio es similar al caso 2.

Para mejor visualización, se muestra a continuación la gráfica correspondiente al tramo horario 6, comparando los distintos casos:

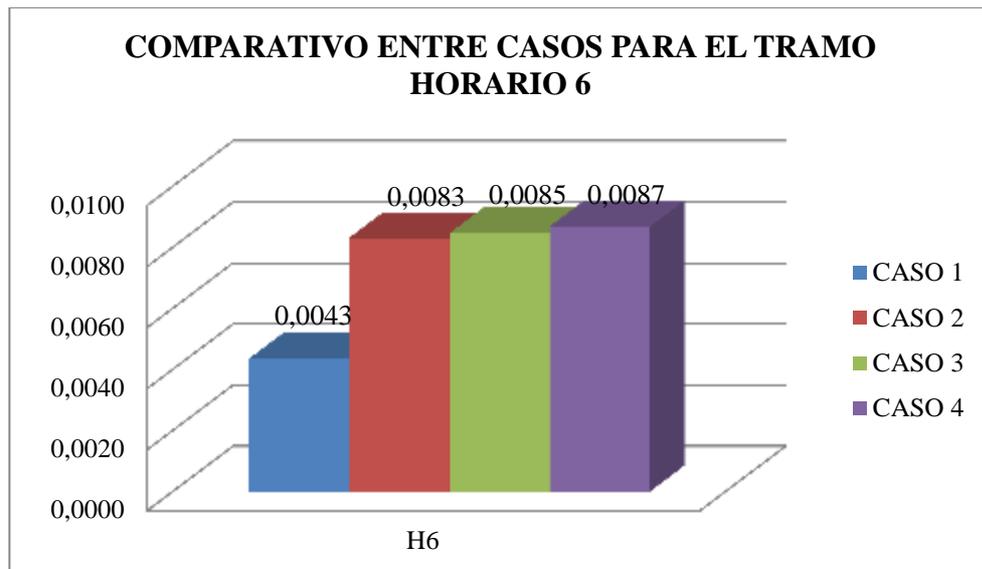


Figura 72. Caída de tensión promedio en la red para el tramo horario 6

En la gráfica se detecta fácilmente lo analizado antes. Para el caso 2, 3 y 4 la diferencia es muy poca con respecto a otros KPIs analizados. La mayor diferencia se presenta entre el caso 1 y los restantes, algo comprensible ya que en el caso ideal trifásico, las caídas de tensión tienen que ser bastantes menores que en los casos desequilibrados.

Para terminar con este KPI, se realiza el promedio en función del tiempo.

Tabla 20. Resultado del promedio en el tiempo de la caída de tensión promedio en la red

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
0,0049	0,0043	0,0044	0,0045

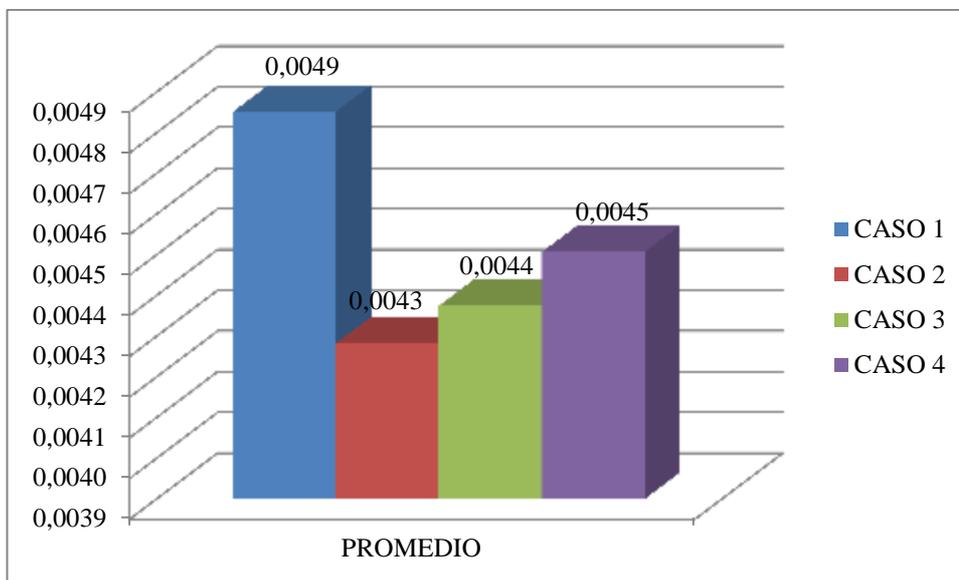


Figura 73. Promedio en el tiempo de la caída de tensión promedio en la red

Que el caso 1 tenga más caída de tensión en esta gráfica no nos puede llevar al error de pensar que en este caso hay más caída de tensión por lo general. Esto se ha explicado antes, esta particularidad se debe a que en los casos en los que existe desequilibrios existen caídas de tensión más pronunciadas pero también sobretensiones, y por ello al hacer el promedio, sucede lo mostrado en la Figura 73. Promedio en el tiempo de la caída de tensión promedio en la red

- Desequilibrio promedio en corriente de secuencia inversa:

Es el paso ahora de realizar el KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia inversa. En el KPI individual se mostró los resultados de dos nudos. Nudo cuyas cargas eran todas monofásicas y otro nudo cuyas cargas eran todas trifásicas. Tenían comportamientos muy diferentes como se mostró. En este caso al ser un KPI global no se podrá estudiar tal diferencia.

Se muestran a continuación los resultados obtenidos de forma gráfica, para todos los casos de análisis en función del tiempo.

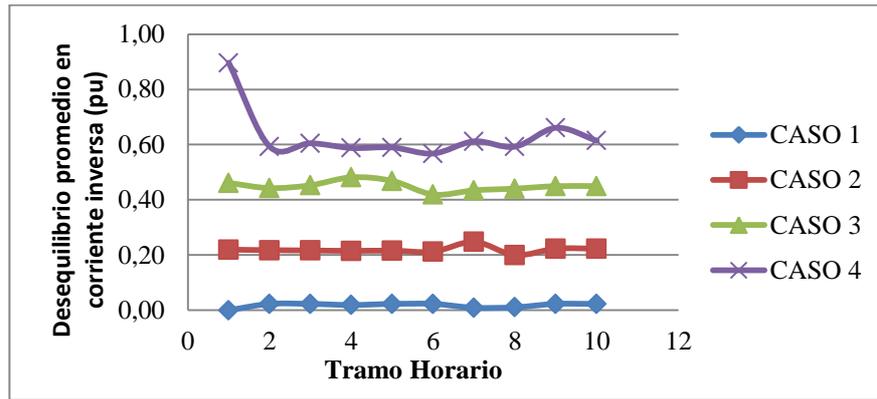


Figura 74. Promedio del desequilibrio en corriente de secuencia inversa en función del tiempo

Analizando los resultados, se concluye que no hay mucha diferencia entre tramos horarios según su carga demandada como en los casos anteriores, la curva es bastante plana en función del tiempo. Por tanto se puede concluir que este KPI depende fuertemente del grado de desequilibrio pero no del tanto por ciento de carga demandada.

Se procede ahora a realizar el promedio en el tiempo para este KPI, para evitar la dependencia con el tiempo:

Tabla 21. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia inversa

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
1,75E-02	0,2190	0,4499	0,6320

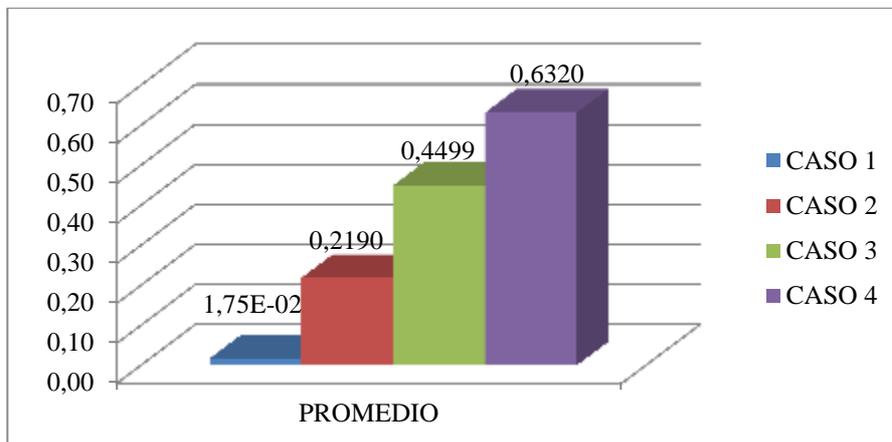


Figura 75. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia inversa

- Desequilibrio promedio en corriente de secuencia homopolar:

Para este caso, el razonamiento es el mismo que el anterior, y cabría esperar que la gráfica dependiente del tiempo no varíe significativamente con el tiempo.

Es el turno de mostrar los resultados, en una gráfica con todos los casos de estudios en función del tiempo:

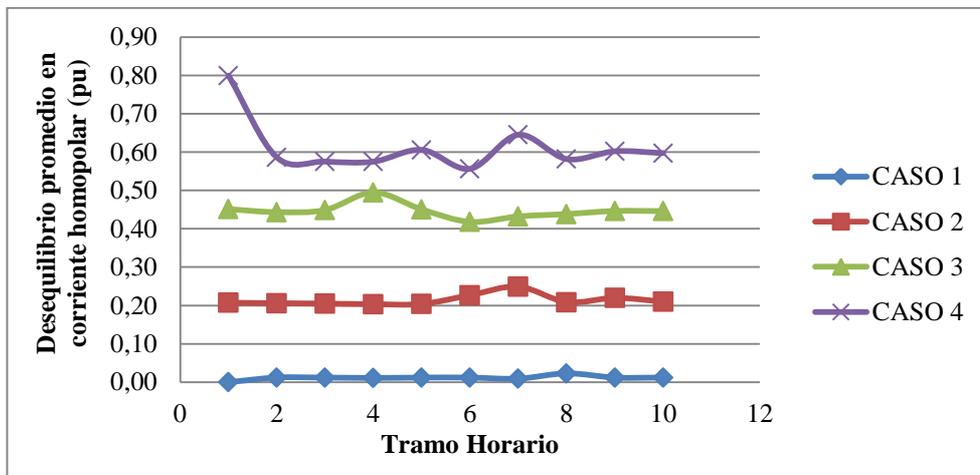


Figura 76. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia homopolar

Se concluye, que ocurre lo mismo que para la secuencia inversa. Aunque la corriente homopolar nos indica el grado de desequilibrio según la corriente que recorre el neutro (corriente que aparece cuando existen cargas monofásicas), el efecto es similar, ya que se hace el promedio entre nudos con cargas monofásicas y nudos con cargas trifásicas.

Se procede ahora a realizar el promedio en el tiempo para este KPI, para evitar la dependencia con el tiempo:

Tabla 22. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia homopolar

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
1,15E-02	0,2140	0,4470	0,6125

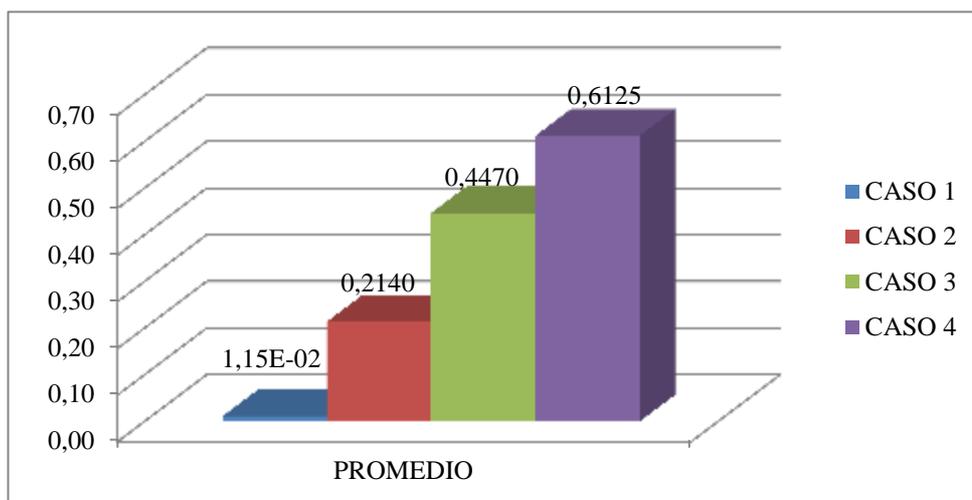


Figura 77. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en corriente de secuencia inversa

- Desequilibrio promedio en tensión de secuencia inversa:

Este KPI consiste en realizar el promedio de los desequilibrios en tensión de secuencia inversa de todos los nudos existentes en la red en estudio. Con este valor, se tendrá un valor global, y una idea general de cómo se ve afectada la secuencia inversa con el desequilibrio para los casos de estudio.

A continuación se exponen los resultados obtenidos para los distintos casos de análisis en función del tiempo:

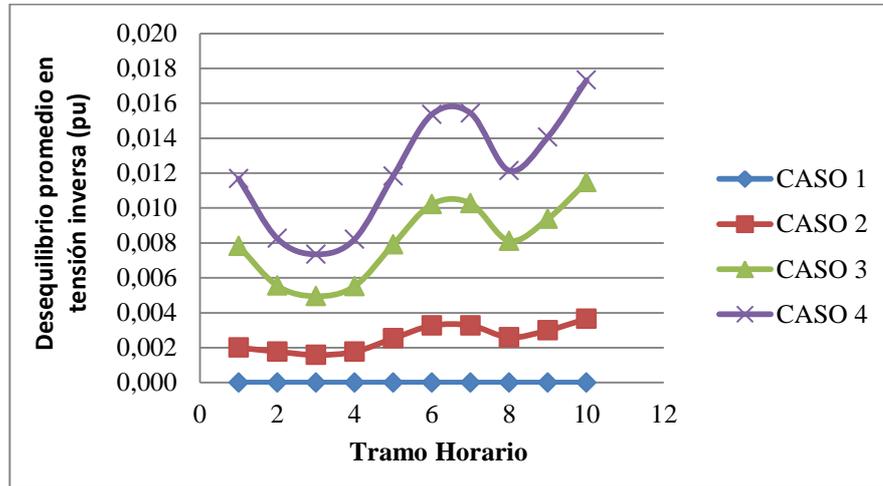


Figura 78. Promedio del desequilibrio en tensión de secuencia inversa en función del tiempo

Con los resultados anteriores, se aprecia cómo es cada vez más acusado el desequilibrio según el paso de los casos, ya que la secuencia inversa adquiere más tensión y ésta es una medida directa del desequilibrio.

La Figura 78. Promedio del desequilibrio en tensión de secuencia inversa en función del tiempo, no lleva a ninguna confusión y se aprecia claramente como aumenta el desequilibrio con lo distintos casos.

Cabe destacar, que en esta ocasión no es el tramo horario 6, el que más desequilibrio sufre.

Mirando valores globales, no se sobrepasa el valor límite del 2 % que impone la norma, esto no pasaba si se analizaban los resultados nudo por nudo.

Para finalizar con este KPI global, se realiza el promedio en el tiempo.

Tabla 23. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en tensión de secuencia inversa

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
1,61E-08	0,0025	0,0081	0,0122

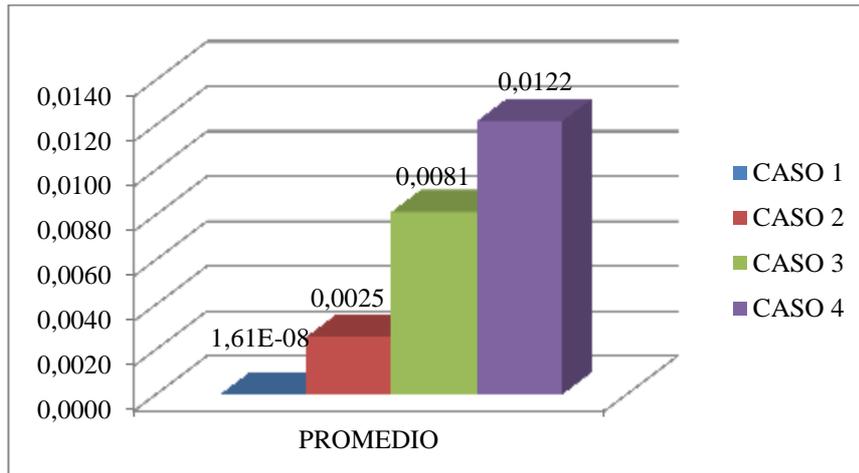


Figura 79. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en tensión de secuencia inversa

- Desequilibrio promedio en tensión de secuencia homopolar:

Siguiendo los pasos para el KPI anterior, ahora se realizaría el mismo procedimiento, pero para la secuencia homopolar.

Se muestran los resultados obtenidos de forma gráfica:

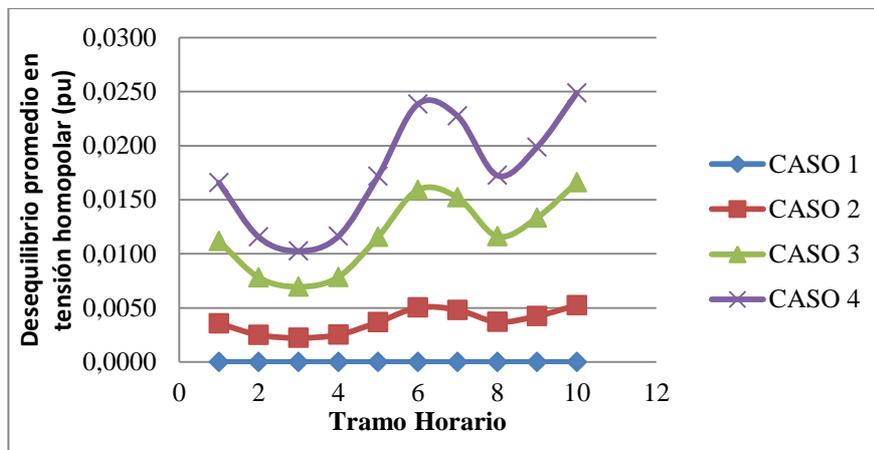


Figura 80. Promedio del desequilibrio en tensión de secuencia homopolar en función del tiempo

Puede analizarse con los resultados mostrados, que tal y como ocurría para los KPIs individuales, los valores de secuencia homopolar son mayores a los valores de secuencia inversa.

Siguiendo con el procedimiento seguido en el presente proyecto, sólo quedaría realizar el promedio en el tiempo:

Tabla 24. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en tensión de secuencia homopolar

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
1,13E-09	0,0038	0,0118	0,0176

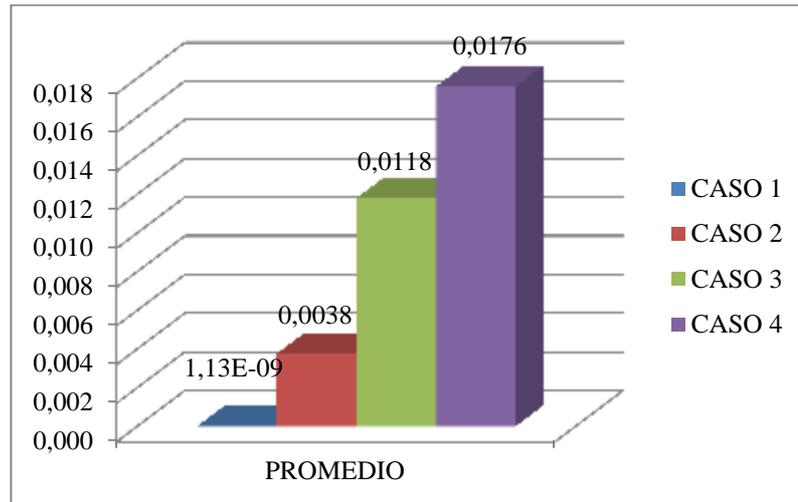


Figura 81. Promedio en el tiempo del KPI global del desequilibrio en tensión de secuencia homopolar

- Pérdidas de la red por fase:

Este KPI realiza el sumatorio de pérdidas por fase en toda la red. Los resultados deben mostrar similitud en tendencia con el KPI individual, pero con números mucho más elevados.

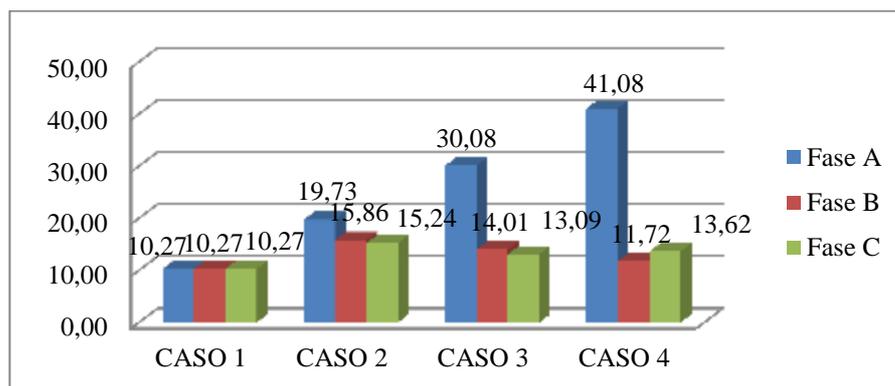


Figura 82. Pérdidas totales por fase en la red para el tramo horario 6

Figura 82. Pérdidas totales por fase en la red para el tramo horario 6 muestra para el tramo horario con más demanda de carga, un comparativo entre todos los casos de análisis. De la gráfica anterior se denotan conclusiones similares al KPI individual. Para el caso 1 las pérdidas son iguales en todas las fases y a medida que transcurren los casos de análisis cada vez más desequilibrados, las pérdidas en A aumentan y en B y C disminuyen ya que demandan menos carga.

Después de la anterior gráfica comparativa, sería interesante también mostrar como varían las pérdidas en función del tiempo:

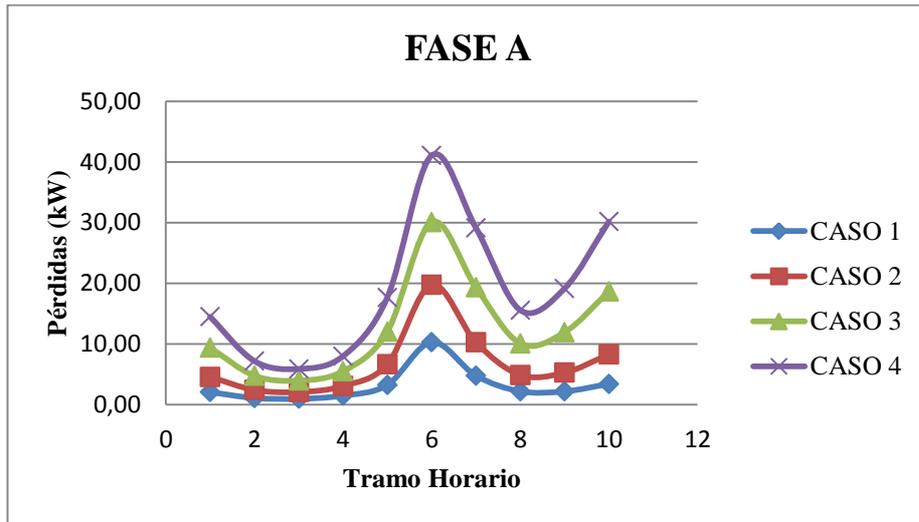


Figura 83. Evolución con el tiempo de las pérdidas en la red por la Fase A

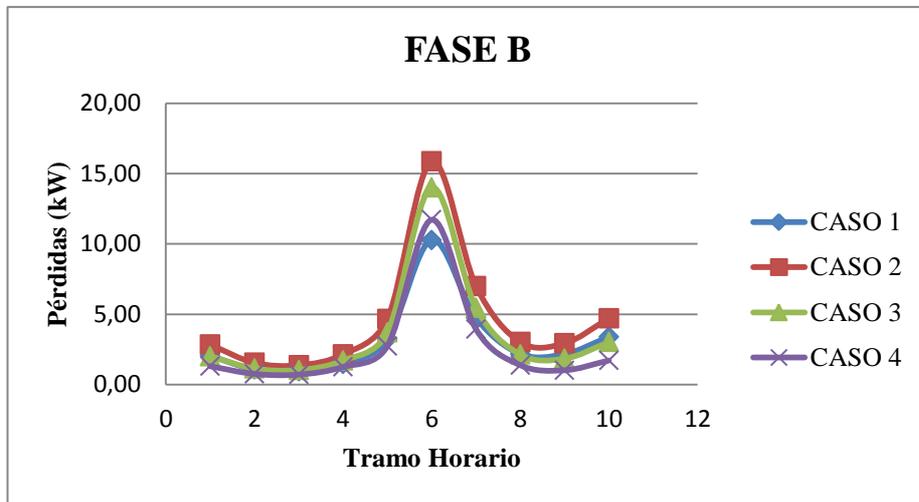


Figura 84. Evolución con el tiempo de las pérdidas en la red por la Fase B

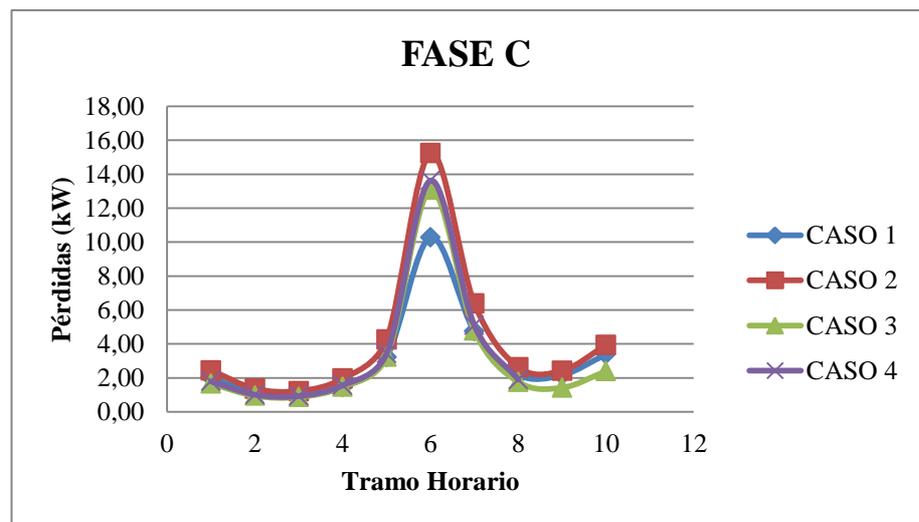


Figura 85. Evolución con el tiempo de las pérdidas en la red por la Fase C

Las pérdidas van variando exactamente igual que la curva de demanda de carga y las pérdidas en la fase A son mucho mayores ya que es la fase que más sufre el desequilibrio.

Para terminar con este KPI global, se realiza el promedio en el tiempo.

Tabla 25. Promedio en el tiempo de las pérdidas totales en la red por fase

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
A	3,2	6,7	12,6	18,8
B	3,2	4,6	3,6	2,7
C	3,2	4,2	3,2	3,4

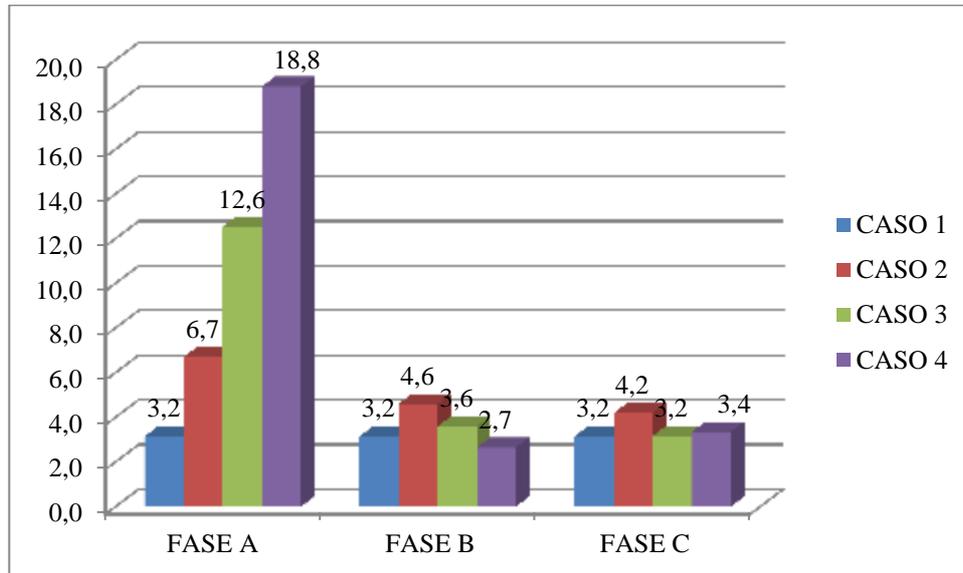


Figura 86. Promedio en el tiempo de las pérdidas totales en la red por fase

- Pérdidas de la red totales

El siguiente KPI muestra las pérdidas de la red totales, sin separar por fases, agrupándolas todas en un solo número. Representando los resultados en función del tiempo, obtenemos la Figura 87. Pérdidas totales en la red en función del tiempo

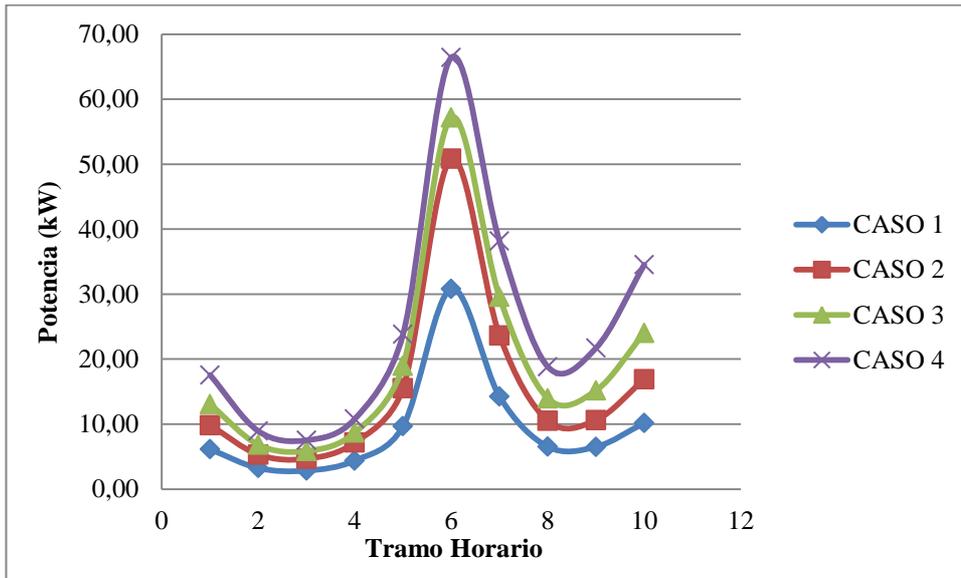


Figura 87. Pérdidas totales en la red en función del tiempo

Analizando la última gráfica, las pérdidas a las que se llega en el tramo 6 para el peor caso, son muy elevadas, tiene un pico bastante pronunciado.

Para concluir nos quedaría realizar el promedio en el tiempo, para obtener un valor representativo.

Tabla 26. Promedio en el tiempo de las pérdidas totales en la red

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
1,90	3,07	3,60	4,44

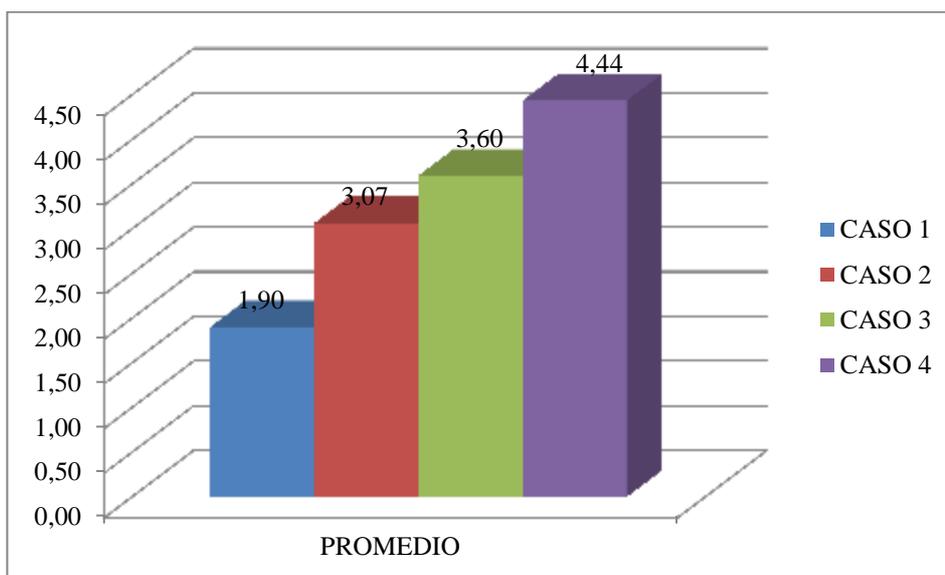


Figura 88. Promedio en el tiempo de las pérdidas totales en la red

- Porcentaje de pérdidas transformador/red

Es interesante estudiar, con respecto a las pérdidas cuáles son en la red y cuáles en los transformadores de los centros de transformación. Por ello, se realiza este estudio y se analiza cómo van variando estas relaciones conformen transcurran los casos.

Realizando las relaciones transformadores/red para todos los casos y tramos horarios, obtenemos los siguientes resultados:

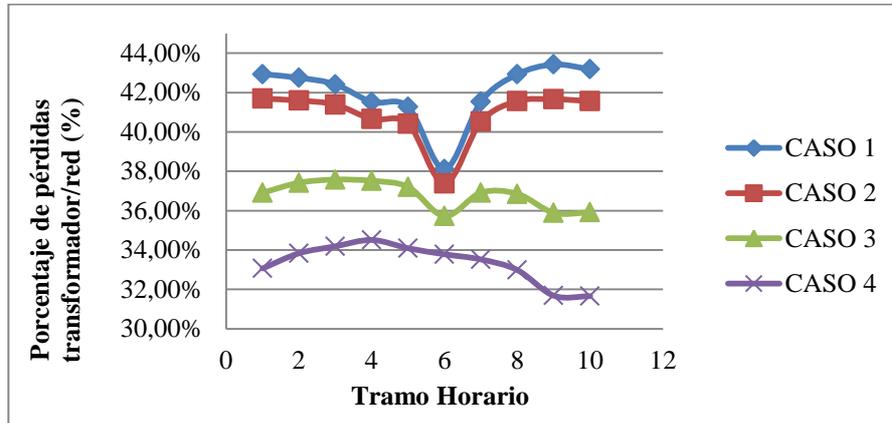


Figura 89. Evolución de la relación de las pérdidas transformadores/red con el tiempo

Al contrario que en todos los KPIs estudiados anteriormente, esta relación se hace mayor conforme menos carga sea demandada. Por tanto el tramo horario 6, es el que menor índice tiene. Cabe analizar también, que al contrario que en los anteriores, el KPI va disminuyendo conforme aumenta el desequilibrio en la red. Esto es porque, a más desequilibrio, las pérdidas afectan más a la red que a los transformadores en proporción.

Para culminar con este KPI global, y seguir el mismo esquema que con los anteriores, se realiza el promedio en el tiempo.

Tabla 27. Promedio en el tiempo de la relación pérdidas transformadores/ red

CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
42,01%	40,84%	36,79%	33,33%

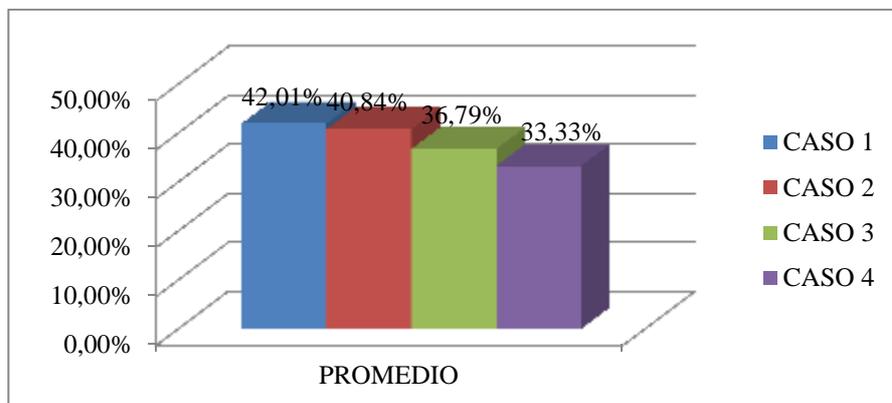


Figura 90. Promedio en el tiempo de la relación pérdidas transformadores/red

4 PROPUESTAS DE MEJORAS DE OPERACIÓN DE REDES DE BT.

Una vez realizado todos los análisis de la red sin ningún tipo de cambio para su mejora, se procede a proponer distintos casos, para mejorar todo lo posible las caídas de tensión inadmisibles que se producen en la red.

4.1 Compensación de reactiva en CTs.

Cuando la red es sometida a un consumo desequilibrado, se demandan diferentes potencias reactivas en los centros de transformación. Esta primera propuesta, consiste en poner unas baterías de condensadores en cada CT, es decir, en el nudo 1 y 25. El cálculo de la batería de condensadores se hará para cada tramo horario. Se pondrá una batería trifásica, que aporte el total de la potencia reactiva consumida por cada fase.

Estas propuestas se van a modelar para los casos 2, 3 y 4, es decir, para los casos desequilibrados.

Se muestran a continuación el valor de la potencia reactiva en kvar. Este valor, es el valor de las baterías de condensadores que se van a modelar con el software.

Se muestran los resultados en dos gráficas por separado, una para el primer CT (Bus 1) y otra para el segundo CT (Bus 25). Estas gráficas son en función del tiempo.

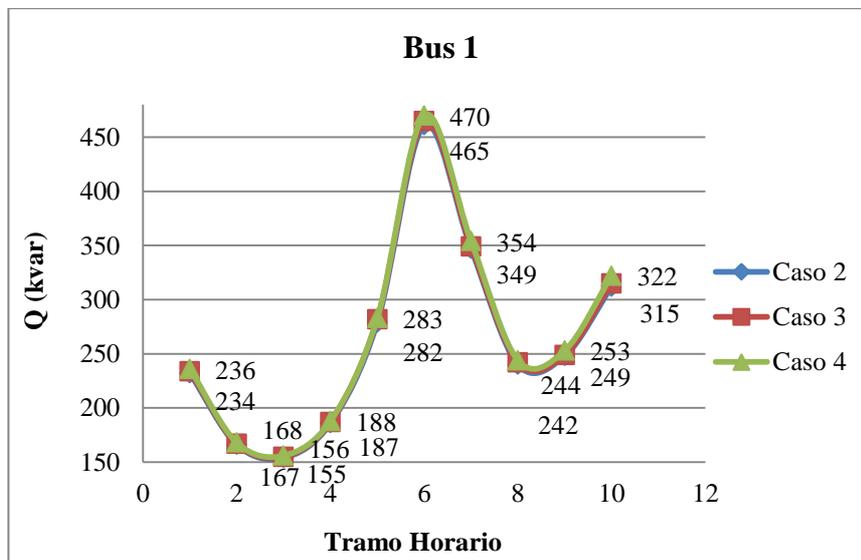


Figura 91. Valor de la batería de condensadores para el CT 1 (bus 1)

Se puede ver cómo la reactiva consumida sigue la curva de demanda de carga. Hay una diferencia muy baja entre los diferentes casos.

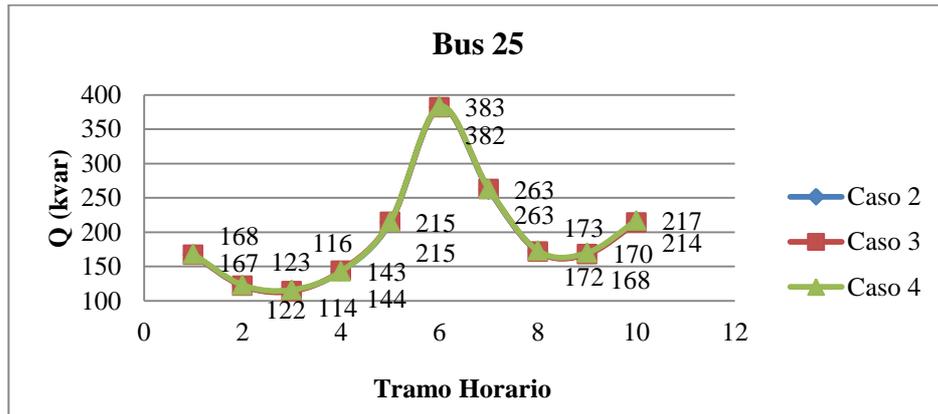


Figura 92. Valor de la batería de condensadores para el CT 2 (bus 25)

Con estos valores de potencia reactiva, se procede a realizar las simulaciones. Una vez realizadas dichas simulaciones, se extraen los resultados y se analizan con los KPIs siguientes.

- Caída de tensión en cada nudo por fase en relación a la tensión nominal U_n :

Se realiza el cálculo de este KPI en el nudo 1 y 25 para ver si hemos mejorado con respecto a los casos bases. Los resultados para el nudo 1 se muestran a continuación de forma gráfica para las distintas fases y casos en función del tiempo.

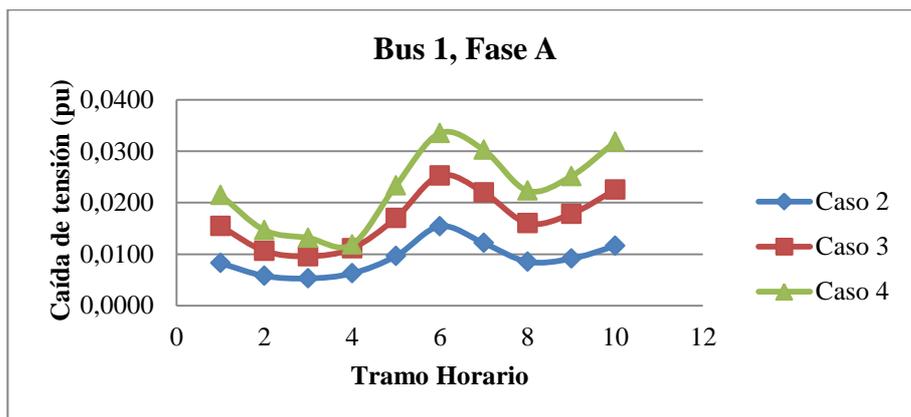


Figura 93. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 1 y la fase A con la primera mejora

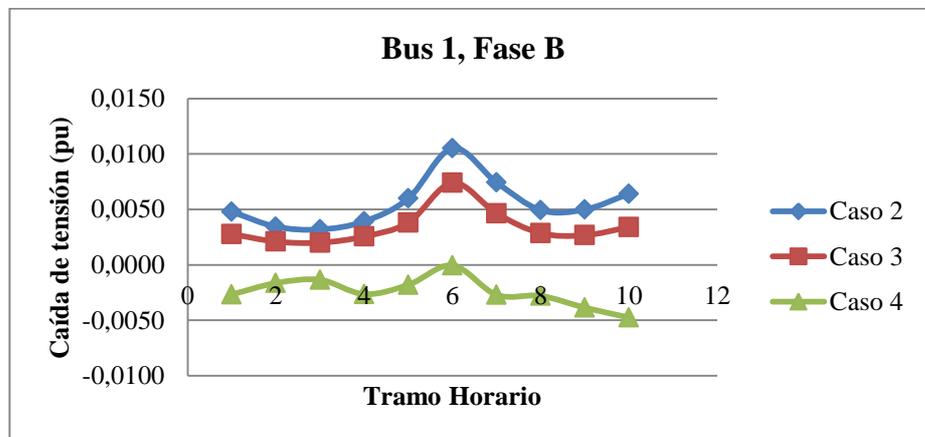


Figura 94. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 1 y la fase B con la primera mejora

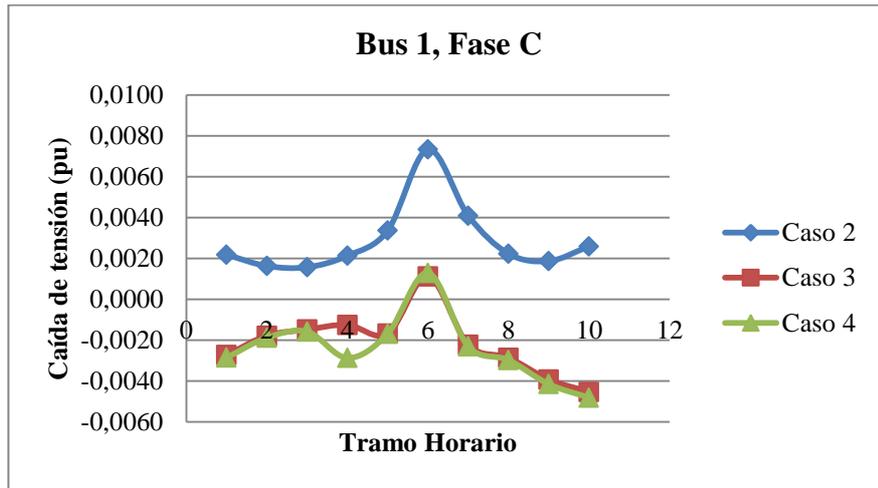


Figura 95. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 1 y la fase C con la primera mejora

Con los resultados anteriores podemos ver, como los resultados siguen la tendencia que seguían en los análisis iniciales sin mejoras. Siguen la línea de tendencia, según el caso de análisis para la fase A se nota el desequilibrio sufrido, etc. Pero lo interesante aquí, es mostrar los resultados anteriores comparándolos con los casos iniciales sin mejoras. Para ello se muestra a continuación unas gráficas comparativas:

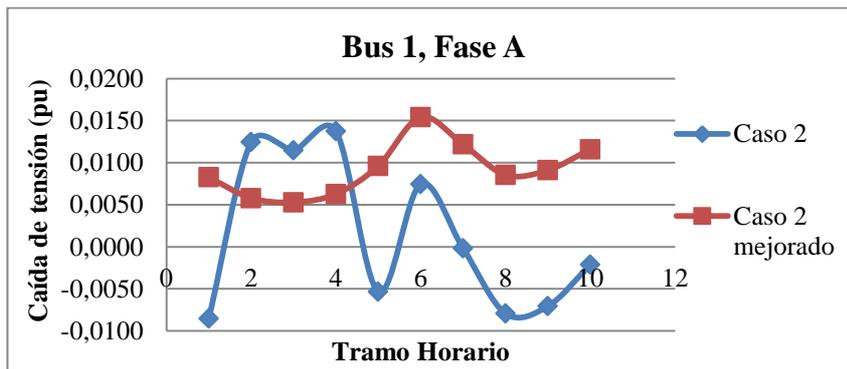


Figura 96. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase A

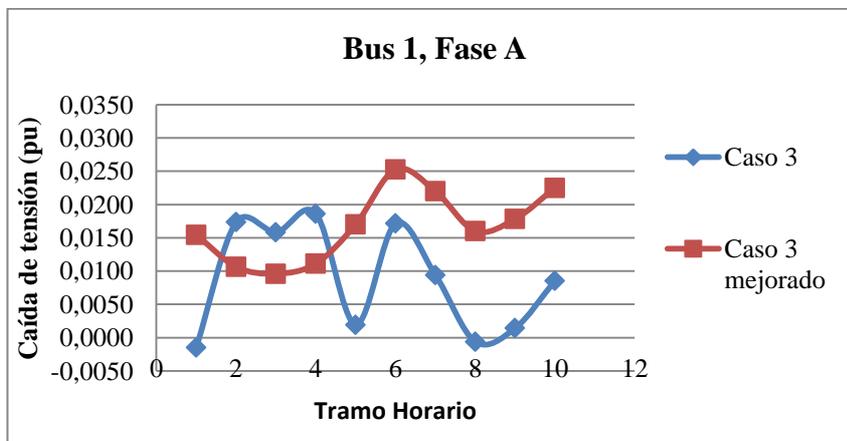


Figura 97. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase A

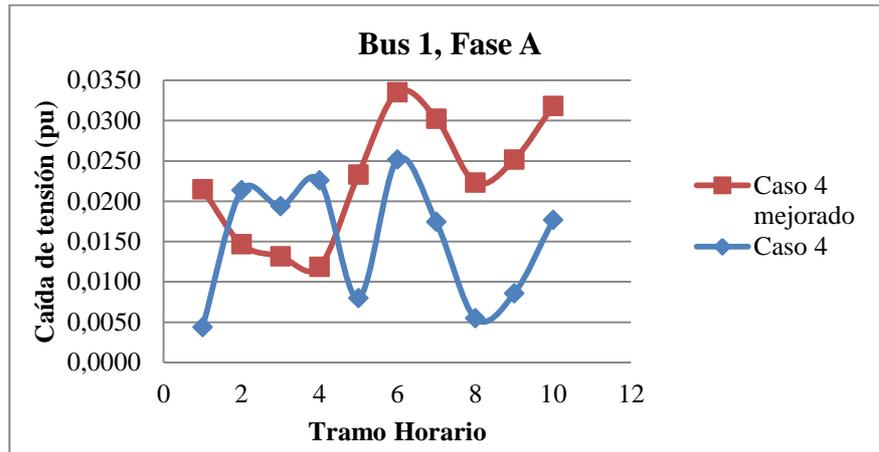


Figura 98. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase A

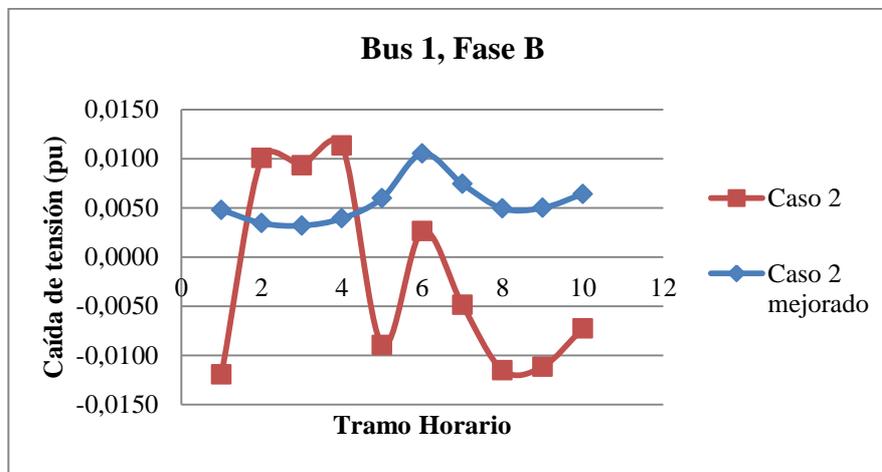


Figura 99. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase B

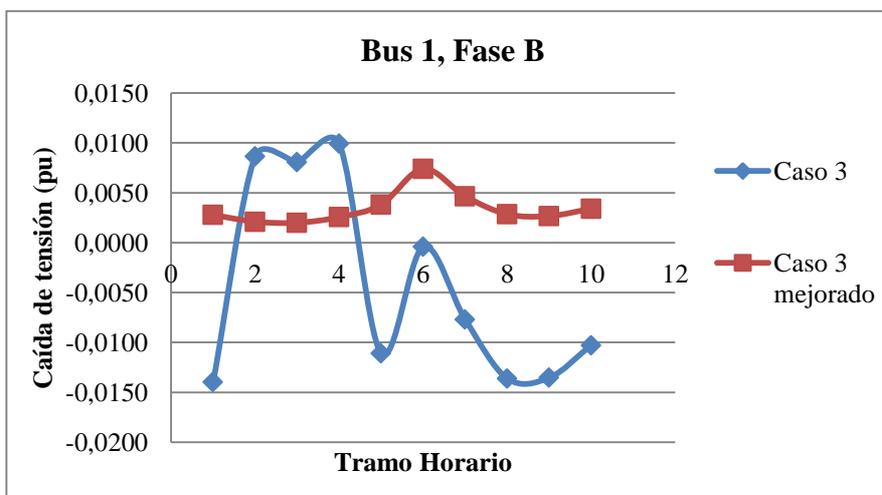


Figura 100. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase B

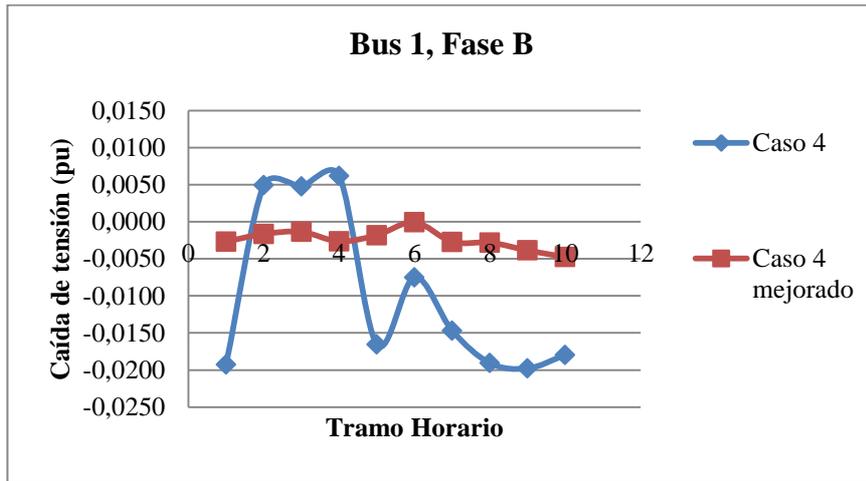


Figura 101. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase B

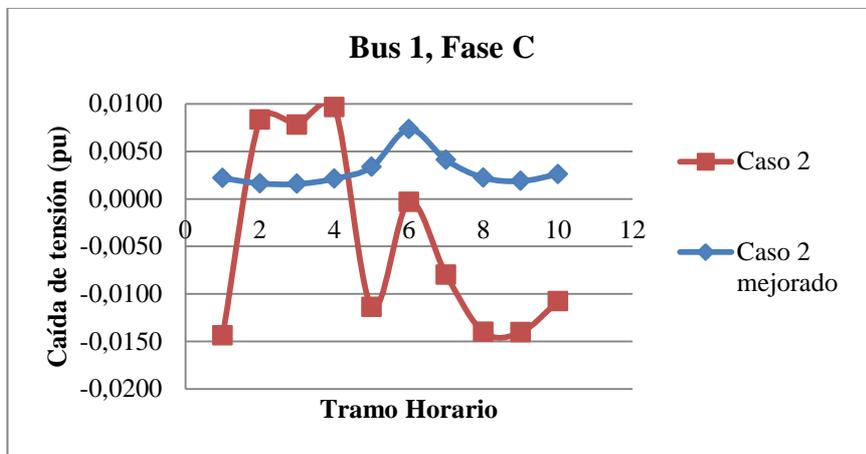


Figura 102. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase C

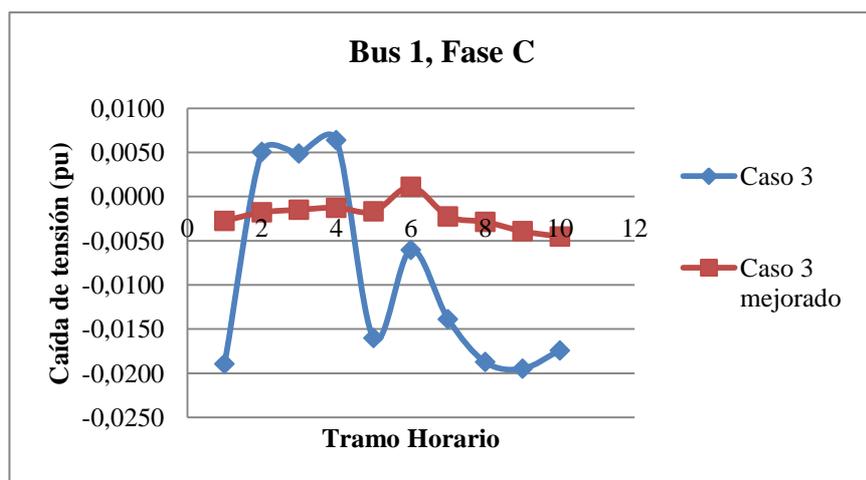


Figura 103. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase C

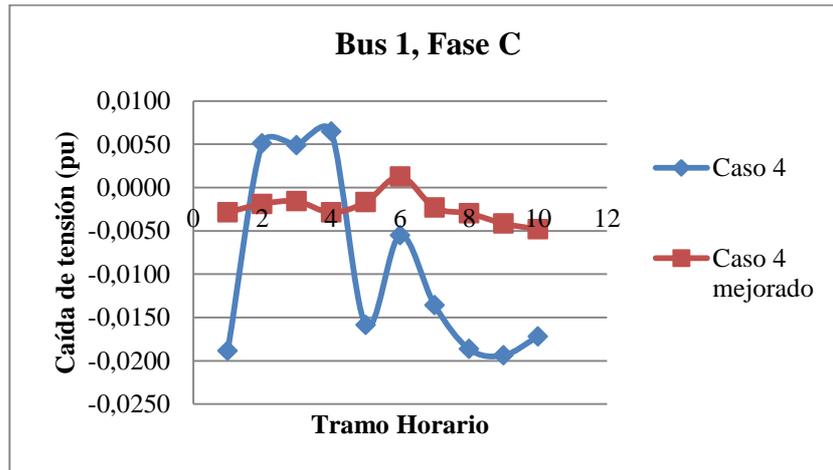


Figura 104. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase C

Al analizar los resultados anteriores, vemos que no siempre esta solución es una mejora.

A la vista de las gráficas mostradas, se analiza que para el caso de la fase A, esta propuesta sólo mejora las caídas de tensión en los casos en los que la carga demandada es baja. Si nos vamos al caso extremo, tramo horario 6, que es el que más demanda de carga tiene asociado, no sólo no lo mejora, si no que incluso lo empeora y bastante.

Por el contrario para la fase B y C, si se visualizan mejoras en todos los casos, más en C en que B, pero en todo caso siempre existen mejoras.

Este fenómeno es debido a que cada fase demanda una potencia reactiva diferente, pero la batería de condensadores es trifásica, inyecta potencia por igual. Para la fase C y B, al tener menos desequilibrio, requieren menos potencia reactiva, por ello es suficiente con la batería modelada.

Por el contrario, para la fase A, se le esta inyectando menos potencia reactiva que la que demanda, por ello no mejora su caída de tensión.

A continuación se muestran los resultados para el nudo 25:

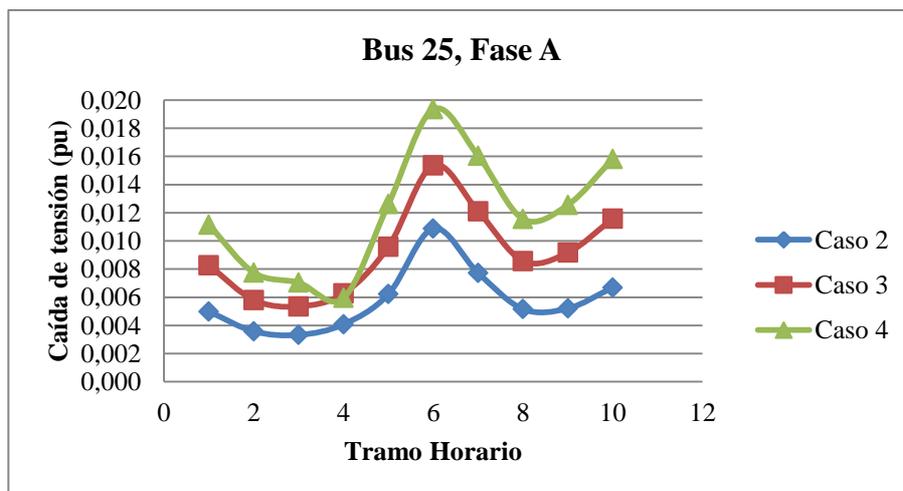


Figura 105. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 25 y la fase A con la primera mejora

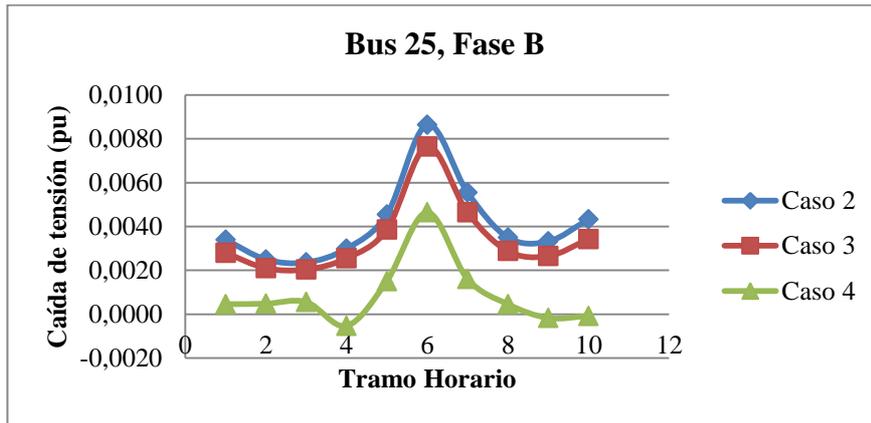


Figura 106. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 25 y la fase B con la primera mejora

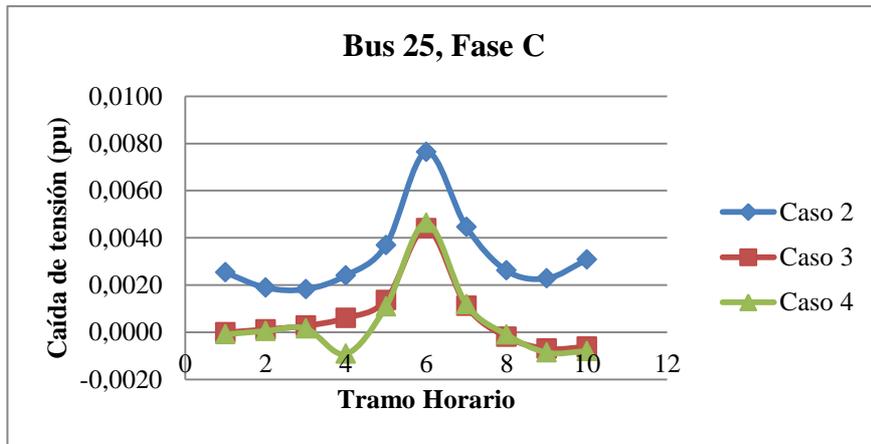


Figura 107. Resultados del KPI caída de tensión para el bus 25 y la fase C con la primera mejora

En el caso de este nudo, los resultados siempre se mejoran ya que las caídas de tensión son pequeñas en comparación con el nudo 1, al tener casi todas las cargas trifásicas. Por ello, centramos más los análisis de mejoras en el nudo 1.

- Caída de tensión media por nudo:

Para tener una idea más global de los resultados, se va a calcular la caída de tensión media en el nudo 1 y 25. A continuación se exponen los resultados de dicho KPI:

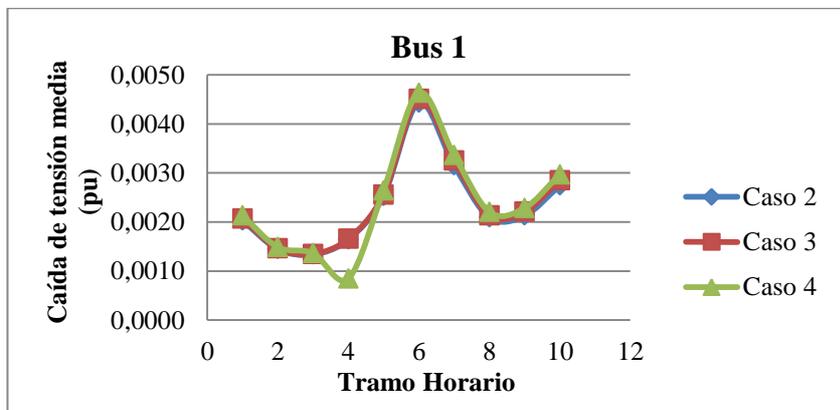


Figura 108. Resultado del KPI caída de tensión media para el nudo 1 con la primera mejora

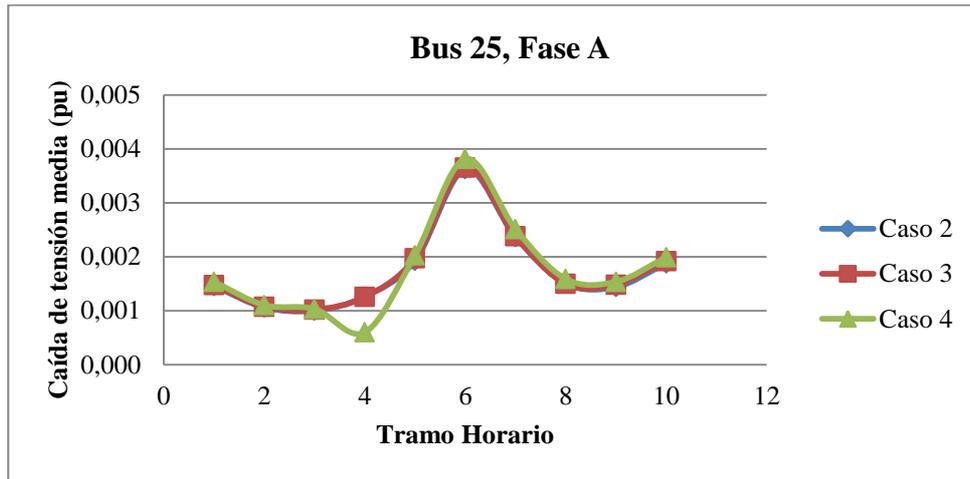


Figura 109. Resultado del KPI caída de tensión media para el nudo 25 con la primera mejora

Para verificar bien que mejoras existen, se muestran un comparativo entre el caso mejorado y sin mejorar.

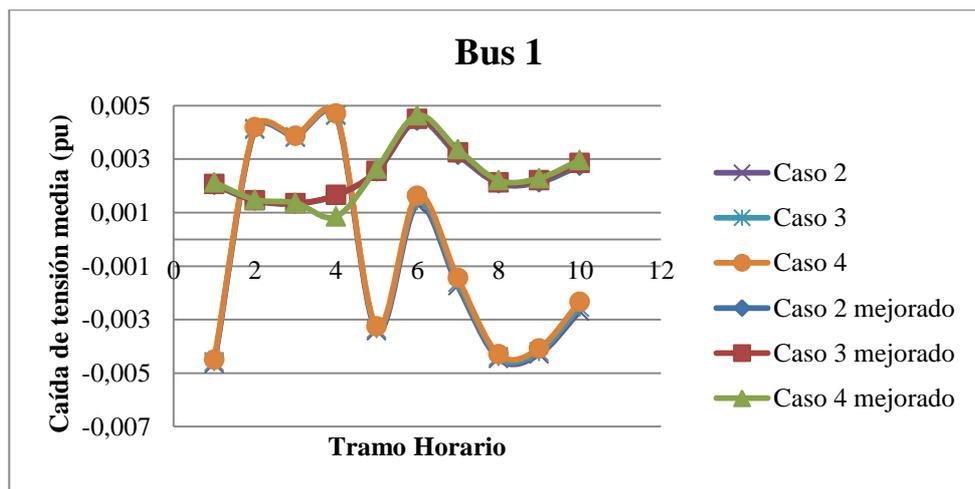


Figura 110. Comparativo para el KPI caída de tensión media entre los casos mejorados y sin mejorar

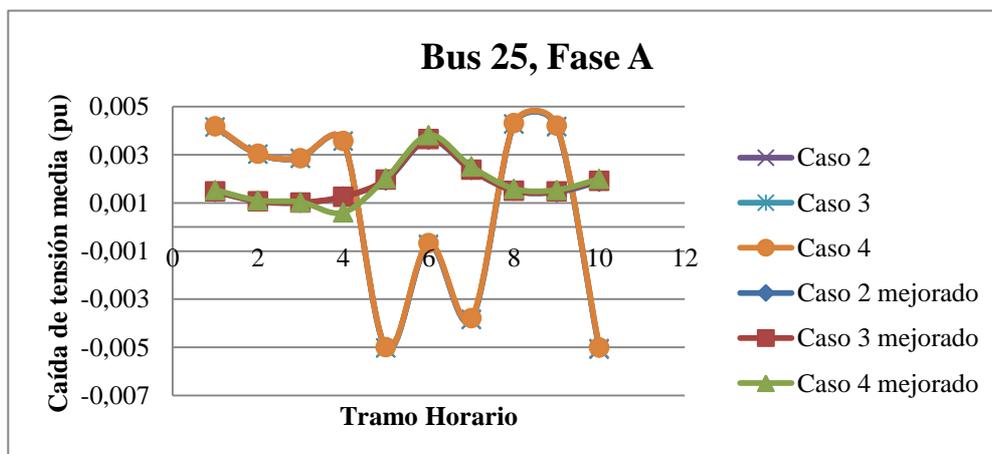


Figura 111. Comparativo para el KPI caída de tensión media entre los casos mejorados y sin mejorar

Los resultados para el KPI caída de tensión media sigue la misma tendencia que el KPI anterior. En este caso, vemos que la diferencia entre casos de análisis es mínima y lo que conseguimos es que la caída de tensión se haga más constante y no varíe tanto con el desequilibrio producido.

Como ocurría antes, las mejoras se producen en los casos donde la carga demandada es menor.

- Pérdidas en transformadores MT/BT:

Por último, para analizar las mejoras que se han producido añadiendo la batería de condensadores, se van a analizar las pérdidas sufridas en los transformadores.

Los resultados se van a mostrar comparándolos con el caso sin mejorar:

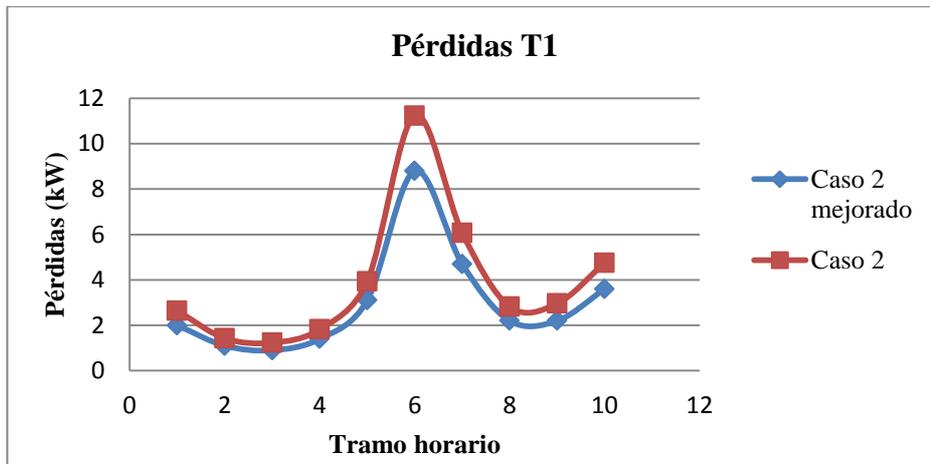


Figura 112. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 2 mejorado y sin mejorar

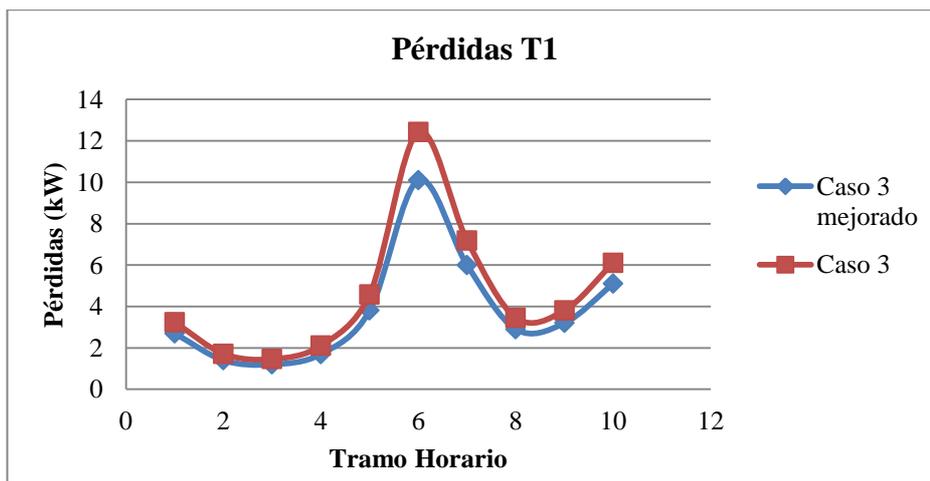


Figura 113. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 3 mejorado y sin mejorar

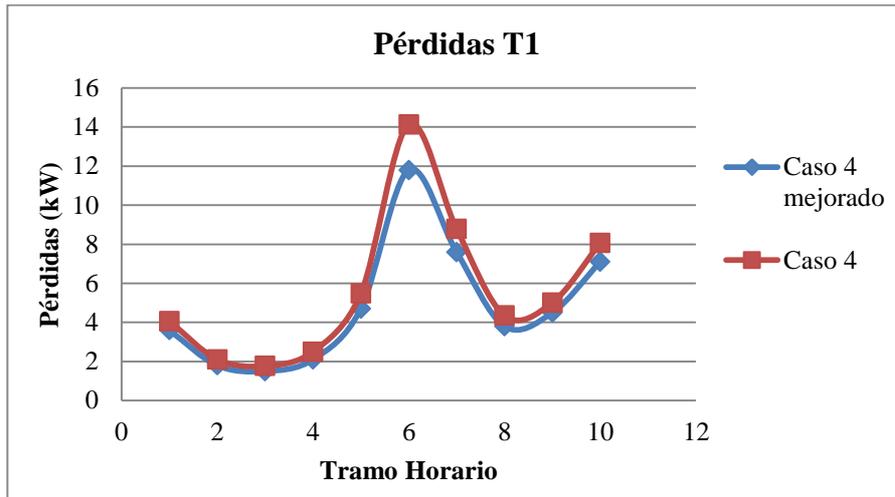


Figura 114. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 4 mejorado y sin mejorar

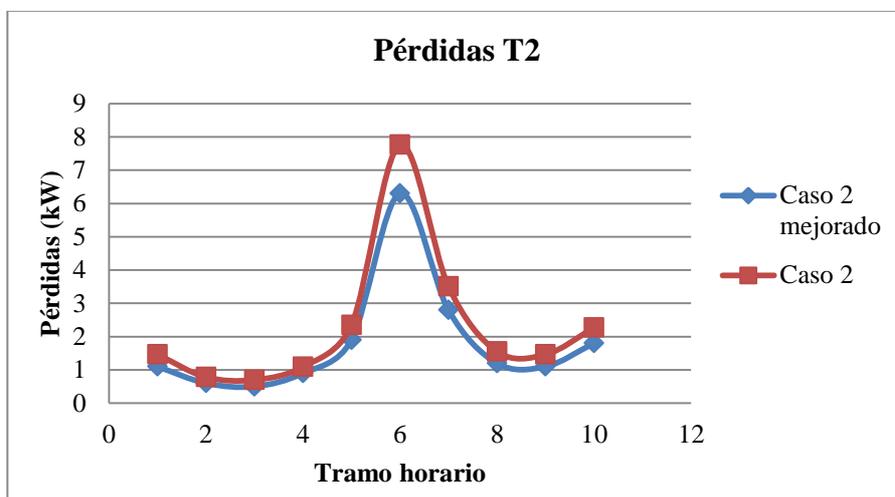


Figura 115. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 2 mejorado y sin mejorar

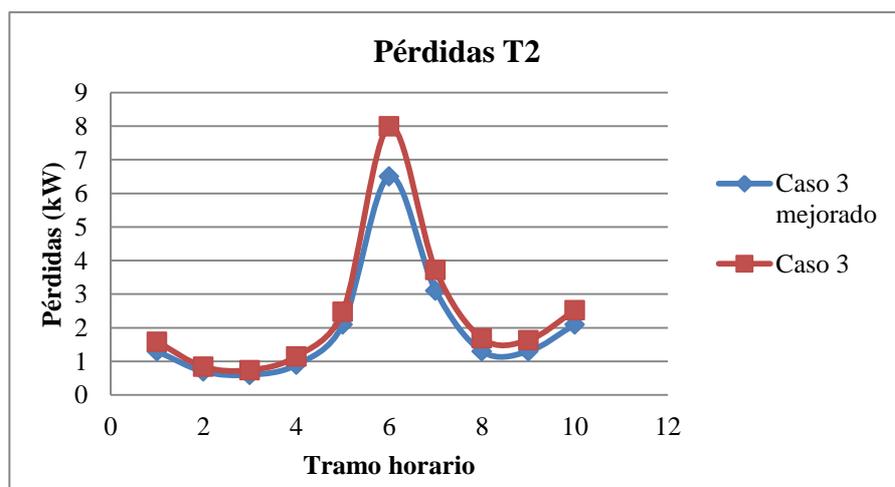


Figura 116. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 3 mejorado y sin mejorar

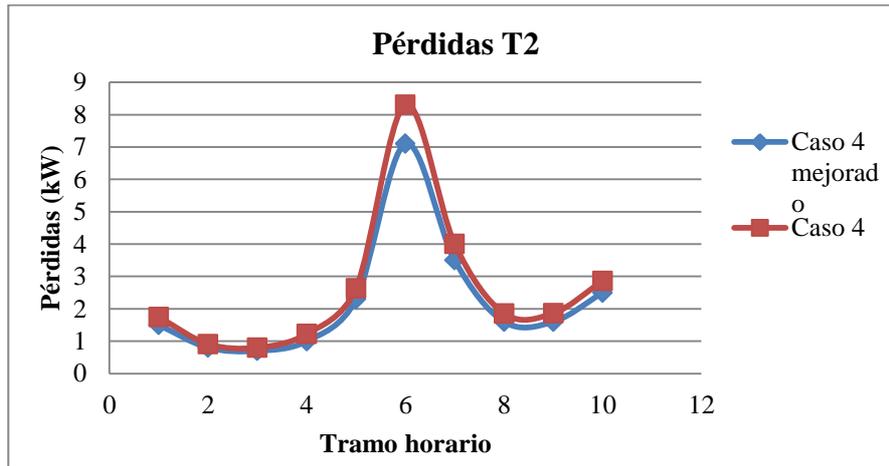


Figura 117. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 4 mejorado y sin mejorar

Analizando los resultados, se concluye que existen mejoras en todos los casos y para los dos transformadores. El hecho de compensar reactiva mediante la batería de condensadores, ha regulado las pérdidas y han sufrido una disminución. Hecho importante y a destacar.

4.2 Compensación de desequilibrios en CTs

Dando un paso más en mejorar las caídas de tensión en los centros de transformación, se propone compensar el desequilibrio en CTs. Para llevar a cabo esto, se calculan las potencias activas y reactivas por fase demanda.

Para el caso de las potencias reactivas, en este caso se compensarán por fase no como en el caso anterior. Para ello se calculará la potencia reactiva por fase y se pondrá un condensador monofásico de dicho valor.

Para el caso de las potencias activas, una vez se hayan calculado las potencias demandadas por fase, se pretende lograr que la potencia activa sea igual para las tres fases. Para ello, una vez tengamos las potencias, se realizará la media de las tres fases. Mediante cesión o absorción de potencia activa, se logrará tener la media en todas las fases.

A continuación se muestran los valores de potencias reactivas y activas consumidas en los nudos 1 y 25.

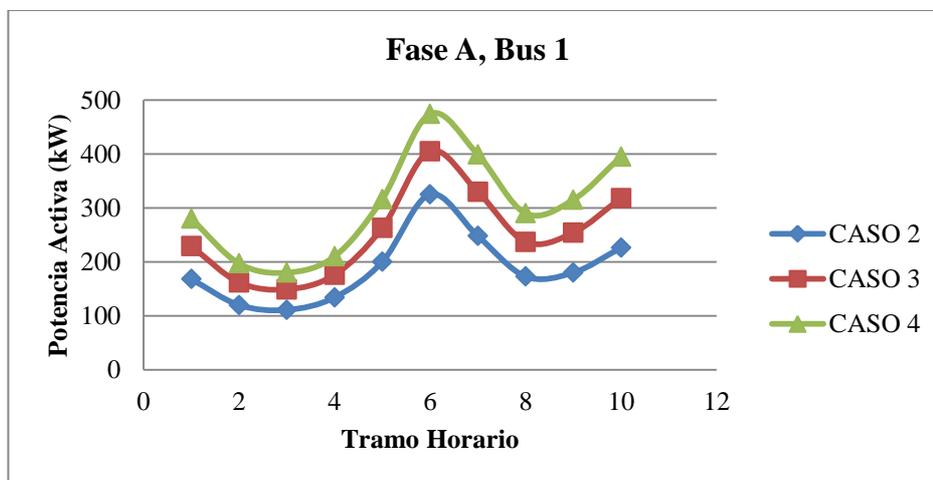


Figura 118. Potencia Activa Consumida por la fase A en el nudo 1

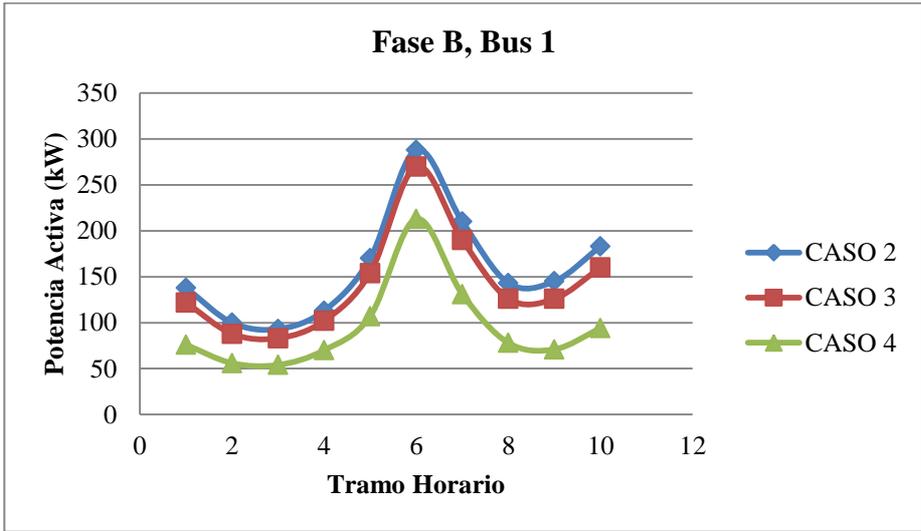


Figura 119. Potencia Activa Consumida por la fase B en el nudo 1

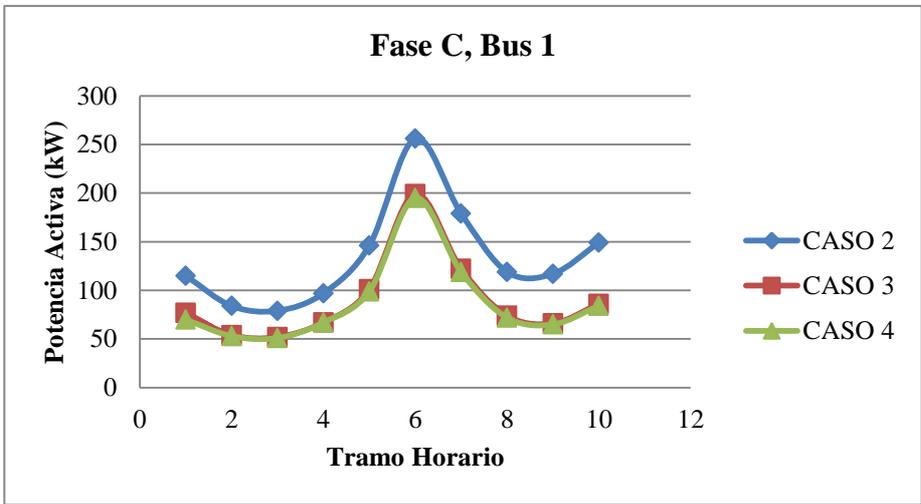


Figura 120. Potencia Activa Consumida por la fase C en el nudo 1

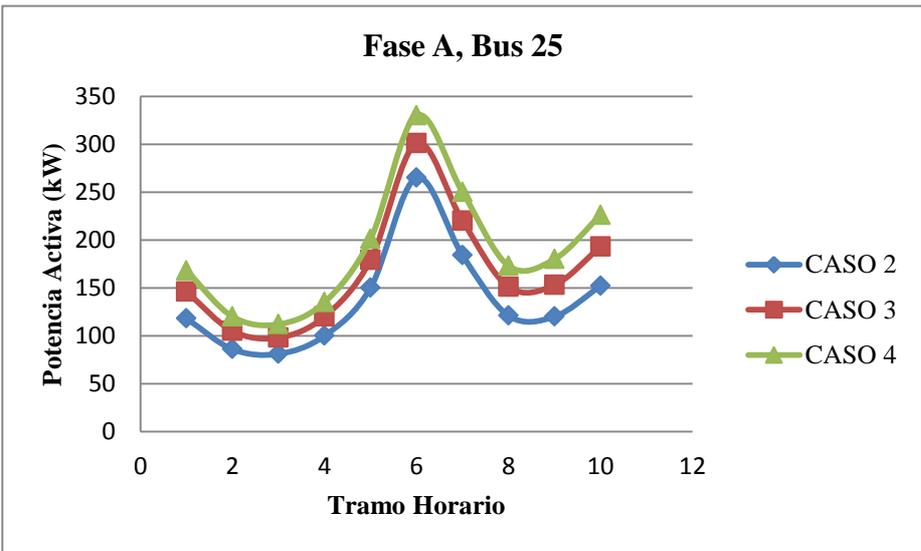


Figura 121. Potencia Activa Consumida por la fase A en el nudo 25

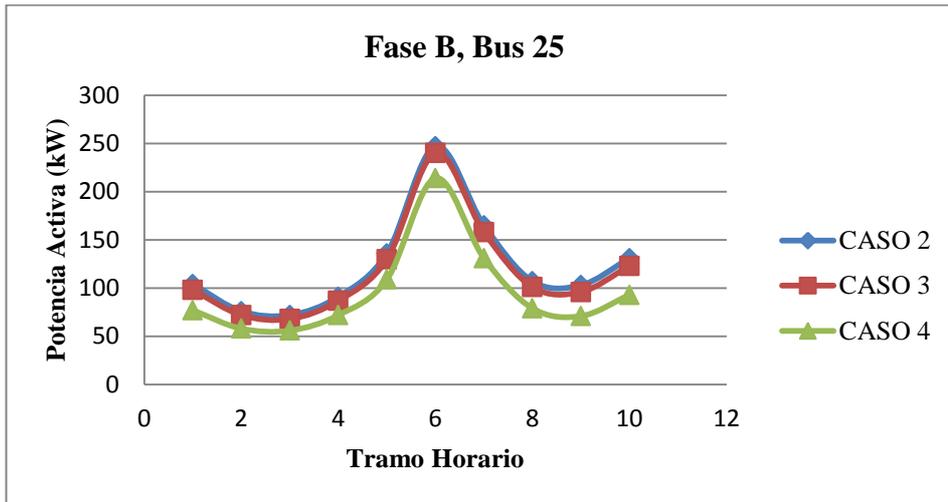


Figura 122. Potencia Activa Consumida por la fase B en el nudo 25

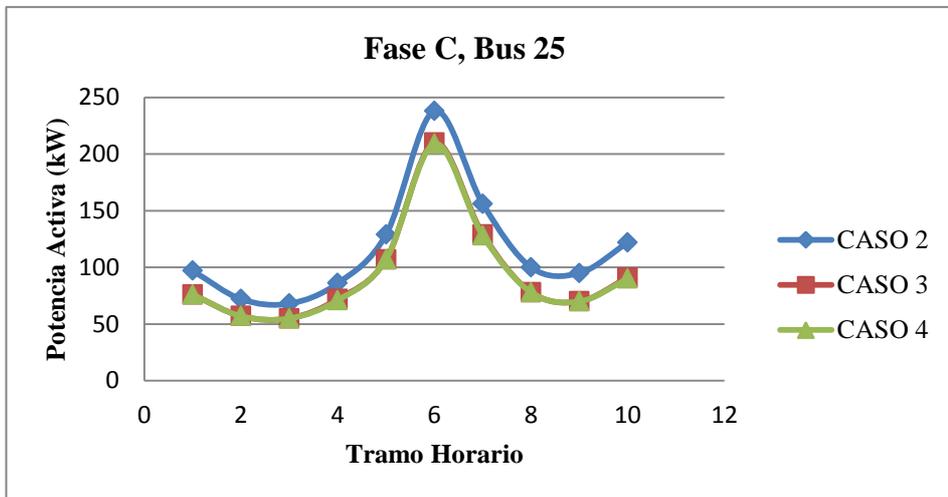


Figura 123. Potencia Activa Consumida por la fase C en el nudo 25

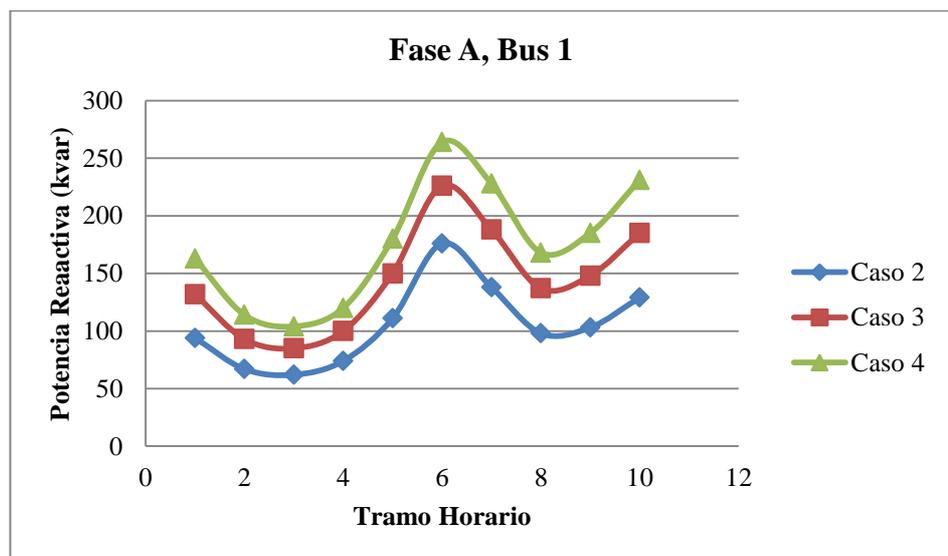


Figura 124. Potencia Reactiva Consumida por la fase A en el nudo 1

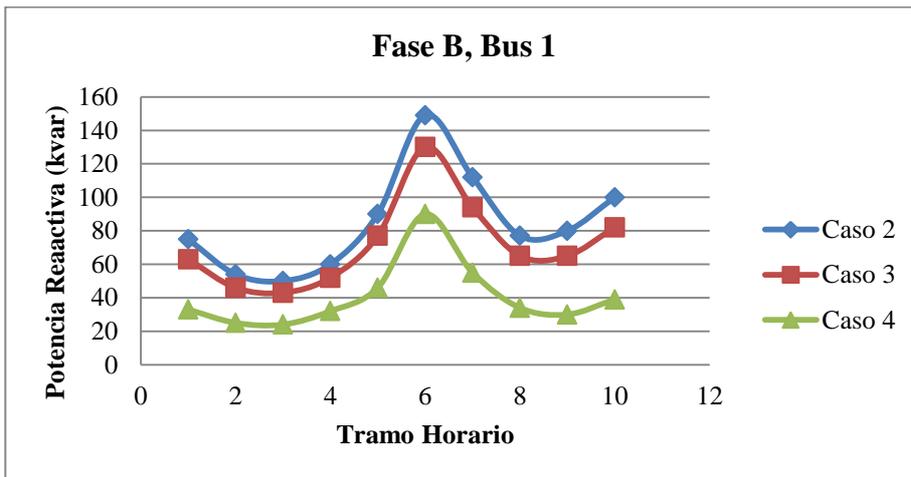


Figura 125. Potencia Reactiva Consumida por la fase B en el nudo 1

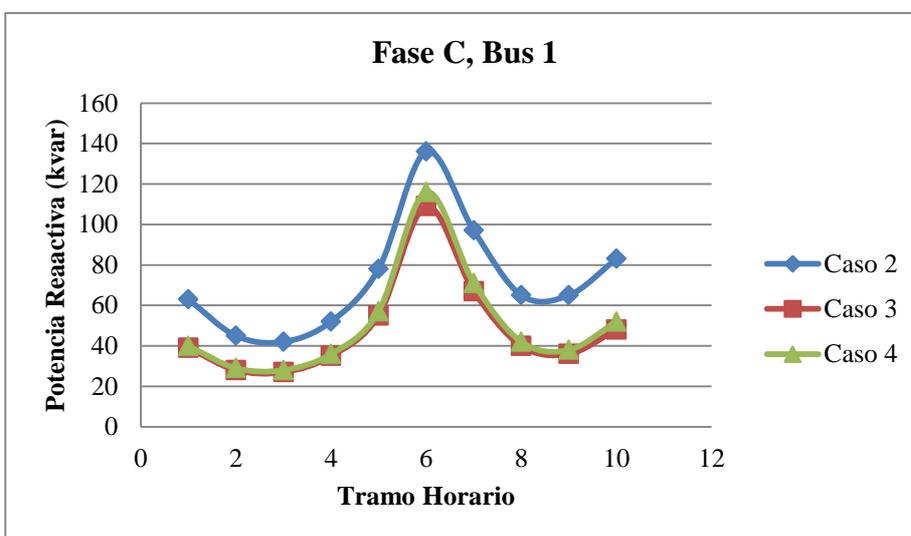


Figura 126. Potencia Reactiva Consumida por la fase C en el nudo 1

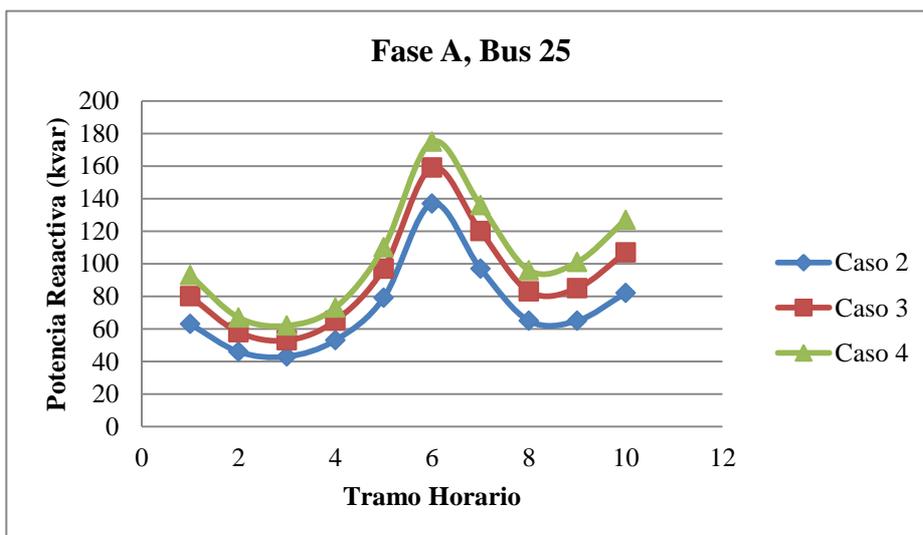


Figura 127. Potencia Reactiva Consumida por la fase A en el nudo 25

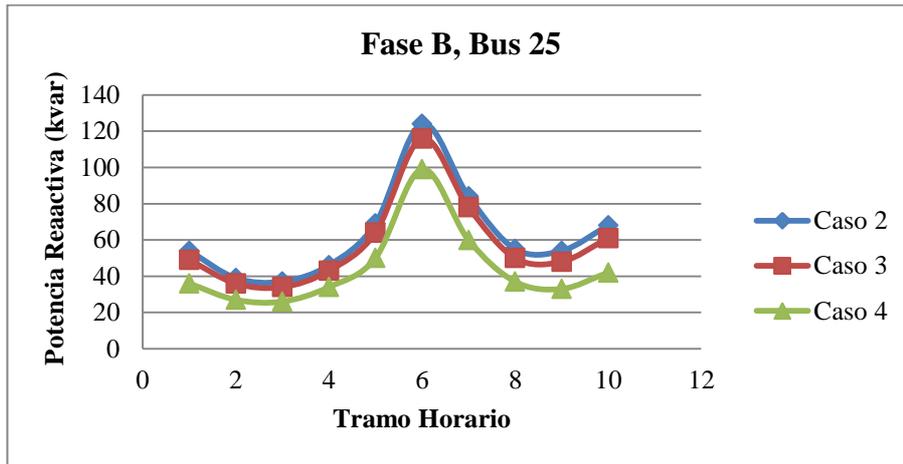


Figura 128. Potencia Reactiva Consumida por la fase B en el nudo 25

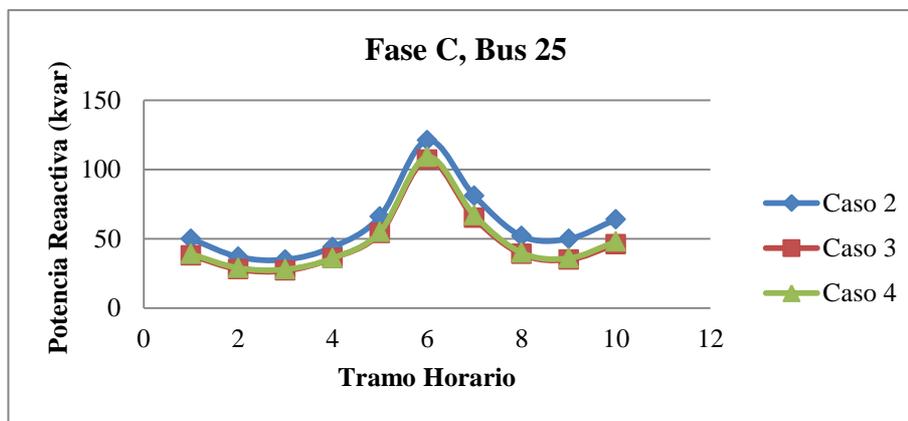


Figura 129. Potencia Reactiva Consumida por la fase C en el nudo 25

Una vez calculadas las potencias activas que se deben inyectar o absorber en cada CT, y las potencias reactivas por fase, se procede a realizar las simulaciones con el software.

- Caída de tensión en cada nudo por fase en relación a la tensión nominal U_n :

Siguiendo el esquema de análisis utilizado para la anterior mejora, se van a representar los resultados obtenidos para este KPI en los nudos 1 y 25.

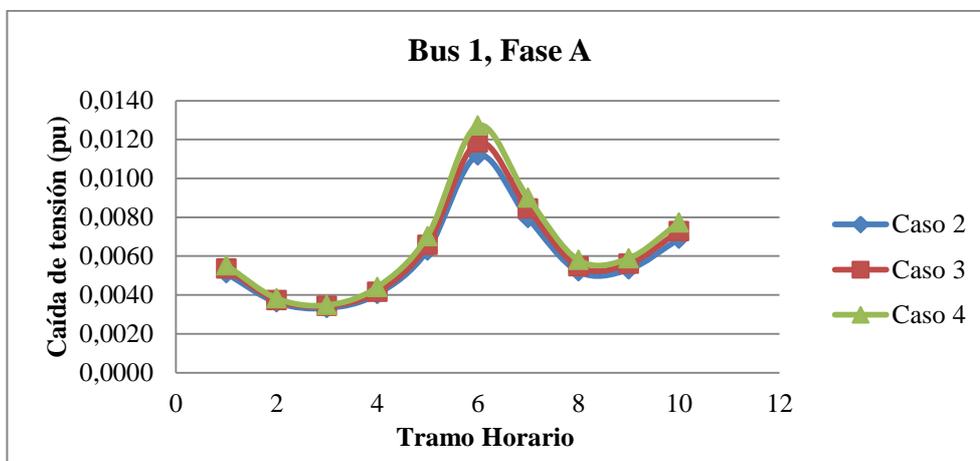


Figura 130. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase A y nudo 1

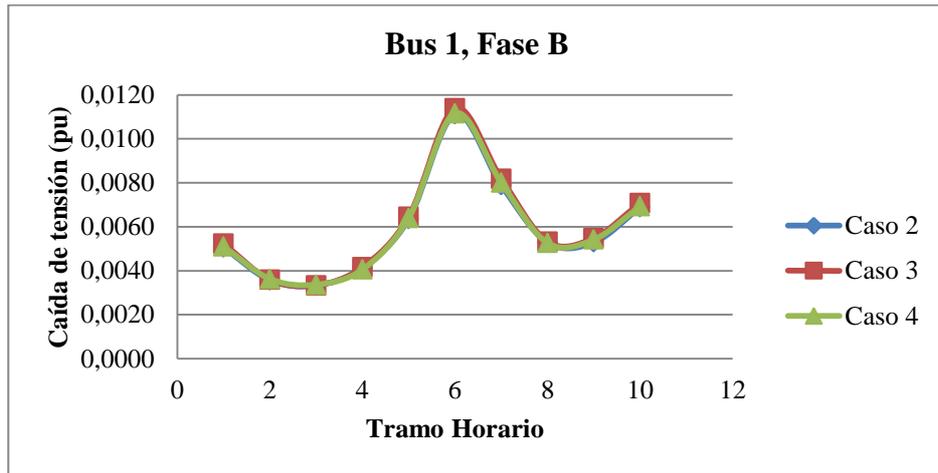


Figura 131. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase B y nudo 1

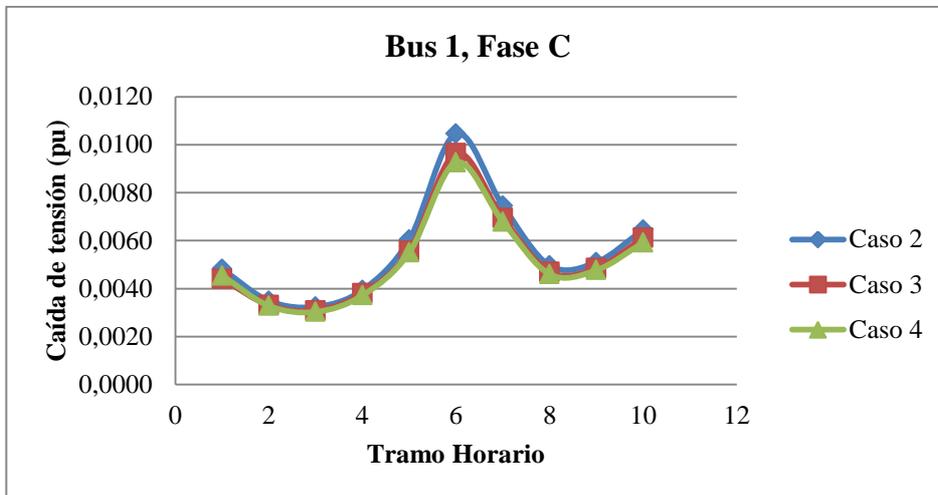


Figura 132. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase C y nudo 1

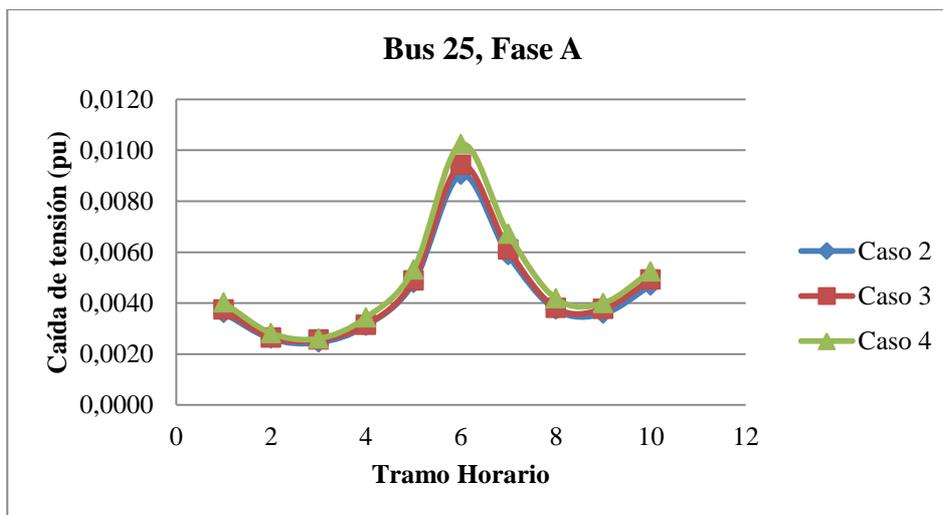


Figura 133. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase A y nudo 25

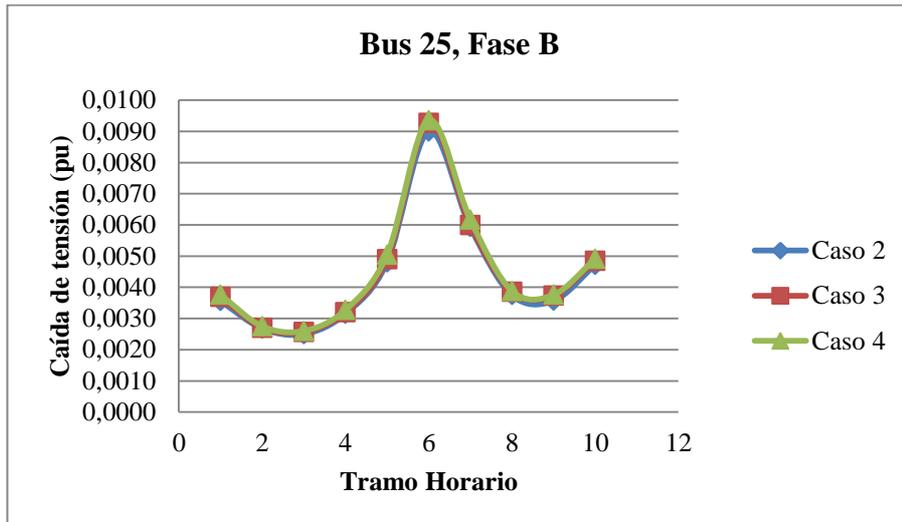


Figura 134. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase B y nudo 25

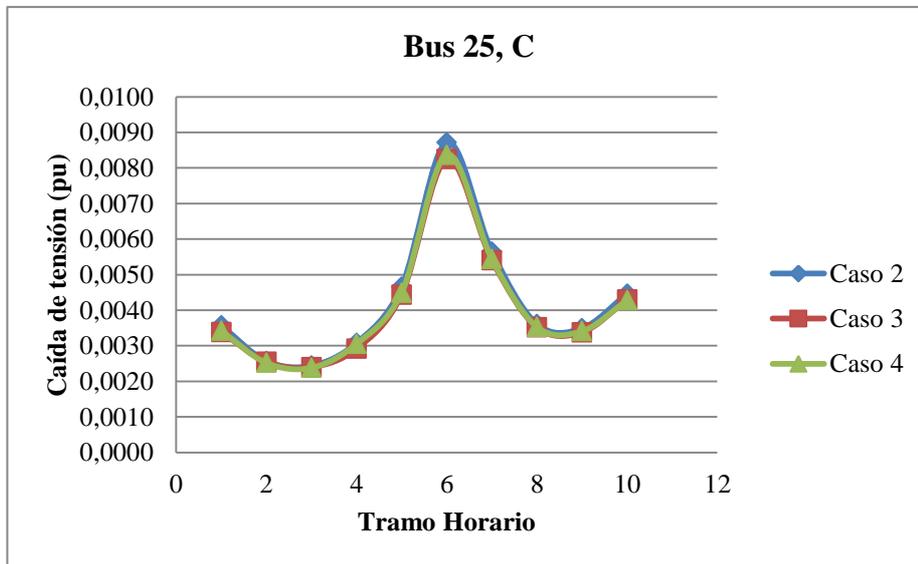


Figura 135. Resultados para el KPI caída de tensión en la Fase C y nudo 25

Para ver la repercusión de la mejora, se exponen gráficos compartivos entre el caso mejorado y sin mejorar.

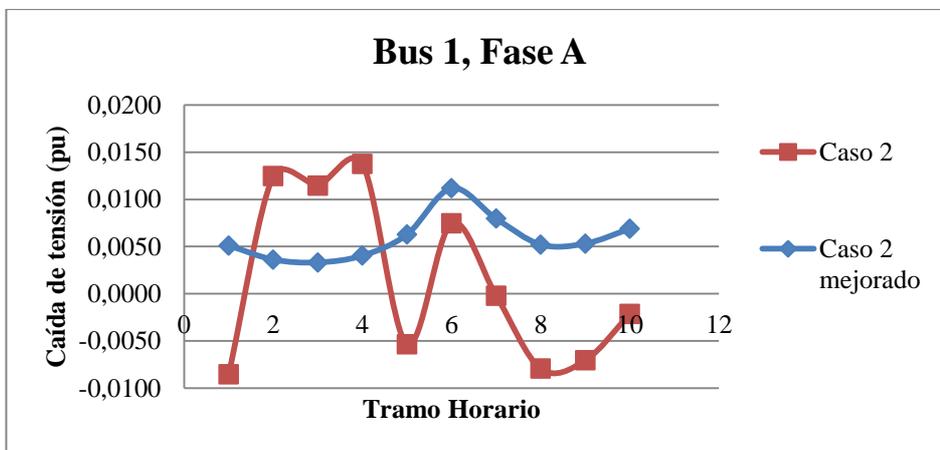


Figura 136. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase A

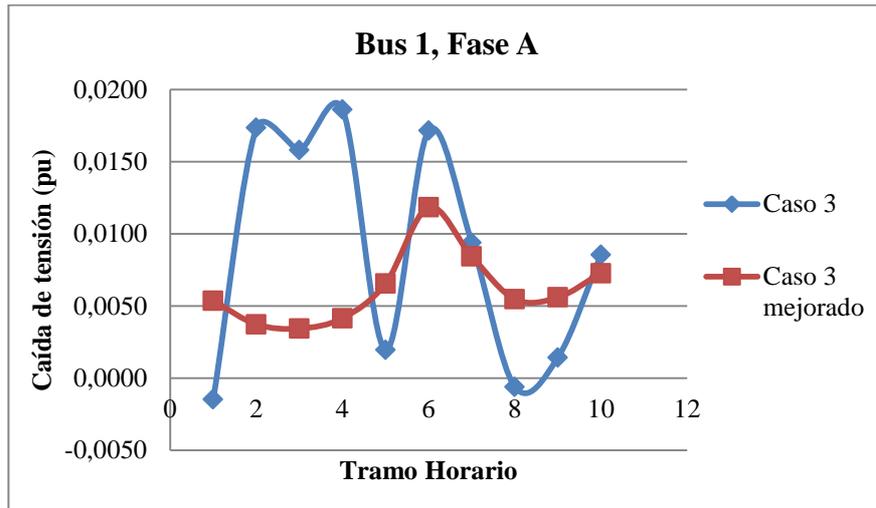


Figura 137. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase A

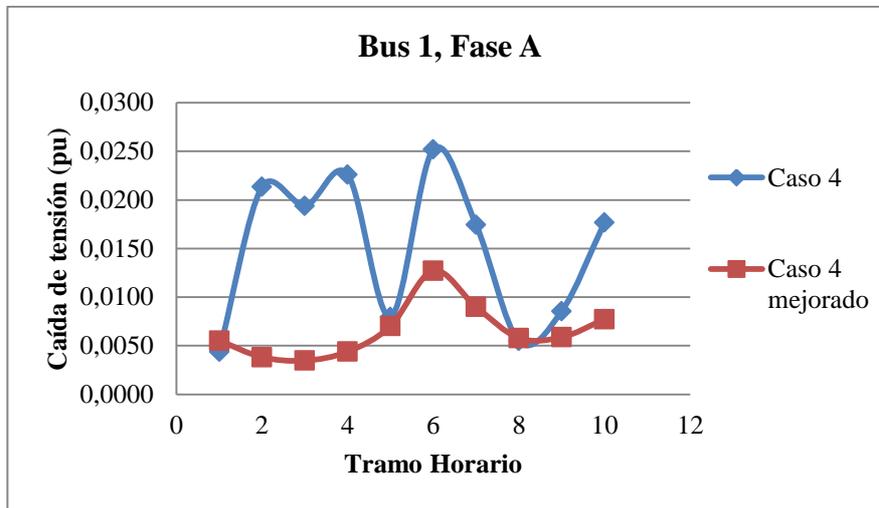


Figura 138. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase A

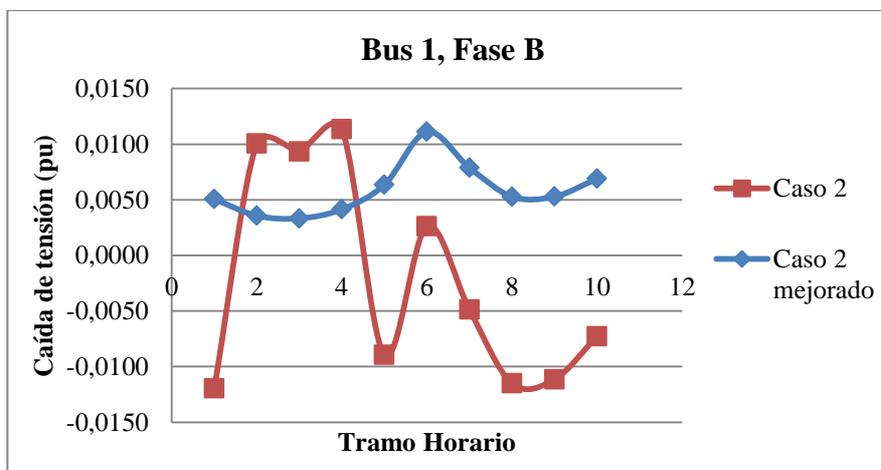


Figura 139. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase B

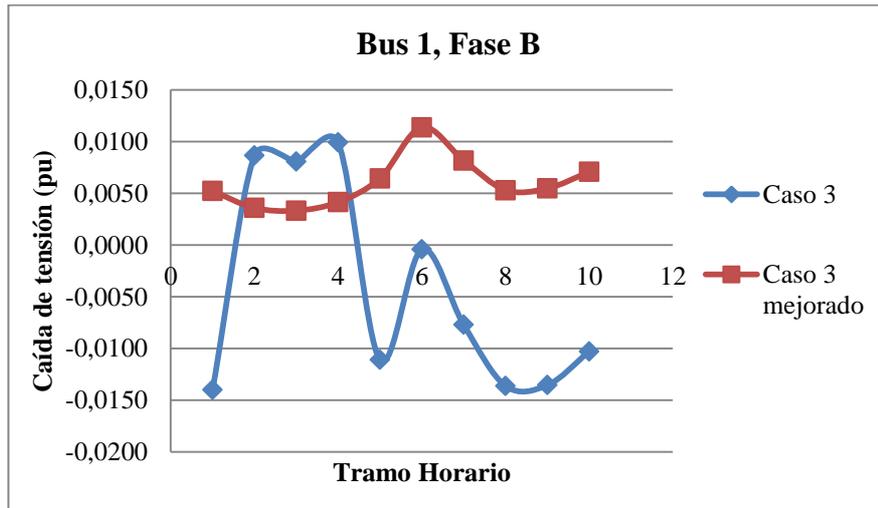


Figura 140. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase B

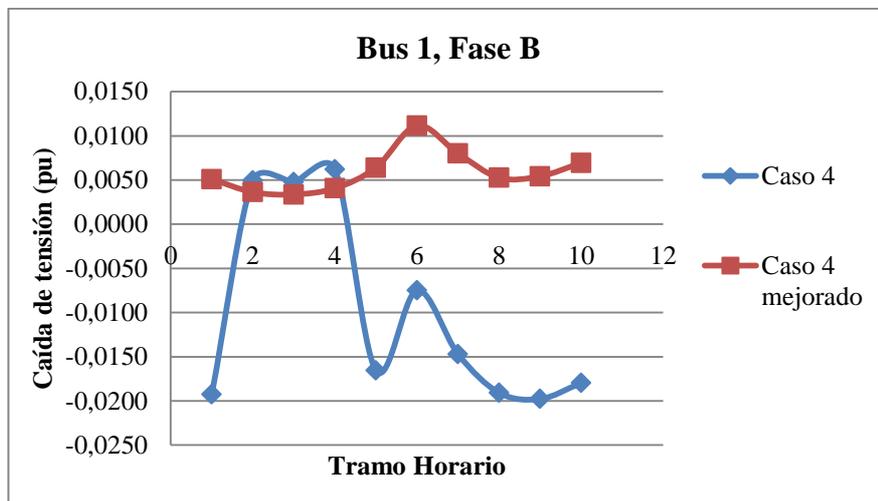


Figura 141. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase B

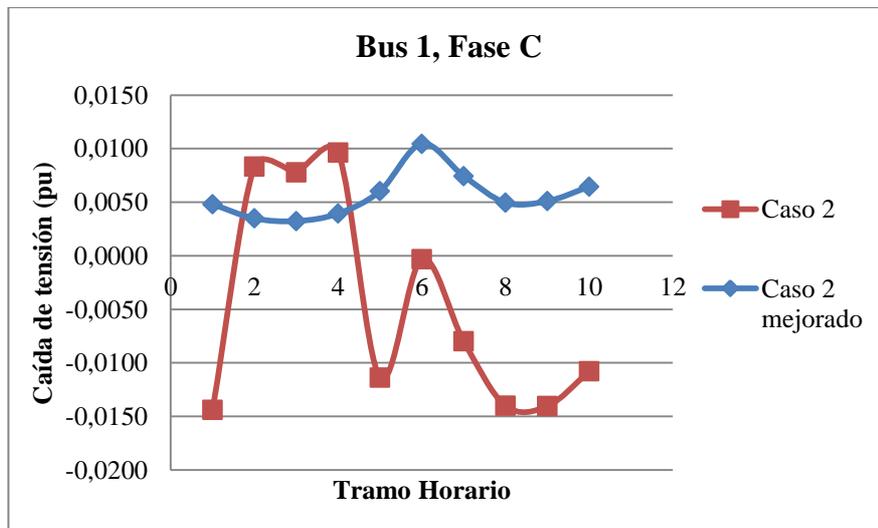


Figura 142. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 2 mejorado y sin mejorar para la fase C

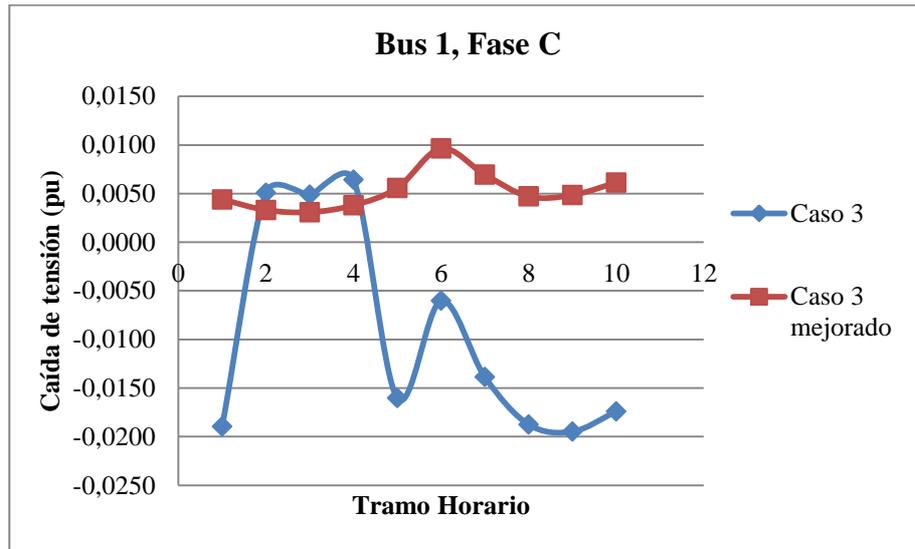


Figura 143. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 3 mejorado y sin mejorar para la fase C

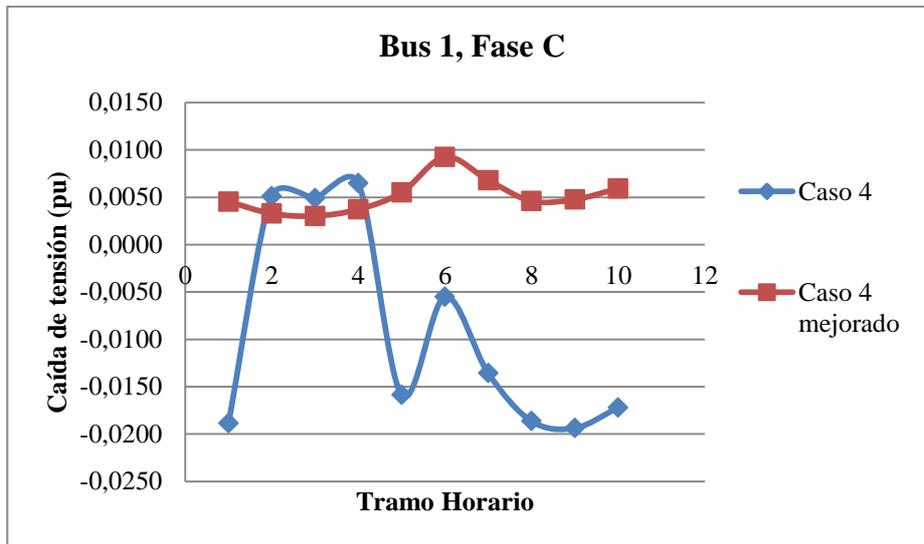


Figura 144. Comparativo para el KPI caída de tensión entre caso 4 mejorado y sin mejorar para la fase C

Esta propuesta de mejora, tiene ya mucha más repercusión que la anterior, y se consiguen verdaderas mejoras.

Una vez expuestas todas las gráficas, se puede concluir que con esta mejora conseguimos que las caídas de tensión en las tres fases mejoren. Con esta mejora las caídas dependen menos del nivel de carga demandado, ya que la curva con las mejoras es mucho más plana que sin mejoras, y se encuentran dentro de una franja muy estrecha.

Por tanto, esta mejora es una buena solución para mejorar el desequilibrio en los CTs. Sobretudo vemos una mejora muy significativa en la fase A, hecho que con la mejora anterior no sucedía.

- Caída de tensión media por nudo:

Para tener una idea más global de la caída de tensión en los centros de transformación, se realiza el cálculo de este KPI, que realiza el promedio de las fases en los nudos para dar un valor medio por nudo.

A continuación se exponen los resultados obtenidos para el nudo 1 y el nudo 25 comparándolos con el caso sin mejorar.

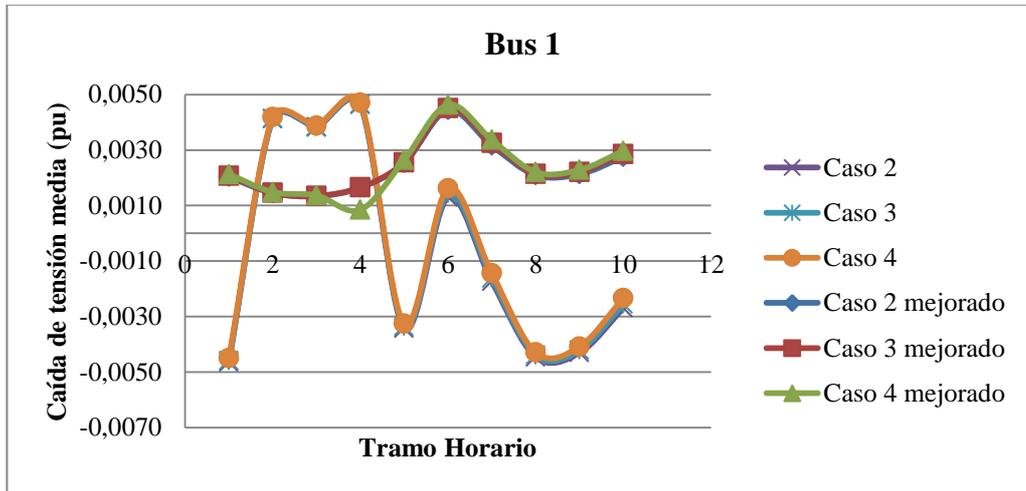


Figura 145. Comparativo entre el KPI caída de tensión media entre casos sin y mejorados para el bus 1

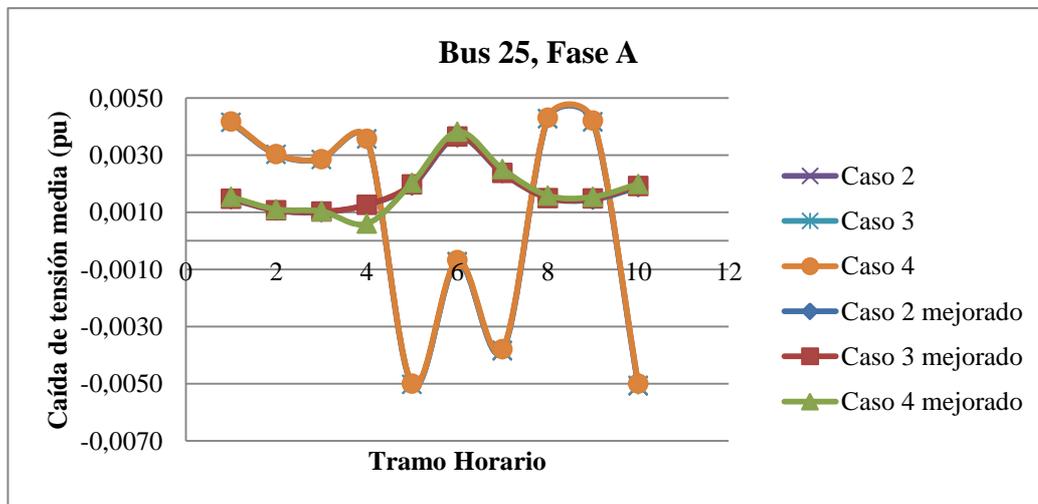


Figura 146. Comparativo entre KPI caída de tensión media entre casos sin y mejorados para el bus25

Analizando las gráficas, se denota una clara similitud con la primera mejora. La caída de tensión tras la mejora hecha, se hace más constante y su rango es mucho menor.

- Pérdidas en transformadores MT/BT:

Po último, y con el fin de garantizar la mejora de reducir el desequilibrio en los centros de transformación, se calcula el KPI que cuantifica las pérdidas en los transformadores de los centros de transformación.

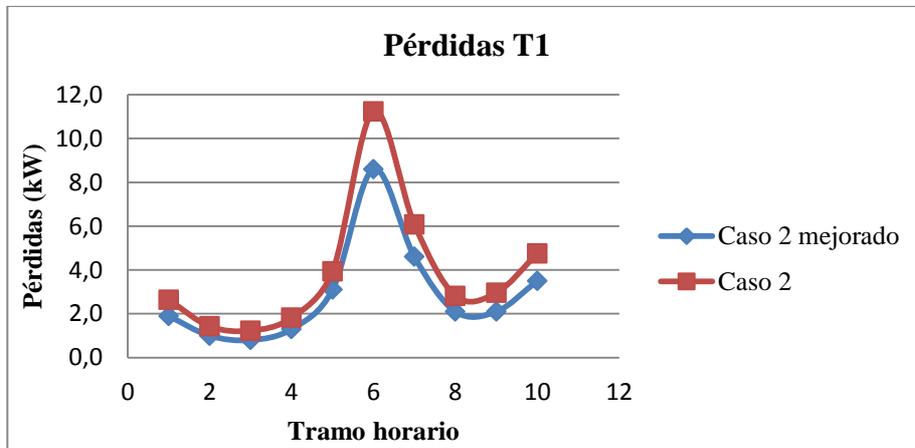


Figura 147. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 2 mejorado y sin mejorar

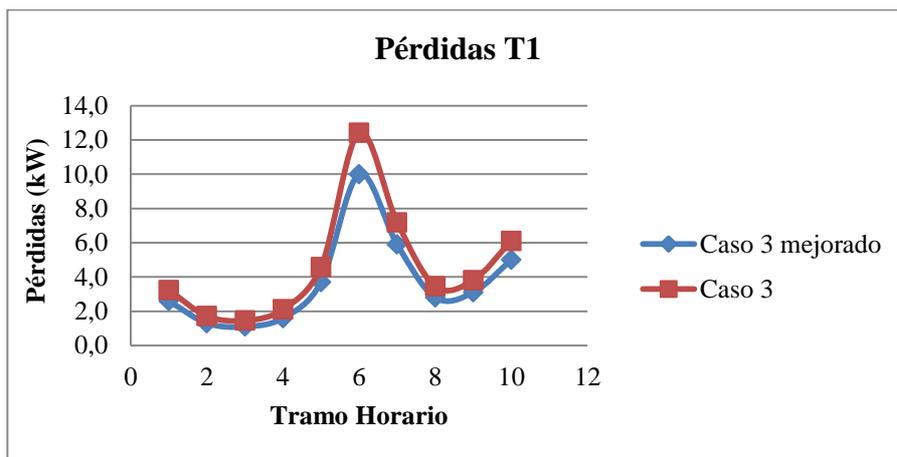


Figura 148. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 3 mejorado y sin mejorar

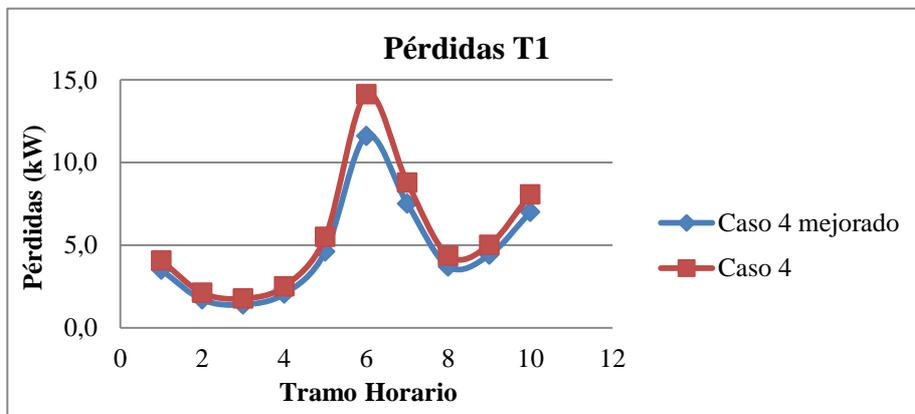


Figura 149. Comparativo de pérdidas sufridas en el T1 entre el caso 4 mejorado y sin mejorar

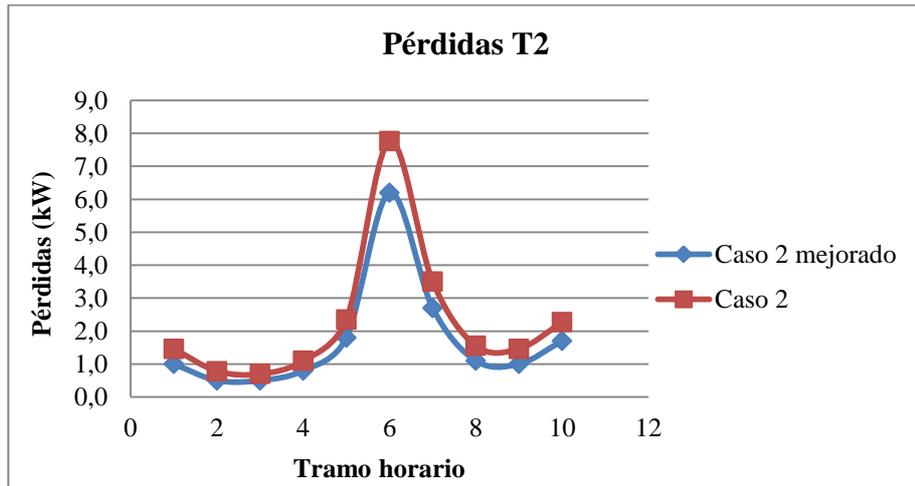


Figura 150. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 2 mejorado y sin mejorar

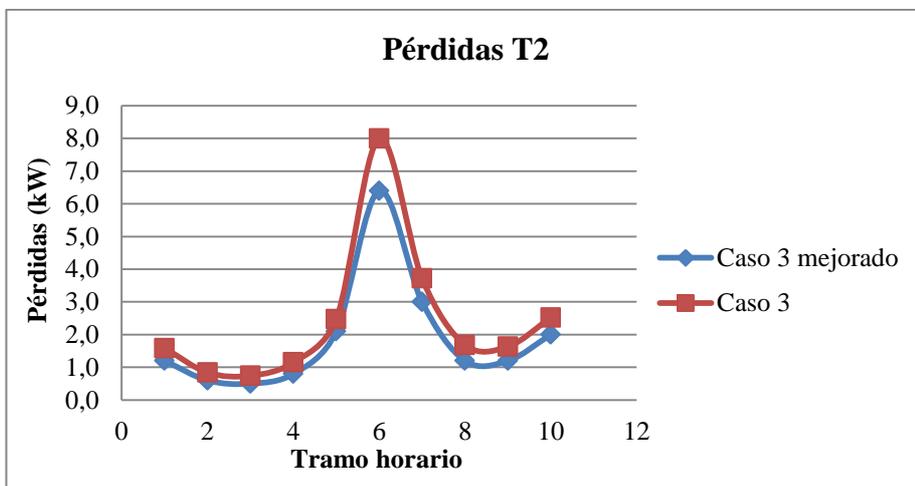


Figura 151. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 3 mejorado y sin mejorar

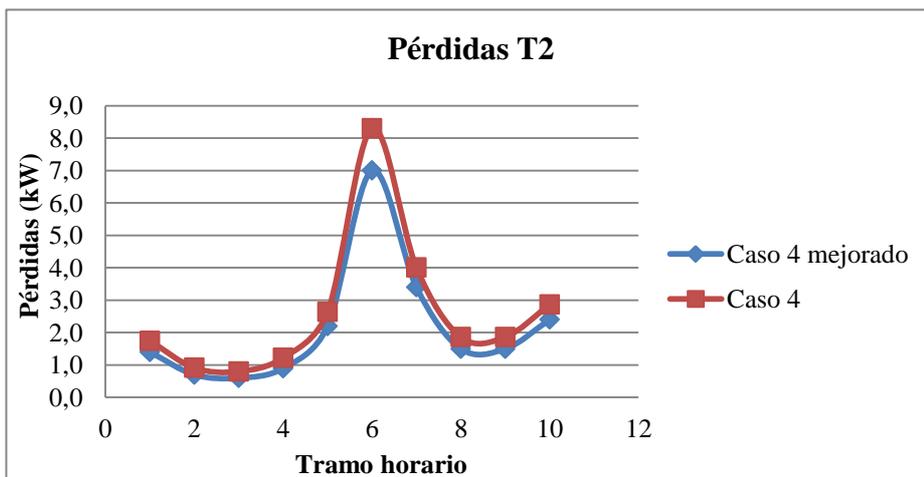


Figura 152. Comparativo de pérdidas sufridas en el T2 entre el caso 4 mejorado y sin mejorar

La variación entre esta mejora y la anterior es mínima. Aún así vemos con las pérdidas han disminuido considerablemente con respecto a los casos bases. Por tanto esta mejora, es una buena solución.

Para implementar esta mejora en el caso real, haríamos uso de un D-STATCOM. Este equipo es un sistema que provee o absorbe energía reactiva de forma controlada dependiendo de las necesidades de la red. Éste consta de un inversor, un controlador, un generador de señales PWM y un sistema de medición. Es un controlador que proporciona una corriente capacitiva o inductiva que puede ser controlada independientemente del voltaje del sistema de corriente alterna.

El esquema que sigue es el siguiente:

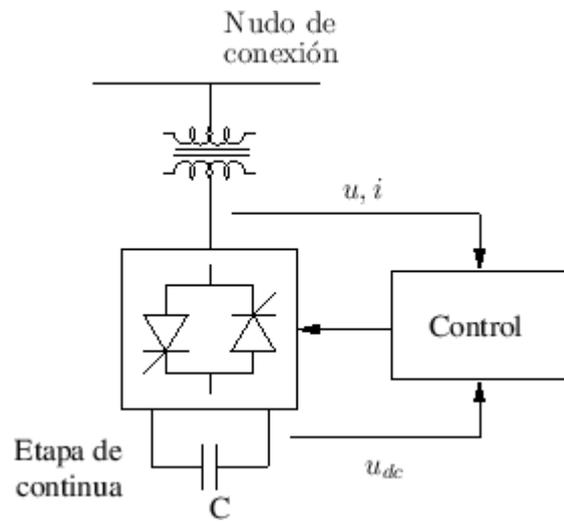


Figura 153. Esquema D-STATCOM

4.3 Reducción del desequilibrio de tensión en CTs

Como se ha mencionado antes, el caso que nos quedaría sería mejorar la caída de tensión en el punto más alejado ya que las dos mejoras anteriores se centraban en los CTs. Los transformadores han sido modelados con un regulador de tomas en carga. Pero esta regulación se realizaba de las tres fases en su conjunto. Lo que se pretende hacer con esta mejora es regular la tensión por fase en el transformador.

Si la fase A, es la que mayor caída de tensión sufre, a ella se le asignará un tap del + 5 % (tap máximo), y el tap en B y C se regula de tal forma que se minimice en desequilibrio.

Para cuantificar los resultados, se muestran los siguientes KPIs.

- Caída de tensión en cada nudo por fase en relación a la tensión nominal Un:

En este caso, el nudo a analizar va a ser el nudo 16, nudo más alejado y el que sufre mayor caída de tensión. Tras simular la mejora expuesta, los resultados obtenidos por fase para este nudo son:

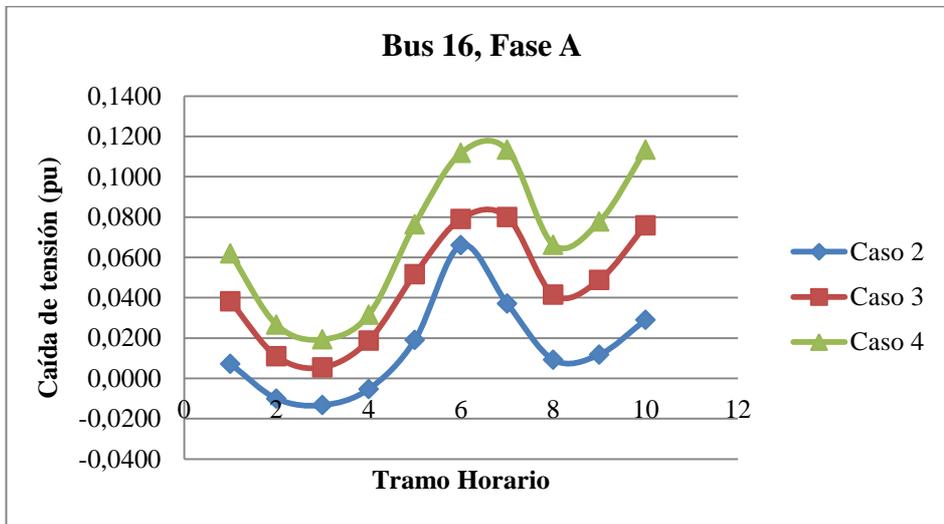


Figura 154. Resultados para el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase A con la tercera mejora

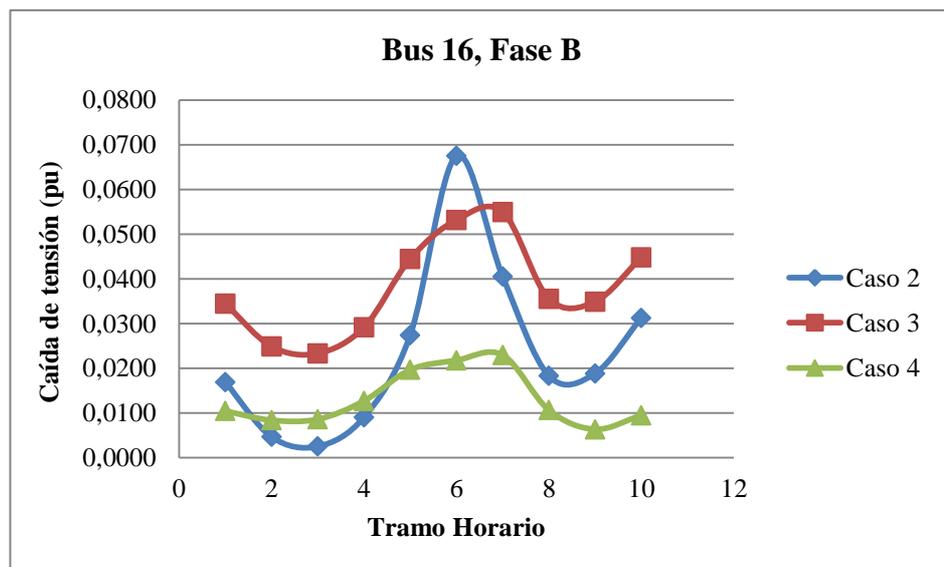


Figura 155. Resultados para el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase B con la tercera mejora

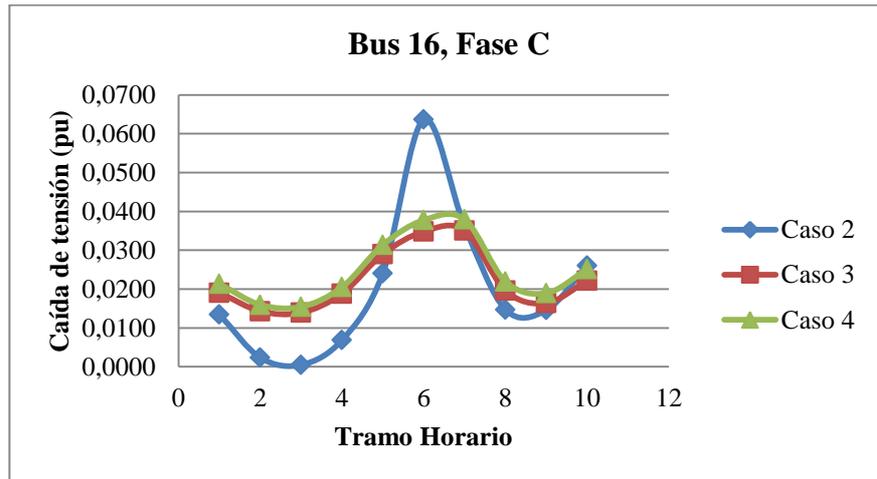


Figura 156. Resultados para el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase C con la tercera mejora

Para el caso 2, en el CT correspondiente al nudo 1, el tap de la fase A, se ha puesto al máximo, es decir a un +5%, y el tap para las fases B y C, uno por encima, es decir + 2,5 %. Para el CT correspondiente al nudo 25 para las tres fases se ha asignado un tap de +2,5 %.

Para el caso 3 y 4, en el CT correspondiente al nudo 1, el tap de la fase A, se ha puesto al máximo, es decir a un +5%, y el tap para las fases B y C, en su tap nominal. Para el CT correspondiente al nudo 25 para las tres fases se ha asignado un tap de +2,5 %.

Para cuantificar la mejora, se van a representar unos gráficos comparativos por fase, entre este caso mejorado y los casos bases sin mejorar:

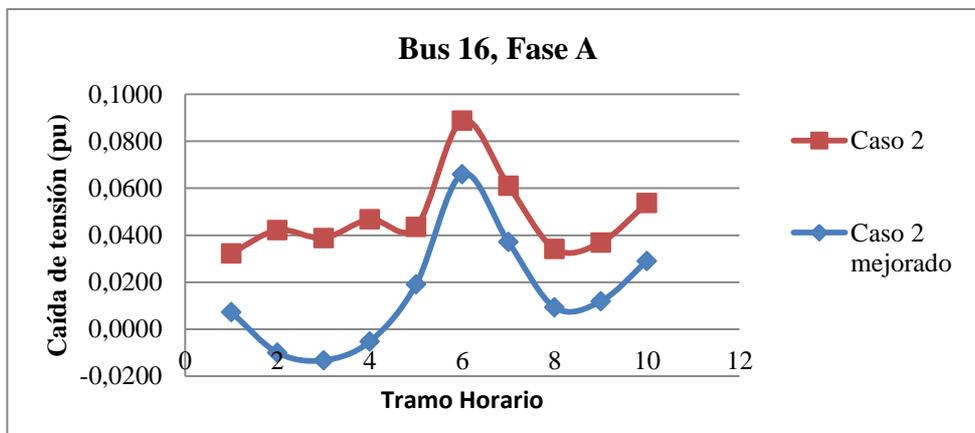


Figura 157. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase A caso 2 sin y mejorado

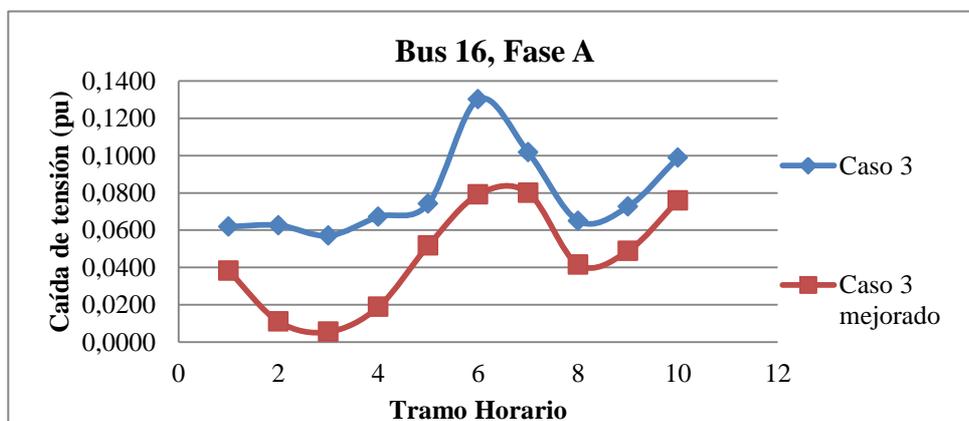


Figura 158. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase A caso 3 sin y mejorado

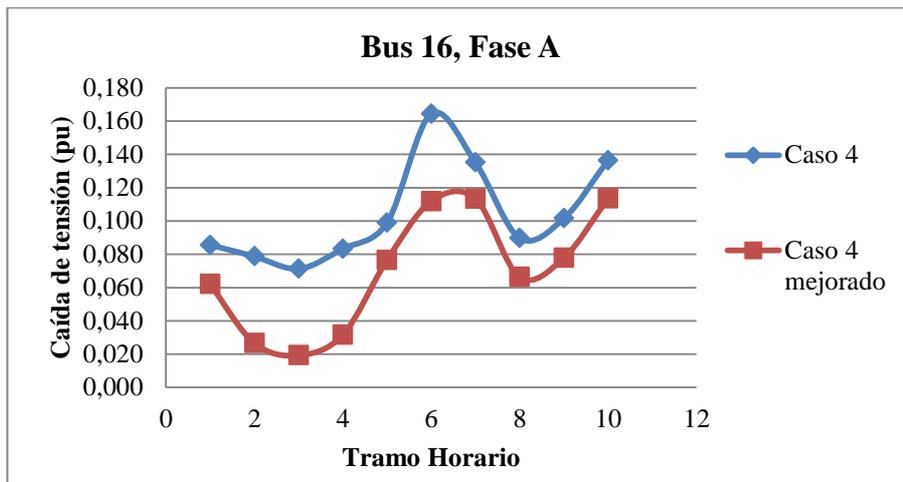


Figura 159. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase A caso 4 sin y mejorado

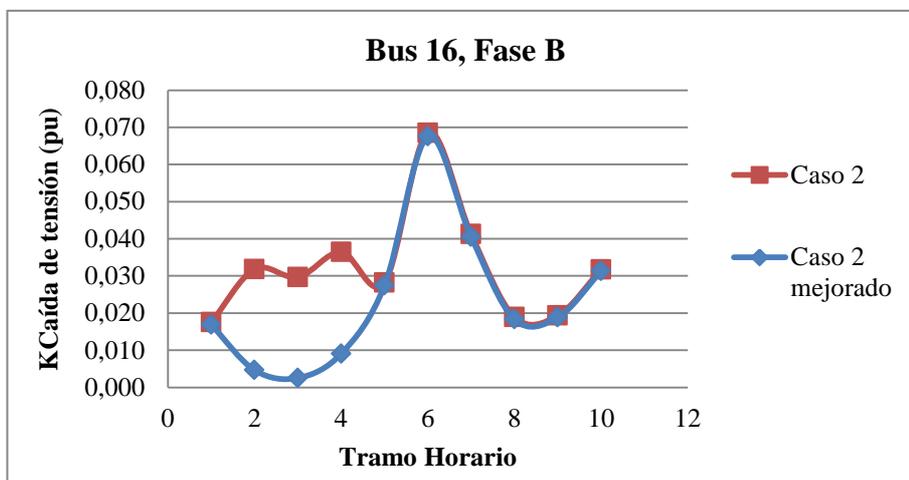


Figura 160. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase B caso 2 sin y mejorado

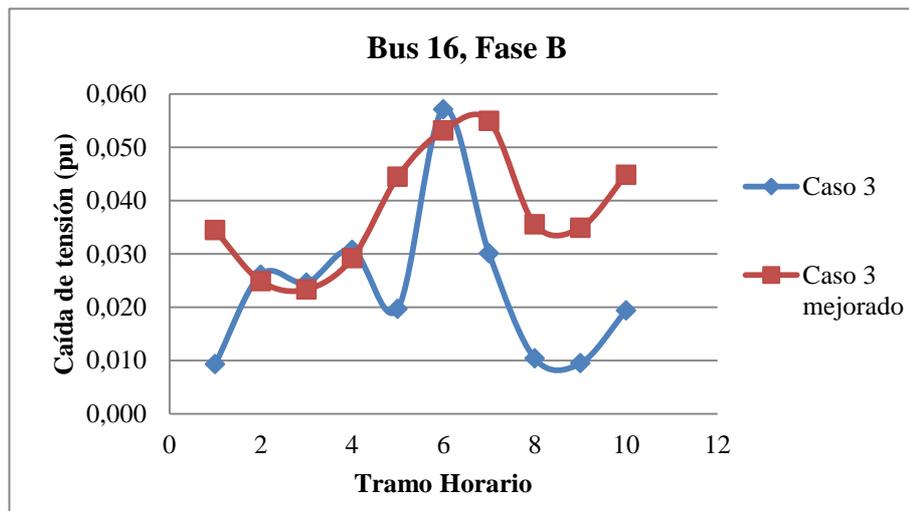


Figura 161. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase B caso 3 sin y mejorado

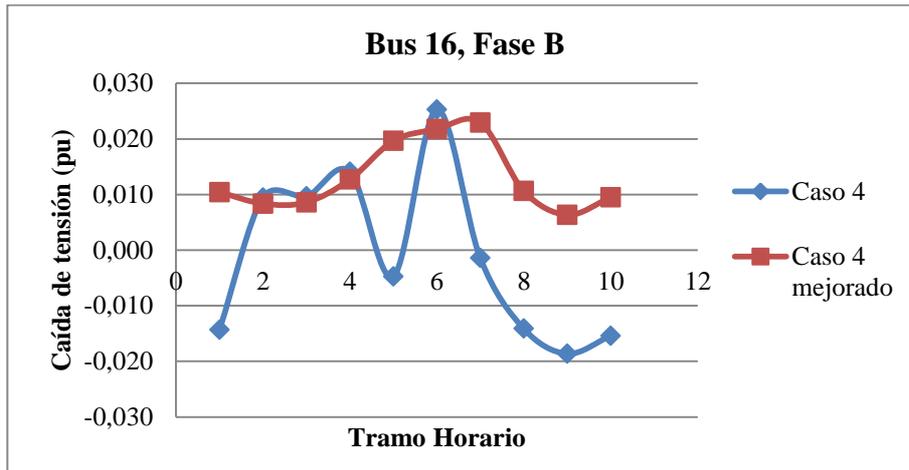


Figura 162. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase B caso 4 sin y mejorado

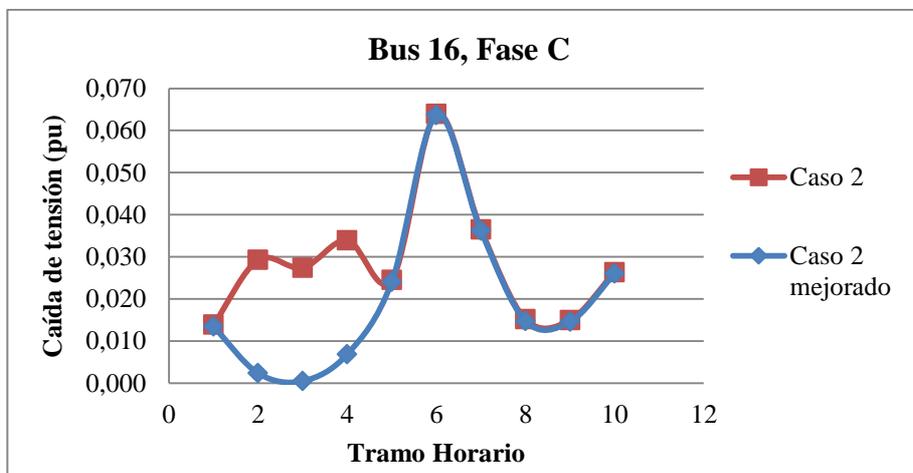


Figura 163. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase C caso 2 sin y mejorado

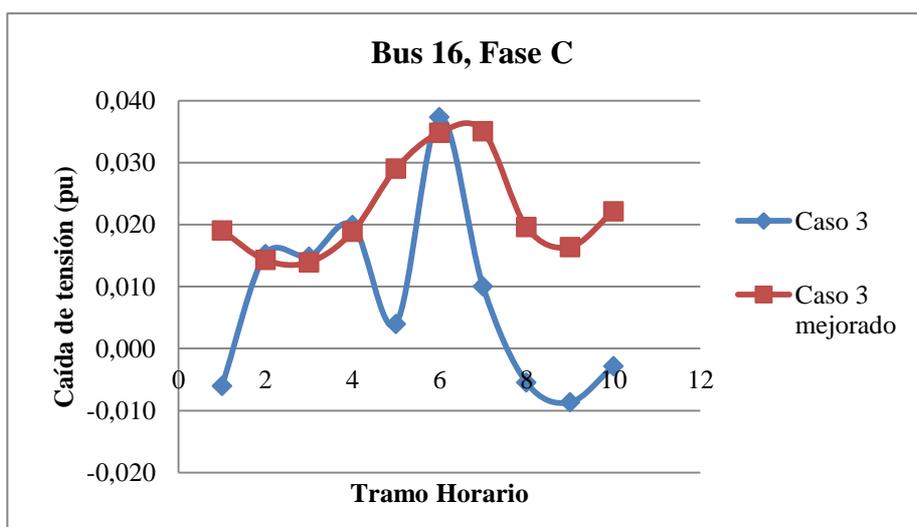


Figura 164. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase C caso 3 sin y mejorado

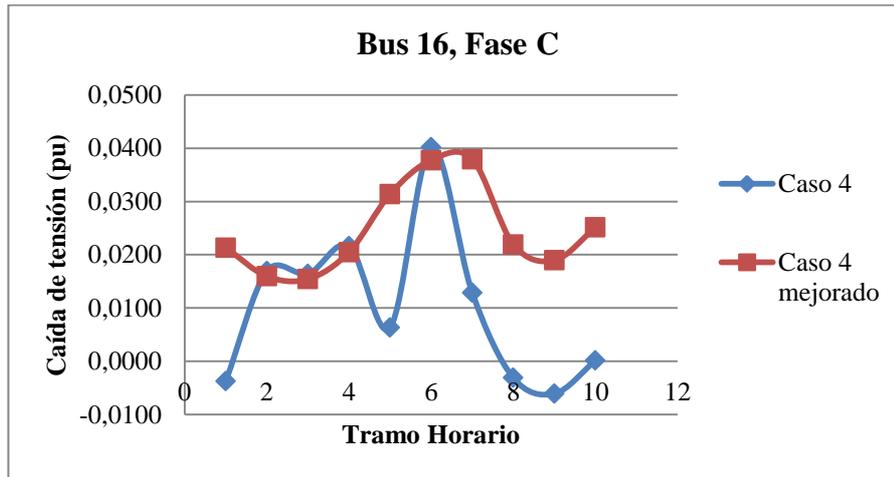


Figura 165. Comparativo entre el KPI caída de tensión en el nudo 16 y fase C caso 4 sin y mejorado

Asignar un tap de + 5% en la fase A, hace que lleguemos a sobretensiones del 3 % en el nudo, pero mejora muy sensiblemente la caída de tensión en el nudo más alejado.

Por ello se han representado los resultados en el nudo 16, nudo más desfavorable como se demostró en el comienzo del presente proyecto.

Para la fase A, se analiza que la mejora de caída de tensión es mu significativa, llegando a cumplirse el valor del 7 % impuesto por la norma es casi todos los casos.

Para las fases B y C, las diferencias entre el caso mejorado y sin mejorar, son muy pocas, pero aún asi existe mejoras y la franja en la que se mueven estas caídas en función del tiempo se estrecha.

- Caída de tensión media

Como se ha hecho con las otras mejoras, se va a calcular el KPI que engloba la caída de tensión en cada fase.

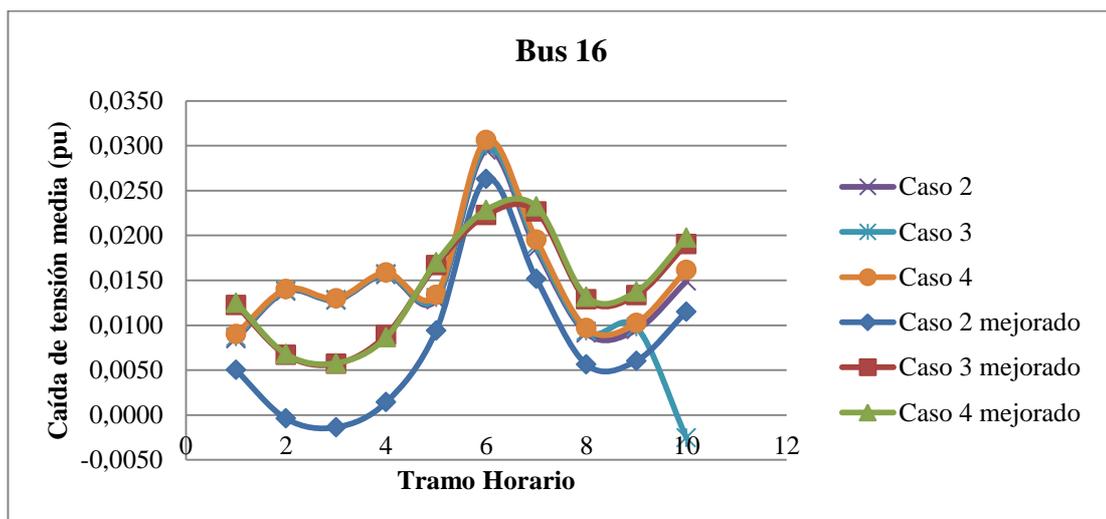


Figura 166. Comparativo entre el KPI caída de tensión media en el nudo 16

Como se puede apreciar, las caídas de tensión promedio se han mejorado al disminuir significativamente, la franja donde se mueve el error se ha estrechado, y la diferencia entre casos igual.

- Pérdidas en transformadores MT/BT:

Para finalizar el análisis de esta mejora, se exponen los resultados de las pérdidas sufridas en los transformadores:

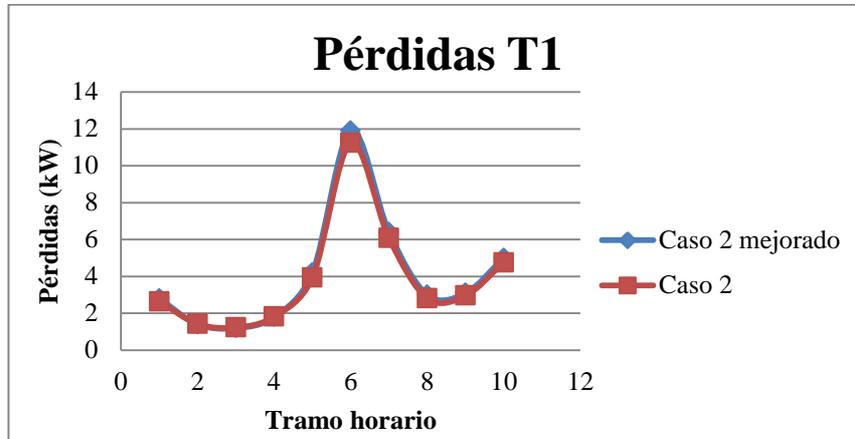


Figura 167. Pérdidas sufridas en el T1 para el caso 2 mejorado y sin mejorar

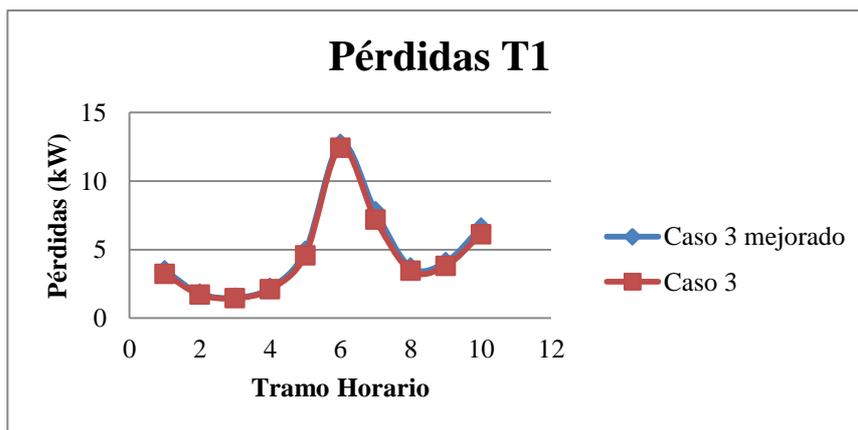


Figura 168. Pérdidas sufridas en el T1 para el caso 3 mejorado y sin mejorar

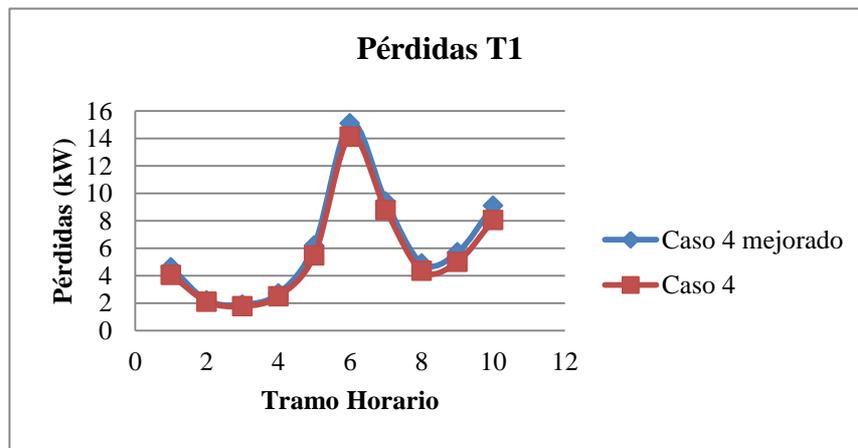


Figura 169. Pérdidas sufridas en el T1 para el caso 4 mejorado y sin mejorar

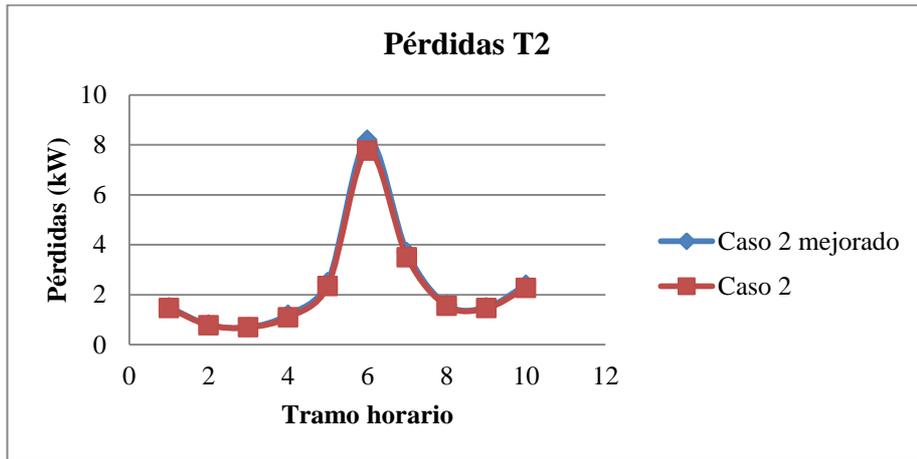


Figura 170. Pérdidas sufridas en el T2 para el caso 2 mejorado y sin mejorar

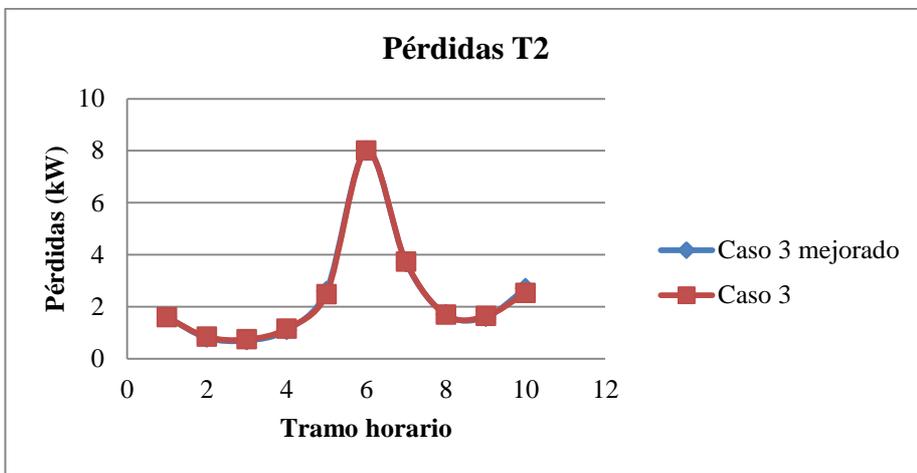


Figura 171. Pérdidas sufridas en el T2 para el caso 3 mejorado y sin mejorar

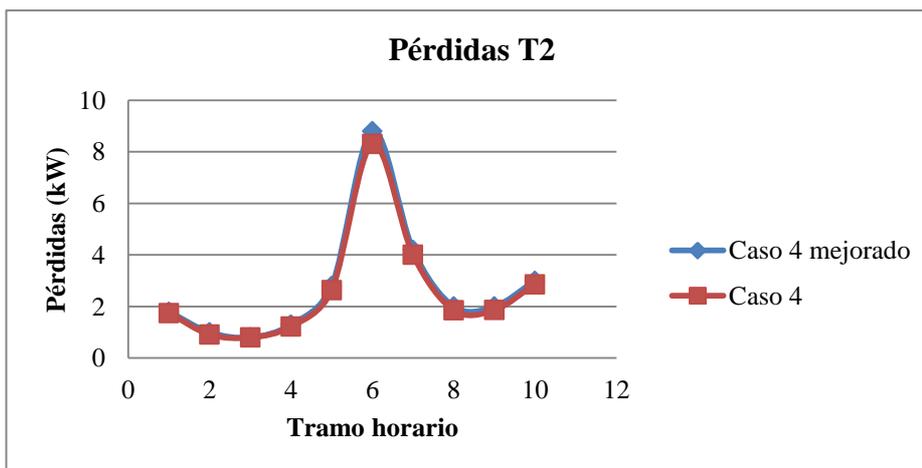


Figura 172. Pérdidas sufridas en el T2 para el caso 4 mejorado y sin mejorar

En este caso no existe una mejora en las pérdidas. Esto es debido la sobretensión que se ha impuesto en los centros de transformación, para disminuir la caída de tensión en el nudo más alejado.

4.4 Comparación entre mejoras

Una vez se han realizado todos los cálculos y se han representado los resultados para los KPIs en las tres diferentes mejoras, es el turno de realizar una comparación entre los resultados obtenidos.

Para el caso del KPI caída de tensión por nudo y caída de tensión media, la mejora 1 y 2 se hizo con el fin de reducir los desequilibrios en los centros de transformación.

En el caso de la primera mejora, para el caso de la fase A, sólo existe mejoras para los tramos horarios en los que la demanda de carga es pequeña. En la fase B y C si existe una mejorar apreciable.

Por el contrario, para la segunda mejora, se ha conseguido disminuir la caída de tensión significativamente en todas las fases y en todos los tramos horarios.

Desde el punto de vista de las pérdidas, la disminución de éstas, son prácticamente iguales para las dos primeras mejoras.

Para comparar ambas mejoras, se representan las caídas de tensión para la fase A (fase que sufre más desequilibrio) de la primera y segunda mejora:

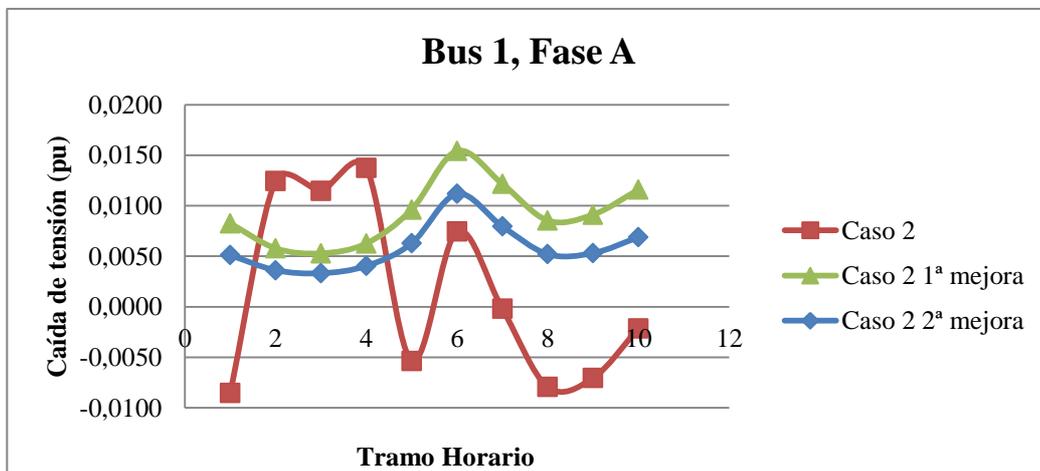


Figura 173. Comparación entre mejoras caso 2 fase A

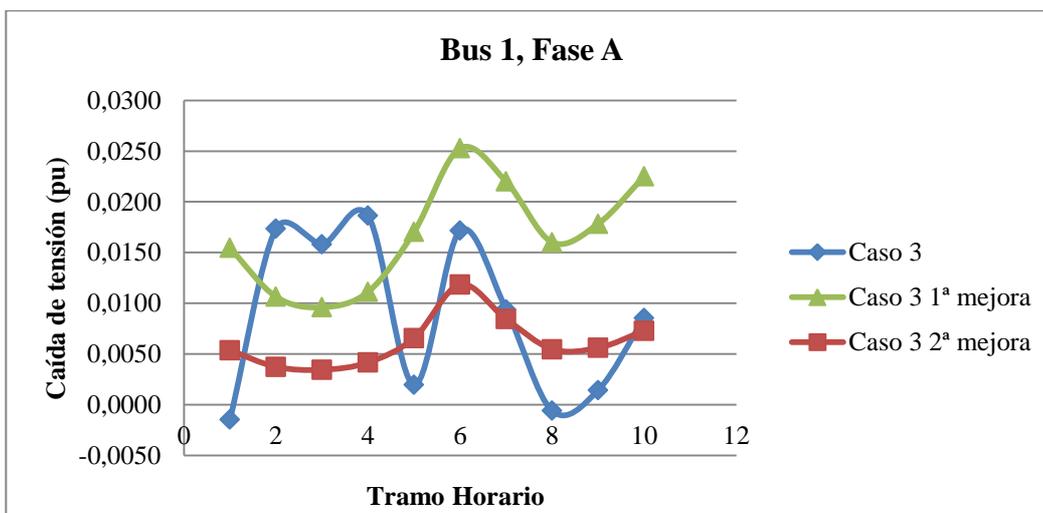


Figura 174. Comparación entre mejoras caso 3 fase A

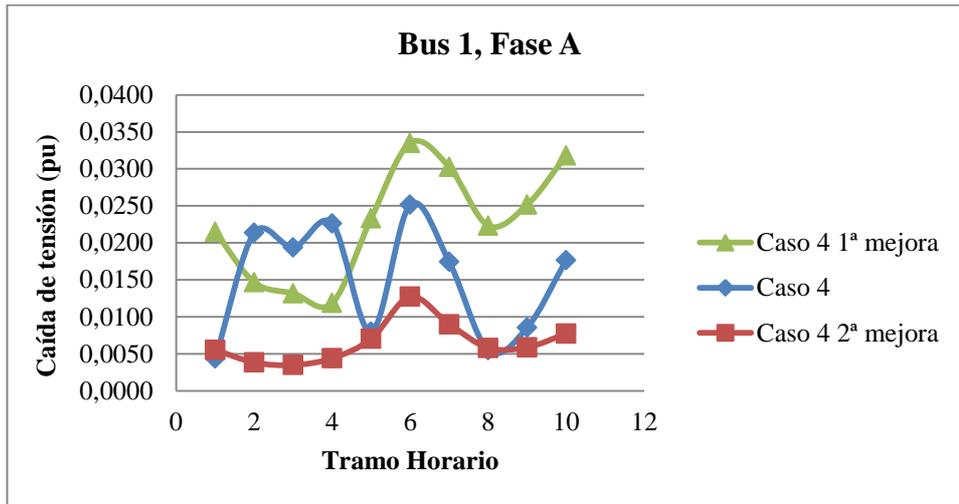


Figura 175. Comparación entre mejoras caso 4 fase A

Por último, con la última mejora, regulando la posición del tap del transformador manualmente, conseguimos llevando el transformador a su extremo, disminuir la tensión en el nudo más alejado, y así conseguir no sobrepasar los límites marcados por normativa. La consecuencia de conseguir dicho objetivo, es que no hay mejoras de pérdidas.

5 CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS

La problemática que se planteaba en el presente proyecto era el análisis de los desequilibrios producidos en una red de distribución de baja tensión. En el caso que nos ocupa, los desequilibrios eran producidos debido a un inadecuado reparto de cargas monofásicas entre fases.

Partiendo de una red real, se han estudiado cuatro escenarios distintos.

- El primer escenario, suponiendo un caso ideal trifásico.
- En el segundo escenario, se ha realizado un reparto equilibrado entre fases, intentando que todas las fases tengan la misma potencia demandada.
- En el tercer escenario, se da un paso más en el desequilibrio de la red. Todas las cargas que se encontrasen alimentadas desde la fase C, se pasan a la fase A.
- El cuarto escenario, es el caso más desequilibrado posible. Todas las cargas que se alimentasen desde la fase B pasan a la fase A, quedando todas las cargas monofásicas existentes en la red alimentadas desde A.

Para poder realizar las simulaciones de estos cuatro escenarios, nos hemos apoyado en el software ETAP, software que nos permite modelar la red en análisis.

Una vez realizados los flujos de carga, para cuantificar los resultados, se han calculado una serie de KPIs (Key Performance Index) tanto individuales como globales. Con estos índices se pretendía cuantificar las caídas de tensión, por fase, en cada nudo y el global. El desequilibrio en secuencia inversa y homopolar tanto de tensiones y corrientes y las pérdidas individuales por fase, por tramo, en cada transformador y en el global de la red.

En los primeros resultados obtenidos, para las caídas de tensión por fase, a partir del caso 2 (primer caso con cargas monofásicas) ya en los tramos horarios más desfavorables (tramos con más demanda de carga), se sobrepasaba el límite marca en la norma del 7 % de caída de tensión. Para el desequilibrio en tensión de la secuencia inversa, también marca un límite del 2 % en la normativa, valor que también es sobrepasado en los resultados obtenidos.

En los resultados del cálculo de pérdidas, se hace notar que la fase A se va desequilibrando cada vez más a medida que transcurren los casos, y por ello las pérdidas en esta fase van aumentando hasta llegar a doblarse en valor. En cambio en las fases B y C las pérdidas disminuyen conforme transcurren los casos ya que estas fases se van liberando de sus cargas, por ello al demandar menos potencia, demandan menos intensidad y disminuyen sus pérdidas.

Una vez se han obtenido todos los resultados, se procede a proponer una serie de medidas correctoras para intentar evitar los valores desorbitados de pérdidas y caídas de tensión.

La primera propuesta es poner baterías de condensadores en los centros de transformación. Estas baterías son trifásicas y aportan potencia reactiva igual para cada fase. Es por ello que al realizar las simulaciones, no se obtienen mejoras en los tramos con más demanda de potencia.

Dando un paso más en las mejoras, se pretende compensar el desequilibrio en tensión en los centros de transformación. Se calculan condensadores monofásicos, para inyectar la potencia reactiva demandada en cada fase en función del tiempo. Esto se realiza con el fin de que la red no demande potencia reactiva. Por otro lado, se pretende conseguir que la potencia activa consumida sea igual en cada fase. Para ello, se calcula la potencia activa en función del tiempo y por fase. Se absorberá o cederá esta potencia en los CTs en función de la demanda. Con esta solución se consigue que las caídas de tensión en los CTs se disminuyan hasta valores admisibles. Esta mejora se realiza añadiendo un D-STATCOM en cada centro de transformación.

Con la última mejora, se ha conseguido equilibrar los nudos que parten de los CTs, por último nos queda el caso del nudo más alejado, que es el que sufre mayor caída de tensión debido a la distancia.

Para mejorar la caída en dicho nudo, se regula el tap de los transformadores de forma manual y por fase, haciendo aumentar la tensión en A, para obtener valores admisibles en el nudo más alejado.

Con esta solución, se ha conseguido que para el caso 2 de análisis, se lleguen a valores admisibles, y no se sobrepase del 7 % de caída de tensión marcado en normativa.

6 BIBLIOGRAFÍA

- Norma Técnica Particular para instalaciones en baja tensión, www.endesa.com
- Normas particulares Iberdrola, www.energia.ivace.es , www.f2i2.net
- Normas particulares Unión Fenosa, www.unionfenosadistribucion.com
- Norma de calidad y Servicio AL 50-160, www.cne.es
- Reyes S. Herrera, Patricio Salmerón, Salvador P.Litrán y Alejandro Pérez. Análisis de ñas definiciones de Desequilibrio de Tensión