



SEP
SECRETARÍA
DE EDUCACIÓN
PÚBLICA



INGENIERÍA ELÉCTRICA

INFORME TÉCNICO

DE RESIDENCIA PROFESIONAL

“Análisis de comportamiento operativo de desbalance de corriente en el nodo de calidad de la subestación Tuxtla II del nodo del bus I y bus II”

PRESENTA:

AISLYNN SANTOS ALBAÑIL

ASESOR INTERNO:

M.C. OSVALDO BRINDIS VELÁZQUEZ

ASESOR EXTERNO:

ING. CÉSAR ANTONIO SÁNCHEZ VELASCO

PERIODO DE REALIZACIÓN:

ENERO-JUNIO 2019

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, Mayo 2018

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	2
ÍNDICE DE GRÁFICAS COMPARATIVAS	3
LISTADO DE ABREVIATURAS	7
1. Introducción.....	8
1.1 Antecedentes	9
1.2 Estado del arte	10
1.3 Justificación	11
1.4 Objetivos	12
1.5 Metodología	13
1.6 Normas	15
1.6.1 Norma IEC 610004-30	15
1.6.2 Norma IEEE 1159	16
2. Fundamento teórico	18
2.1 SIMOCE.....	18
2.2 Instrumentos para monitorear.....	20
2.2.1 Mediciones de corriente en CA	20
2.2.2 Detectores para disturbios.....	21
2.2.3 Indicadores de eventos	22
2.2.4 Analizador de disturbios transitorios.....	23
2.2 Distorsión de la forma de onda	25
2.2.1 Componentes de corriente directa	26
2.2.2 Armónicas	26
2.2.3 Interarmónicas	28
2.2.4 Muestras	28
2.2.5 Ruido eléctrico.....	29
3. Desarrollo.....	30
3.1 Descripción de la normativa internacional	30
3.1.1 Fórmula alternativa según IEC 61000-4-30.....	31
3.1.2 Formula alternativa según IEEE 1159	32
3.1.3 Comparación de las fórmulas alternativas	32
3.2 Determinación del límite para el índice de desbalance de corriente.....	33

3.3 Análisis de metodología de cálculo para el desbalance en corriente.....	35
4. Resultados y conclusión	36
Referencias bibliográficas.....	45
ANEXOS	46
ANEXO A. Parámetros anuales TGD4010	46
ANEXO B. Parámetros anuales TGD4020	52
ANEXO C. Parámetros anuales TGD4030	58
ANEXO D. Parámetros anuales TGD4040	64
ANEXO E. Parámetros anuales TGD4050	70
ANEXO F. Parámetros anuales TGD4060	76
ANEXO G. Parámetros anuales TGD4070.....	82
ANEXO H. Parámetros anuales TGD4080	88
ANEXO I. Parámetros anuales TGD4090	94
ANEXO J. Parámetros anuales TGD4100.....	100
ANEXO K. Parámetros anuales TGD41010.....	106
ANEXO L. Parámetros anuales TGD42020	111

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.....	17
FIGURA 2. ESQUEMA GENERAL DE SIMOCE	19
FIGURA 3. DISTURBIO TRANSITORIO MANEJADO CON UN PICO DE 562 V Y UNA FRECUENCIA CONTENIDA DE 20 KHZ.....	24
FIGURA 4. CORRIENTE DE SATURACIÓN DE UN TRANSFORMADOR RESULTANDO EN LAS PERDÍAS DE PICO VITAL DE INFORMACIÓN DE CORRIENTE.	25
FIGURA 5. FORMA DE ONDA DE CORRIENTE Y ESPECTRO ARMÓNICO DE UN ASD.....	27
FIGURA 6. VOLTAJE MUESCA CAUSADO POR UN CONVERTIDOR TRIFÁSICO.....	29
FIGURA 7. CALCULO PARA UN DESBALANCE DE 2%	33
FIGURA 8. GRAFICAS EN DONDE SE APRECIAN LOS VALLES QUE CORRESPONDEN AL DESBALANCE CORRIENTE.	36
FIGURA 9. GRAFICA DE DESBALANCE DE CORRIENTE DEL MES DE ENERO	36
FIGURA 10. DESBALANCE DE LA FASE C EN LOS MESES DE ENERO Y FEBRERO	37
FIGURA 11. DESBALANCE DE CORRIENTE CORRESPONDIENTE AL MES DE ENERO	37
FIGURA 12. EVIDENCIA DE LA PÉRDIDA DE DATOS	38
FIGURA 13. DESCOMPENSACIÓN DE LA FASE A ENERO-JUNIO.....	38
FIGURA 14. TGD4040 DESCOMPENSACIÓN DE LA FASE A JULIO DICIEMBRE.....	39
FIGURA 15. CIRCUITO 4050 CORRESPONDIENTE A LOS MESES DE ENERO-JUNIO	39
FIGURA 16. TGD4050 JULIO-DICIEMBRE	39
FIGURA 17. DESBALANCE DE CORRIENTE DEL MES DE ENERO.....	40
FIGURA 18. DESBALANCE EN LA FASE C DEL MES DE OCTUBRE	40
FIGURA 19. DESBALANCE DE CORRIENTE OCTUBRE	40
FIGURA 20. PARÁMETROS DEL CIRCUITO 4070 CORRESPONDIENTES AL MES DE ENERO.....	41
FIGURA 21. DESCOMPENSACIÓN DE LA FASE A EN LOS MESES DE ENERO, FEBRERO Y MARZO	41

FIGURA 22. DESBALANCE DE CORRIENTE TGD4090 DE LOS MESES DE ENERO, FEBRERO Y MARZO	42
FIGURA 23. REACTIVOS DE AGOSTO, SEPTIEMBRE Y OCTUBRE TGD4100.....	42
FIGURA 24. OPERACIÓN TGD42010 DEL MES DE ENERO.....	43
FIGURA 25. PARÁMETROS TGD42020 CORRESPONDIENTE AL MES DE ENERO.....	44

ÍNDICE DE GRÁFICAS COMPARATIVAS

COMPARATIVO 1. TDG4010 ENERO 2018.....	46
COMPARATIVO 2. TGD4010 FEBRERO 2018.....	46
COMPARATIVO 3. TGD4010 MARZO 2018.....	47
COMPARATIVO 4. TGD4010 ABRIL 2018	47
COMPARATIVO 5. TGD4010 MAYO 2018	48
COMPARATIVO 6. TGD4010 JUNIO 2018.....	48
COMPARATIVO 7. TGD4010 JULIO 2018.....	49
COMPARATIVO 8. TGD4010 AGOSTO 2018.....	49
COMPARATIVO 9. TGD4010 SEPTIEMBRE 2018	50
COMPARATIVO 10. TGD4010 OCTUBRE 2018	50
COMPARATIVO 11. TGD4010 NOVIEMBRE 2018.....	51
COMPARATIVO 12. TGD4010 DICIEMBRE 2018	51
COMPARATIVO 13. TGD4020 ENERO 2018.....	52
COMPARATIVO 14. TGD4020 FEBRERO 2018.....	52
COMPARATIVO 15. TGD4020 MARZO 2018	53
COMPARATIVO 16. TGD4020 ABRIL 2018	53
COMPARATIVO 17. TGD4020 MAYO 2018	54
COMPARATIVO 18. TGD4020 JUNIO 2018.....	54
COMPARATIVO 19. TGD4020 JULIO 2018.....	55
COMPARATIVO 20. TGD4020 AGOSTO 2018.....	55
COMPARATIVO 21. TGD4020 SEPTIEMBRE 2018	56
COMPARATIVO 22. TGD4020 OCTUBRE 2018	56
COMPARATIVO 23. TGD4020 NOVIEMBRE 2018.....	57
COMPARATIVO 24. TGD4020 DICIEMBRE 2018.....	57
COMPARATIVO 25. TGD4030 ENERO 2018.....	58
COMPARATIVO 26. TGD4030 FEBRERO 2018.....	58
COMPARATIVO 27. TGD4030 MARZO 2018	59
COMPARATIVO 28. TGD4030 ABRIL 2018	59
COMPARATIVO 29. TGD4030 MAYO 2018	60
COMPARATIVO 30. TGD4030 JUNIO 2018.....	60
COMPARATIVO 31. TGD4030 JULIO 2018.....	61
COMPARATIVO 32. TGD4030 AGOSTO 2018.....	61
COMPARATIVO 33. TGD4030 SEPTIEMBRE 2018	62
COMPARATIVO 34. TGD4030 OCTUBRE 2018	62
COMPARATIVO 35. TGD4030 NOVIEMBRE 2018.....	63
COMPARATIVO 36. TGD4030 DICIEMBRE 2018	63
COMPARATIVO 37. TGD4040 ENERO 2018.....	64
COMPARATIVO 38. TGD4040 FEBRERO 2018.....	64
COMPARATIVO 39. TGD4040 MARZO 2018	65
COMPARATIVO 40. TGD4040 ABRIL 2018	65
COMPARATIVO 41. TGD4040 MAYO 2018	66
COMPARATIVO 42. TGD4040 JUNIO 2018.....	66
COMPARATIVO 43. TGD4040 JULIO 2018.....	67

COMPARATIVO 44. TGD4040 AGOSTO 2018.....	67
COMPARATIVO 455. TGD4040 SEPTIEMBRE 2018	68
COMPARATIVO 46. TGD4040 OCTUBRE 2018	68
COMPARATIVO 47. TGD4040 NOVIEMBRE 2018.....	69
COMPARATIVO 48. TGD4040 DICIEMBRE 2018	69
COMPARATIVO 49. TGD4050 ENERO 2018.....	70
COMPARATIVO 50. TGD4050 FEBRERO 2018	70
COMPARATIVO 51. TGD4050 MARZO 2018	71
COMPARATIVO 52. TGD4050 ABRIL 2018	71
COMPARATIVO 53. TGD4050 MAYO 2018	72
COMPARATIVO 54. TGD4050 JUNIO 2018.....	72
COMPARATIVO 55. TGD4050 JULIO 2018.....	73
COMPARATIVO 56. TGD4050 AGOSTO 2018.....	73
COMPARATIVO 57. TGD4050 SEPTIEMBRE 2018	74
COMPARATIVO 58. TGD4050 OCTUBRE 2018	74
COMPARATIVO 59. TGD4050 NOVIEMBRE 2018.....	75
COMPARATIVO 60. TGD4050 DICIEMBRE 2018	75
COMPARATIVO 61. TGD4060 ENERO 2018.....	76
COMPARATIVO 62. TGD4060 FEBRERO 2018.....	76
COMPARATIVO 63. TGD4060 MARZO 2018	77
COMPARATIVO 64. TGD4060 ABRIL 2018	77
COMPARATIVO 65. TGD4060 MAYO 2018	78
COMPARATIVO 66. TGD4060 JUNIO 2018.....	78
COMPARATIVO 67. TGD4060 JULIO 2018.....	79
COMPARATIVO 68. TGD4060 AGOSTO 2018.....	79
COMPARATIVO 69. TGD4060 SEPTIEMBRE 2018	80
COMPARATIVO 70. TGD4060 OCTUBRE 2018	80
COMPARATIVO 71. TGD4060 NOVIEMBRE 2018.....	81
COMPARATIVO 72. TGD4060 DICIEMBRE 2018	81
COMPARATIVO 73. TGD4070 ENERO 2018.....	82
COMPARATIVO 74. TGD4070 FEBRERO 2018.....	82
COMPARATIVO 75. TGD4070 MARZO 2018.....	83
COMPARATIVO 76. TDG4070 ABRIL 2018	83
COMPARATIVO 77. TGD4070 MAYO 2018	84
COMPARATIVO 78. TGD4070 JUNIO 2018.....	84
COMPARATIVO 79. TGD4070 JULIO 2018.....	85
COMPARATIVO 80. TGD4070 AGOSTO 2018.....	85
COMPARATIVO 81. TGD4070 SEPTIEMBRE 2018	86
COMPARATIVO 82. TGD4070 OCTUBRE 2018	86
COMPARATIVO 83. TGD4070 NOVIEMBRE 2018.....	87
COMPARATIVO 84. TG4070 DICIEMBRE 2018.....	87
COMPARATIVO 85. TGD4080 ENERO 2018.....	88
COMPARATIVO 86. TGD4080 FEBRERO 2018.....	88
COMPARATIVO 87. TGD4080 MARZO 2018	89
COMPARATIVO 88. TGD4080 ABRIL 2018	89
COMPARATIVO 89. TGD4080 MAYO 2018	90
COMPARATIVO 90. TGD4080 JUNIO 2018.....	90
COMPARATIVO 91. TGD4080 JULIO 2018.....	91
COMPARATIVO 92. TGD4080 AGOSTO 2018.....	91

COMPARATIVO 93. TGD4080 SEPTIEMBRE 2018	92
COMPARATIVO 94. TGD4080 OCTUBRE 2018	92
COMPARATIVO 95. TGD4080 NOVIEMBRE 2018.....	93
COMPARATIVO 96. TGD4080 DICIEMBRE 2018	93
COMPARATIVO 97. TGD4090 ENERO 2018.....	94
COMPARATIVO 98. TGD4090 FEBRERO 2018	94
COMPARATIVO 99. TGD4090 MARZO 2018	95
COMPARATIVO 100. TGD4090 ABRIL 2018	95
COMPARATIVO 101. TGD4090 MAYO 2018	96
COMPARATIVO 102. TGD4090 JUNIO 2018.....	96
COMPARATIVO 103. TGD4090 JULIO 2018	97
COMPARATIVO 104. TGD4090 AGOSTO 2018.....	97
COMPARATIVO 105. TGD4090 SEPTIEMBRE 2018	98
COMPARATIVO 106. TGD4090 OCTUBRE 2018	98
COMPARATIVO 107. TGD4090 NOVIEMBRE 2018.....	99
COMPARATIVO 108. TGD4090 DICIEMBRE 2018	99
COMPARATIVO 109. TGD4100 ENERO 2018.....	100
COMPARATIVO 110. TGD4100 FEBRERO 2018.....	100
COMPARATIVO 111. TGD4100 MARZO 2018.....	101
COMPARATIVO 112. TGD4100 ABRIL 2018	101
COMPARATIVO 113. TGD4100 MAYO 2018	102
COMPARATIVO 114. TGD4100 JUNIO 2018.....	102
COMPARATIVO 115. TGD4100 JULIO 2018	103
COMPARATIVO 116. TGD4100 AGOSTO 2018.....	103
COMPARATIVO 117. TGD4100 SEPTIEMBRE 2018	104
COMPARATIVO 118. TGD4100 OCTUBRE 2018	104
COMPARATIVO 119. TGD4100 NOVIEMBRE 2018.....	105
COMPARATIVO 120. TGD4100 DICIEMBRE 2018	105
COMPARATIVO 121. TGD41010 ENERO 2018.....	106
COMPARATIVO 122. TGD41010 FEBRERO 2018	106
COMPARATIVO 123. TGD41010 MARZO 2018.....	107
COMPARATIVO 124. TGD41010 ABRIL 2018	107
COMPARATIVO 125. TGD41010 MAYO 2018	108
COMPARATIVO 126. TGD41010 JULIO 2018	108
COMPARATIVO 127. TGD41010 AGOSTO 2018.....	109
COMPARATIVO 128. TGD41010 SEPTIEMBRE 2018	109
COMPARATIVO 129. TGD41010 OCTUBRE 2018	110
COMPARATIVO 130. TGD41010 NOVIEMBRE 2018.....	110
COMPARATIVO 131. TGD41010 DICIEMBRE 2018	111
COMPARATIVO 132. TGD42010 ENERO 2018.....	111
COMPARATIVO 133. TGD42020 MARZO 2018.....	112
COMPARATIVO 134. TGD42010 FEBRERO 2018.....	112
COMPARATIVO 135. TGD42020 ABRIL 2018	113
COMPARATIVO 136. TGD42020 MAYO 2018	113
COMPARATIVO 137. TGD42020 JULIO 2018	114
COMPARATIVO 138. TGD42020 AGOSTO 2018.....	114
COMPARATIVO 139. TGD42020 SEPTIEMBRE 2018	115
COMPARATIVO 140. TGD42020 OCTUBRE 2018	115
COMPARATIVO 141. TGD42020 NOVIEMBRE 2018.....	116

COMPARATIVO 142. TGD42020 DICIEMBRE 2018 116

LISTADO DE ABREVIATURAS

PQ	Power Quality
SIMOCE	Sistema de monitoreo de calidad de energía
V	Voltaje
I	Corriente
KW	Kilo Watt
KVAR	Kilo Volt-Amper reactivo
CA	Corriente Alterna
DC	Corriente Directa
TC	Transformador de Corriente
Hz	Hertz
CRE	Comisión Reguladora de Energía

1. Introducción

En el proceso de elaboración de una reglamentación sobre calidad de servicio en un sistema de distribución de energía eléctrica existen distintos parámetros que califican el desempeño de la red para los cuales deben establecerse valores de referencia que no deberán ser superados. Especialmente cuando se trata de perturbaciones los índices a controlar son la corriente, entre otros.

Es necesario el monitoreo de la calidad de la energía para caracterizar fenómenos electromagnéticos en un lugar específico de un circuito de energía eléctrica. En algunos casos, el objetivo del monitoreo es diagnosticar incompatibilidades entre la fuente de energía eléctrica y la carga. En cualquier caso, la tarea más importante de cualquier proyecto de monitoreo es definir claramente los objetivos del monitoreo.

El procedimiento para definir los objetivos de monitoreo difiere del tipo de estudio. Para diagnosticar el monitoreo para solucionar problemas de cierre con equipo sensible, el objetivo puede ser capturar eventos de ciertos tipos fuera de la tolerancia. El monitoreo de evaluación o predicción puede requerir la recolección de muchos parámetros de voltaje y corriente para caracterizar el nivel existente de calidad de la energía.

1.1 Antecedentes

¿Por qué es una preocupación la calidad de la energía y cuando comenzó a serlo? Desde el descubrimiento de la electricidad hace 400 años, la generación, distribución y uso de la electricidad ha evolucionado continuamente. Medios nuevos e innovadores para generar y usar la electricidad alimentaron la revolución industrial, y desde entonces los científicos, ingenieros y quienes lo hacen como pasatiempo han contribuido a su continua evolución.

Al inicio, las máquinas eléctricas y los dispositivos eran burdos en el mejor de los casos pero sin embargo muy útiles. Consumían grandes cantidades de electricidad y se desempeñaban bastante bien. Las máquinas fueron diseñadas conservadoramente en cuestiones de costo solo ajeno a las consideraciones de desempeño.

La calidad en el suministro de electricidad que se proporciona a los usuarios finales es el resultado de una gama de factores de calidad, estos factores surgen de diferentes sectores de la industria eléctrica. Desde el punto de vista de calidad de la distribución y suministro de energía eléctrica, el problema de calidad de energía puede verse desde tres perspectivas diferentes.

La primera corresponde al lado de los consumidores después del medidor, y es el impacto de los disturbios en la red sobre los equipos; la segunda también del lado de los consumidores, es el conocimiento de los fabricantes de equipos de los niveles de estos disturbios y la frecuencia con que ocurren, para así determinar una tolerancia razonable para sus equipos; y la tercera, concierne a ambos lados del medidor, es cómo los disturbios ocasionados por un consumidor afectan a otros consumidores que están conectados a la misma red de suministro.

Existen razones importantes para monitorear la calidad de la energía. La primera razón que está por encima de las otras es la económica, particularmente si están siendo afectadas severamente por fenómenos electromagnéticos las cargas de procesos críticos. Los efectos en el equipo y las operaciones de los procesos pueden incluir un mal funcionamiento, daño, interrupción del proceso, y otras anomalías semejantes.

Tales interrupciones son costosas debido a que una operación basada en el lucro se ha interrumpido inesperadamente y se debe restablecer para continuar con la producción. Además, el daño al equipo y la reparación subsecuente cuestan tanto dinero como tiempo. El daño al producto también puede resultar de un fenómeno electromagnético lo que requiere que el producto dañado sea reciclado, ambos son asuntos económicos.

1.2 Estado del arte

G. Casaravilla y V. Echinope, instituto de ingeniería eléctrica universidad de la Republica, plantean estimaciones de fallas de tensión y corriente en redes de distribución; se recopilan las definiciones de desbalance de acuerdo a las normas internacionales así como las fórmulas alternativas que algunas de estas normas proponen para su cálculo simplificado. [1]

CIGRE, Comité de estudio de desempeño técnico de sistema; implementan la medición de los desbalances por medio de algoritmos basados en distintas definiciones, los resultados pueden definir los rangos de compatibilidad entre los niveles de desbalance típicos y admisibles. [2]

Instituto de Investigaciones Eléctricas Cuernavaca, Morelos, Implementación de un filtro activo de corriente para mejorar la calidad de la energía. Los resultados obtenidos con la instalación del filtro activo en el sistema industrial analizado permiten la reducción de las pérdidas, la reducción de armónicos y la mejora en el factor de potencia del sistema industrial. Es importante mencionar que el comportamiento del filtro activo puede variar de acuerdo a la configuración del sistema eléctrico y sus cargas, por lo cual, durante el dimensionamiento del filtro se deben de tomar en cuenta las características propias de la instalación. [3]

Facultad de ingeniería, San Luis Potosí. En este trabajo se presentó el principio de operación de un filtro activo trifásico para realizar la compensación de corrientes armónicas y la cancelación de corriente de neutro. El algoritmo de control y las señales de referencia de la etapa de control del filtro activo se generan empleando Teoría PQ, y realizar procedimientos en un DSP. Con estas condiciones es posible desarrollar el algoritmo de control para realizar la compensación. Los resultados obtenidos permiten considerar que los filtros activos de corriente son una opción adecuada. [4]

1.3 Justificación

El principal motivo para la existencia de redes trifásicas desbalanceadas lo constituye la distribución de cargas monofásica.

Las no equilibradas a lo largo de la red, que a su vez cambia a lo largo del tiempo dependiendo de la hora del día. Existen otros motivos menores como la diferencia en las impedancias vistas de los conductores debido a que generalmente es prácticamente imposible hacer transposiciones en redes de baja tensión y las asimetrías en las impedancias de los transformadores convencionales.

El desbalance en las redes de distribución provoca pérdidas adicionales por calentamiento así como disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos tan frecuentemente utilizados en la industria.

La experiencia en mediciones de Calidad de Servicio con equipos estándares del mercado muestra que diferentes fabricantes han implementado la medición de los desbalances utilizando algoritmos de cálculo basados en distintas definiciones, lo cual dificulta la interpretación de los resultados, aún para quien esté advertido de las diferencias que pueden esperarse.

La definición verdadera del factor de desbalance basada en las componentes de secuencia directa y secuencia inversa es aplicable tanto para tensiones (de fase y de línea) como para corrientes, pero para las otras definiciones y fórmulas aproximadas del factor de desbalance encontradas en normas y bibliografía de reconocido prestigio, la validez de esa generalización es discutible.

1.4 Objetivos

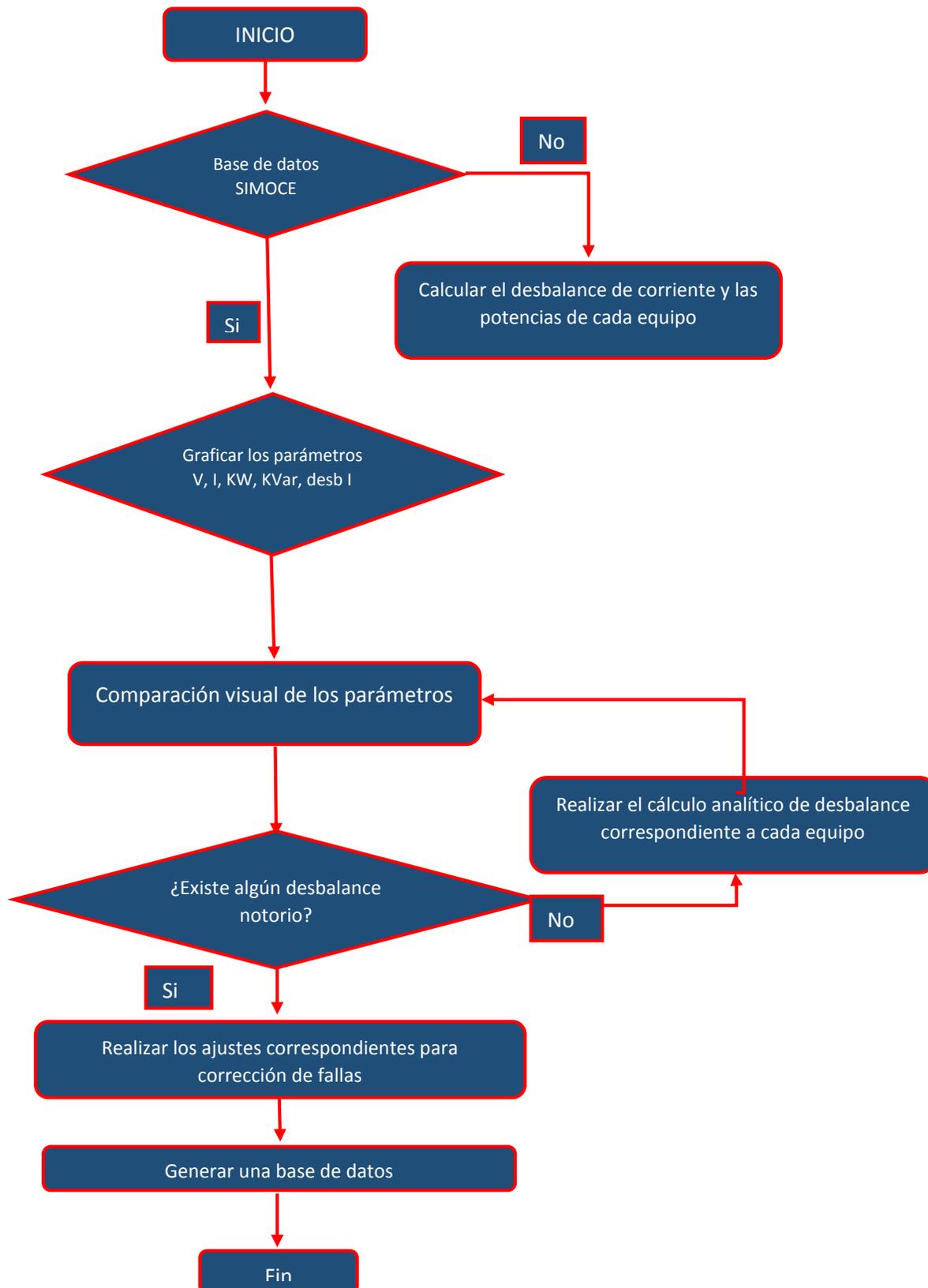
Objetivo general:

Analizar el comportamiento de los nodos de la subestación Tuxtla I y Tuxtla II en media tensión para determinar los puntos para balancear dichos nodos.

Objetivos específicos:

- Extraer información del año 2018 acerca de los equipos de la subestación Tuxtla II
- Graficar los diferentes parámetros de cada equipo (corriente, potencia activa, potencia reactiva y desbalance de corriente)
- Analizar y comparar en Excel las gráficas obtenidas
- Realizar una lista de las anomalías encontradas
- Determinar el origen del desbalance de corriente
- Realizar la propuesta para solucionar el problema

1.5 Metodología



En la figura anterior, se describe el proceso que se llevara a cabo en el presente proyecto. En los primeros bloques se especifica la recopilación de información obtenida del SIMOCE (Sistema de Monitoreo de Calidad de Energía), de la zona Tuxtla, subestación Tuxtla II. La información a recopilar del sistema, refiere a los parámetros de corriente, potencia activa, potencia reactiva y desbalance de corriente de cada uno de los equipos que se encuentran en dicha subestación.

Se procede a descargar la información por periodos de cada mes, para que a la hora de graficar tengamos una mayor visión en las líneas.

De no obtener la información anterior, se procederá aplicar el método matemático para obtener el desbalance de corriente que se tiene en cada equipo.

Una vez obtenidos los parámetros, se prosigue a elaborar las gráficas en Excel, que a su vez, estas nos permitirán un mejor análisis y nos facilitaran la comparación de datos. Ya que realizamos esta comparación vamos al siguiente paso, que es elaborar un resumen de las posibles causas de las anomalías encontradas.

El resumen debe contener el análisis de cada uno de los equipos de la subestación, las observaciones de cómo se comporta la gráfica de desbalance de corriente, como se interpreta y cuál es su posible causa.

Algunas de estas pueden ser porque hay valles y/o picos en las potencias, o por alguna variación en el voltaje. Pueden considerarse normales los desbalances de corriente generados por lo antes mencionado; se tomara como como desbalance aquellos valores por encima del 10%.

1.6 Normas

1.6.1 Norma IEC 610004-30

Los parámetros que se incluyen son:

- ✓ Frecuencia la tensión de alimentación.
- ✓ Magnitud de la tensión de alimentación.
- ✓ Flicker (parpadeo de tensión).
- ✓ Armónicos e interarmónicos.
- ✓ Fluctuaciones de la tensión de alimentación.
- ✓ Interrupciones en la tensión de alimentación
- ✓ Desequilibrios en la tensión de alimentación.
- ✓ Transmisión de señales a través de la alimentación.
- ✓ Cambios rápidos en la tensión de alimentación.

El estándar IEC 61000-4-30 define los métodos de medida de los parámetros de la calidad de suministro y el modo de interpretar los resultados. En la norma se indican los métodos de medida sin fijar los umbrales. Entre otros parámetros el estándar define los métodos de detección y evaluación de los huecos de tensión, sobretensiones temporales y las interrupciones de la tensión de suministro. Este estándar define el valor $U_{rms(1/2)}$ como la magnitud básica para caracterizar un hueco, interrupción o sobretensión en la tensión de alimentación.

El valor $U_{rms(1/2)}$ se define como la tensión r.m.s. medida sobre un ciclo, comenzando en el cruce por cero de la señal fundamental, y actualizada cada medio ciclo. Un hueco de tensión comienza cuando la magnitud $U_{rms(1/2)}$ cae por debajo del umbral de detección (0.9 p.u. de la tensión declarada de acuerdo con la norma EN-50160) y termina cuando el valor $U_{rms(1/2)}$ es igual o superior al umbral de detección más una tensión de histéresis (esta histéresis es en general igual al 2% de la tensión declarada).

En lugar de utilizar un umbral de detección sobre la tensión declarada, el estándar también establece la posibilidad de emplear una tensión de referencia deslizante, definida como un

valor de tensión promediado en un intervalo de tiempo especificado, que representa la tensión que precede al hueco. Los huecos de tensión se caracterizan por un par de datos:

- Tensión residual
- Duración

La tensión residual es el menor valor de $U_{rms (1/2)}$ medido durante el hueco y la profundidad de un hueco de tensión se define como la diferencia entre la tensión de referencia y la tensión residual y en general se expresa en porcentaje de la tensión de referencia. Por su parte, la duración de un hueco de tensión se define como la diferencia del tiempo entre el inicio y el final del hueco de tensión.

Una sobretensión temporal en la tensión de suministro comienza cuando la magnitud $U_{rms (1/2)}$ sobrepasa el umbral de detección (1.1 p.u. de la tensión declarada respectivamente, de acuerdo con la norma EN-50160) y termina cuando el valor $U_{rms (1/2)}$ es igual o inferior al umbral de detección menos una tensión de histéresis. También en este caso se puede emplear una tensión de referencia deslizante en lugar de la tensión declarada como umbral de detección.

1.6.2 Norma IEEE 1159

El estándar IEEE 1159-1995 define siete categorías distintas de fenómenos electromagnéticos en las redes eléctricas: transitorios, variaciones de corta duración, variaciones de larga duración, desequilibrio de la tensión, distorsión de la forma de onda, fluctuaciones de tensión y variaciones de la frecuencia.

La categoría de variaciones de corta duración comprende los huecos de tensión, las interrupciones y lo que denomina la antítesis al hueco de tensión o “swell”. Cada tipo se clasifica en instantáneo, momentáneo o temporal dependiendo de su duración, como se indica en la tabla:

<i>Categorías</i>	<i>Duración típica</i>	<i>Magnitud típica de la tensión</i>
2.0 Variaciones de corta duración		
2.1 Instantánea		
2.1.1 Hueco	0.5 – 30 ciclos	0.1 – 0.9 p.u.
2.1.2 Swell	0.5 – 30 ciclos	1.1 – 1.8 p.u.
2.2 Momentánea		
2.2.1 Interrupción	0.5 ciclos – 3 s	< 0.1 p.u.
2.2.2 Hueco	30 ciclos – 3 s	0.1 – 0.9 p.u.
2.2.3 Swell	30 ciclos – 3 s	1.1 – 1.4 p.u.
2.3 Temporal		
2.2.1 Interrupción	3 s – 1 min	< 0.1 p.u.
2.2.2 Hueco	3 s – 1 min	0.1 – 0.9 p.u.
2.2.3 Swell	3 s – 1 min	1.1 – 1.2 p.u.
3.0 Variaciones de larga duración		
3.1 Interrupción sostenida	> 1 min	0.0 p.u.
3.2 Bajada de tensión	> 1 min	0.8 – 0.9 p.u.
3.3 Sobretensión	> 1 min	1.1 – 1.2 p.u.

Figura 1

Las variaciones de corta duración se producen casi siempre por condiciones de fallo, por la conexión de grandes cargas que requieren grandes corrientes de arranque o por desconexiones intermitentes. Dependiendo de la localización del fallo y del estado del sistema, el fallo puede producir sobretensiones, bajadas de tensión o interrupciones temporales. Tanto en el caso en el que el fallo esté cercano o lejano al punto de interés, su efecto sobre la tensión va a ser una variación de corta duración.

De acuerdo con la tabla, una interrupción se produce cuando la tensión de alimentación es inferior a 0.1 p.u. durante un tiempo inferior a 1 minuto.

Un hueco de tensión se define como una disminución de la tensión eficaz de corta duración comprendida entre un valor del 90% y del 10% de la tensión nominal y con una duración comprendida entre 0.5 ciclos y 1 minuto. Las disminuciones de tensión inferiores a medio ciclo no se pueden caracterizar por medio de la variación de su valor eficaz, y por eso se incluyen dentro de la categoría de fenómenos transitorios. Por otro lado, las disminuciones de la tensión con una duración mayor a 1 minuto pueden estar asociadas a una gran variedad de causas distintas de los fallos en la red y se pueden controlar por medio de los dispositivos

de regulación de tensión. Debido a ello, el estándar incluye estas perturbaciones dentro del grupo de las variaciones de tensión de larga duración.

Los huecos de tensión se dividen en tres categorías en función de su duración: instantáneos, momentáneos y temporales, que coinciden con las tres categorías de interrupciones y de swells. Estas duraciones están escogidas en función de los tiempos de operación típicos de los dispositivos de protección.

Un swell se define como un aumento de la tensión eficaz de una duración comprendida entre 0.5 ciclos y 1 minuto. La magnitud típica de un swell está comprendida entre el 110% y el 180% de la tensión nominal. Al igual que los huecos de tensión, los swell están producidos normalmente por fallos en la red, pero son mucho menos frecuentes que los huecos de tensión. Un swell se puede producir como resultado de un fallo de línea a tierra que puede dar origen al aumento de la tensión en la fase no afectada por el fallo. La magnitud del aumento de la tensión es función de la localización del fallo, de la impedancia del sistema y del tipo de conexión a tierra.

Por su parte, la categoría de variaciones de larga duración comprende las desviaciones del valor r.m.s. superiores a 1 minuto en el rango especificado en la tabla. Las variaciones de larga duración pueden ser tanto sobretensiones como bajadas de tensión. Tanto unas como otras no son generalmente producidas por fallos. Están producidas por variaciones en la carga o por operaciones de conmutación en el sistema.

Por último, una interrupción sostenida se define como una disminución hasta cero voltios de la tensión de alimentación por un período superior a un minuto. Este tipo de interrupciones son normalmente permanentes y requieren de intervención manual para la reposición del servicio.

2. Fundamento teórico

2.1 SIMOCE

SIMOCE Subestación es una aplicación que forma parte del proyecto SIMOCE (Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía) y fue diseñado para hacer que la información que

proporcionan los DEIs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) que se encuentran instalados en las subestación eléctricas, sea transparente para el proyecto SIMOCE y otros sistemas computacionales que requieran dicha información. En la figura se muestra un esquema general del proyecto SIMOCE y la parte en donde se encuentra SIMOCE Subestación.

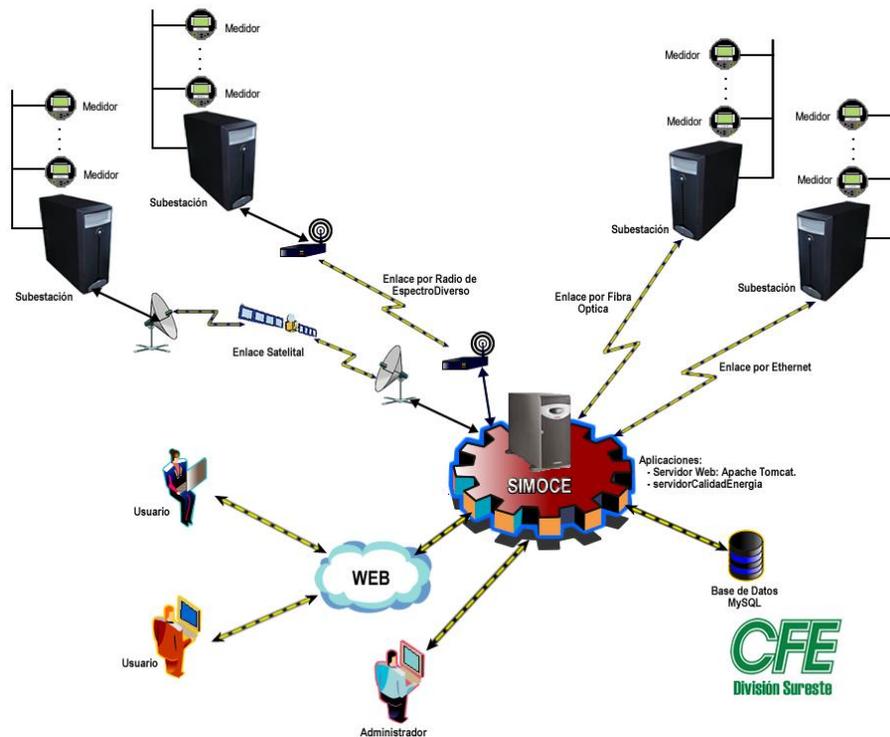


Figura 2. Esquema general de SIMOCE

Hasta este momento, SIMOCE Subestación se basa principalmente en el sistema SYSCOM 4.5, debido a que esta aplicación permite interconectar DEIs que soporten protocolos de comunicación abiertos como DNP 3.0 y MODBUS, almacenar sus históricos en una base de datos y proporcionar la información en tiempo real vía OPC. Entre los DEIs más comunes que soportan protocolos abiertos como el DNP y MODBUS se encuentran los medidores, relevadores, restauradores y registradores de alarmas y eventos entre otros. Otra aplicación con la cual puede interactuar SIMOCE Subestación es el software propietario ION Enterprise 5.5, del cual es capaz de extraer la información histórica de los medidores ION para hacerla disponible.

Lo que no se mide no se controla, lo que no se controla no se mejora, el sistema de monitoreo de calidad de la energía, extrae, transforma y estandariza en forma automática los datos de

los dispositivos de medición y protección, el cual mediante el uso de la tecnología de la información, redes de comunicación, y sobre todo de capital humano, agrega valor a los datos para analizar y generar reportes que apoyan para la toma de decisiones, principalmente en la operación, el mantenimiento y la planeación de la infraestructura eléctrica, teniendo como consecuencia mejor aprovechamiento de los recursos humanos, financieros y materiales, incrementando la productividad y competitividad de la empresa.

2.2 Instrumentos para monitorear

El primer paso para solucionar los problemas en la calidad de la energía es determinar el punto o puntos de prueba. Aún el mejor instrumento disponible en la calidad de la energía es solo tan bueno como el personal que lo utiliza. La instalación del instrumento en un lugar que no es el óptimo con respecto al equipo afectado puede provocar información equivocada o insuficiente. Los transitorios eléctricos son especialmente proclives a errores dependiendo del tipo de instrumento utilizado y su localización.

2.1.1 Mediciones de corriente en CA

Las mediciones de corriente de CA se pueden realizar con el uso de una sonda de CA, una sonda de efecto Hall (también utilizada para medir corriente en cd), o un resistor en derivación. Es importante hacer notar que las técnicas y limitaciones discutidas anteriormente con respecto a los voltímetros analógicos y digitales también aplican a la medición de las corrientes de CA en el sistema de potencia.

La sonda de corriente de CA utiliza un transformador de acción para detectar la corriente. Este tipo de sonda, también conocida como transformador de corriente (TC), tiene un ancho de banda limitado. Los límites a bajas frecuencias ocurren debido a saturación de la sonda y a frecuencias más grandes debido a inductancias y capacitancias parásitas. Además, la amplitud excesiva de la señal puede causar saturación.

Los problemas de ancho de banda que se encuentran con los TCs se pueden eliminar por medio del uso de una sonda de efecto Hall. La sonda de efecto Hall no utiliza un transformador pero detecta el campo magnético producido por el flujo de corriente eléctrica

al utilizar un dispositivo semiconductor. La salida de la sonda es proporcional al flujo de corriente en el cable, el cual se lee con un medidor.

La ventaja de utilizar este tipo de sonda es que medirá con exactitud formas de onda distorsionadas sin la preocupación del ancho de banda limitado como sucede con la técnica del transformador de corriente.

El método más antiguo de medición de corriente es el resistor en derivación. El resistor en derivación es un resistor de precisión de bajo valor que se inserta en el circuito que se va a medir. El flujo de corriente produce una caída de voltaje a través del resistor en proporción directa a la resistencia en derivación. El voltaje resultante se convierte entonces en un valor de corriente.

El utilizar una derivación requiere interrumpir el circuito, y de ese modo puede ser difícil instalarlo y usarlo. Un beneficio mayor de la derivación es que no sufre de las limitaciones del ancho de banda como sucede con la técnica del transformador de corriente.

2.1.2 Detectores para disturbios

Los detectores para disturbios son instrumentos de monitoreo de la energía que son diseñados específicamente para detectar y grabar datos de las variaciones del sistema de potencia. Generalmente, los monitores para disturbios de potencia en línea son instrumentos portátiles que contienen un amplio y variado número de características. Estas características pueden incluir una cantidad de canales de monitoreo, almacenamiento de datos y formatos de visualización, además de otras características que mejoran las capacidades del instrumento.

Los diseños de los detectores para disturbios se pueden ver en términos del rango de frecuencias que se van a medir, como se recolectan los datos, y como se despliegan los datos. Una vez que estos parámetros de diseño se entienden, entonces el usuario puede seleccionar un diseño que mejor cumpla con la aplicación pretendida.

Como ejemplo, algunas aplicaciones de monitoreo de la energía requieren mejor mediciones lentas de voltajes y/o corrientes. Un instrumento que no sea muy caro que mida voltajes unas cuantas veces por segundo puede cumplir las necesidades de esta aplicación. Por otro lado,

algunas aplicaciones requieren velocidades de medición muy altas de voltaje. Este puede ser el caso cuando los transitorios de alta frecuencia en el sistema de potencia puedan ser el origen de un problema potencial. Esta medición requerirá un instrumento más sofisticado para monitorear la energía. Estos instrumentos sofisticados pueden detectar y recolectar datos de numerosas variaciones del sistema de potencia que pueden incluir *swells* y *sags* de voltaje, transitorios, errores de frecuencia, ruido eléctrico, distorsión y *notching* entre otros.

Un detector para potencia que mire un rango amplio de frecuencias puede utilizar técnicas de medición múltiples. Por ejemplo, se puede utilizar una técnica digital para muestreo para medir voltajes rms y la distorsión, pero se puede utilizar un circuito análogo para capturar los transitorios.

Los factores que determinan la técnica adecuada de medición no solamente incluyen exactitud, rango dinámico y respuesta en frecuencia, sino como se procesan y presentan los datos. Como ejemplo, si se aplica una transformada rápida de fourier (FFT) para capturar un evento, entonces el instrumento debería emplear una técnica digital para muestreo.

Los detectores para disturbio de potencia en línea se pueden dividir en cuatro tipos básicos. Los detectores se pueden clasificar como indicadores de eventos, monitores de texto, voltímetros / amperímetros para grabación de estado sólido y monitores para despliegue de gráficos.

2.1.3 Indicadores de eventos

Los indicadores de eventos son los más simples y menos caros de todos los monitores para disturbios de potencia en línea. Estos indicadores recolectan y despliegan los datos que son generados por las variaciones del sistema de potencia. Pueden estar dedicados a un tipo simple de variación en el sistema de potencia o, más comúnmente, pueden clasificar muchos tipos de eventos.

Los datos generados por el fenómeno electromagnético se pueden desplegar con luces indicadoras, un gráfico de barra iluminado, una alarma audible o una combinación de estos tres. Generalmente, el tiempo de ocurrencia de la variación en el sistema de potencia no se graba con este tipo de dispositivo.

Los indicadores de evento recolectan los datos de la variación del sistema de potencia al comparar la condición en estado estable del sistema de potencia con uno o más parámetros de umbral. Estos parámetros pueden ser preestablecidos o ajustados por el usuario. En el caso que se exceda el umbral o umbrales, se detecta y graba una variación del sistema de potencia.

La comparación de la condición en estado estable y la variación en el sistema de potencia se realiza por medio del uso de técnicas análogas y/o digitales para circuitos. Estos parámetros de umbral dictaminan los tipos y número de variaciones del sistema de potencia que se detectan por este tipo de monitor.

Una vez que se detecta una variación en el sistema de potencia, se puede almacenar como una amplitud o un número total de eventos que exceden los umbrales. Los datos se pueden desplegar como un valor numérico para la amplitud o un conteo total de las variaciones individuales del sistema de potencia. Se puede utilizar algún tipo de indicadores con iluminación y alarmas audibles para desplegar los datos.

2.1.4 Analizador de disturbios transitorios

Los analizadores de disturbios transitorios son dispositivos avanzados de adquisición de datos para capturar, almacenar y presentar disturbios de corta duración en el sistema de potencia con subciclos. Como uno podría esperar, las tasas de muestreo para estos instrumentos son altas. No es atípico para los grabadores de disturbios transitorios tener tasas de muestreo en el rango de 2 a 4 millones de muestreo por segundo.

Las tasas de muestreo mayores proporcionan una exactitud mayor al describir los eventos transitorios en términos de su contenido en amplitud y frecuencia. Ambos atributos son esenciales para realizar el análisis transitorio. La amplitud de la forma de onda suministra información sobre la potencialidad para dañar el equipo afectado.

El contenido de la frecuencia nos informa en cuanto a cómo los eventos se pueden acoplar a otros circuitos y como se pueden mitigar. La figura muestra un transitorio que alcanza una amplitud pico de 562 V con un contenido en la frecuencia de aproximadamente 200 kHz. Una vez que se determina tal información, se debería determinar la susceptibilidad del equipo.

Por ejemplo, un impulso de 200 V de pico aplicado a un motor de 480 V no puede tener ningún efecto en la vida del motor; sin embargo, el mismo impulso aplicado a un controlador de procesos podría producir una falla inmediata. El equipo que contiene circuitos con fuentes de alimentación o con filtros capacitivos es susceptible especialmente a los transitorios de tiempos de subida rápidos con contenido de altas frecuencias.

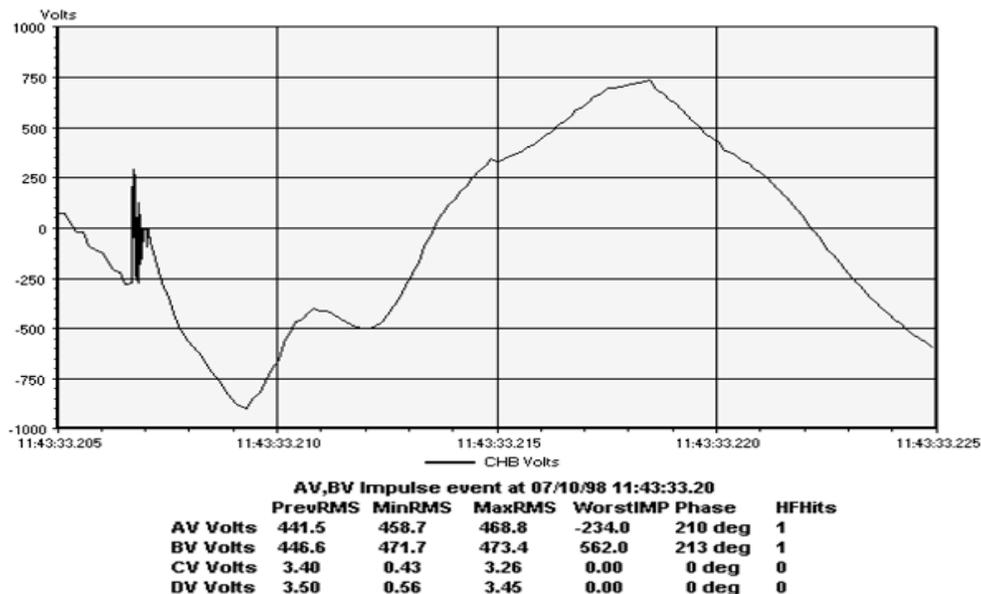


Figura 3. Disturbio transitorio manejado con un pico de 562 V y una frecuencia contenida de 20 KHz.

Cuando se miden transitorios con tiempos de subida rápidos o de frecuencias mayores, se vuelve muy importante la longitud de los cables utilizados para conectar la instrumentación a los puntos de prueba. En todas estas mediciones, los cables para pruebas se deben mantener tan cortos como sea posible. Normalmente, las longitudes de los cables para pruebas de 6 ft o menos no deberían introducir errores significativos en las mediciones de los transitorios rápidos.

A frecuencias mayores, la inductancia del cable así como la capacitancia se vuelven factores importantes. El uso de longitudes de cables más largas en las mediciones de transitorios resulta en inductancias y capacitancias mayores y de atenuaciones más grandes de la forma de onda transitoria.

También, para minimizar la captación de ruido de fuentes externas, las puntas de prueba para voltaje se deben mantener alejadas de los conductores de alto voltaje y alta corriente, del

equipo para soldar, de motores y transformadores. Las puntas se deben mantener tan rectas como sea posible sin curvas afiladas o en lazos. En cualquier caso, el exceso en la longitud de las puntas nunca se debe enrollar en una bobina.

Los transformadores de corriente que se utilizan en las mediciones de corriente transitoria deben tener un valor nominal de corriente pico al menos igual a las corrientes máximas esperadas; de otra manera, se pierden los picos de corriente en los datos debido a la saturación de la punta de prueba para corriente. La figura 2 indica cuanta saturación en la punta de prueba para corriente resulto de una forma de onda de corriente con cresta plana y la pérdida de información vital, lo que hace más difícil el análisis en la calidad de la energía.

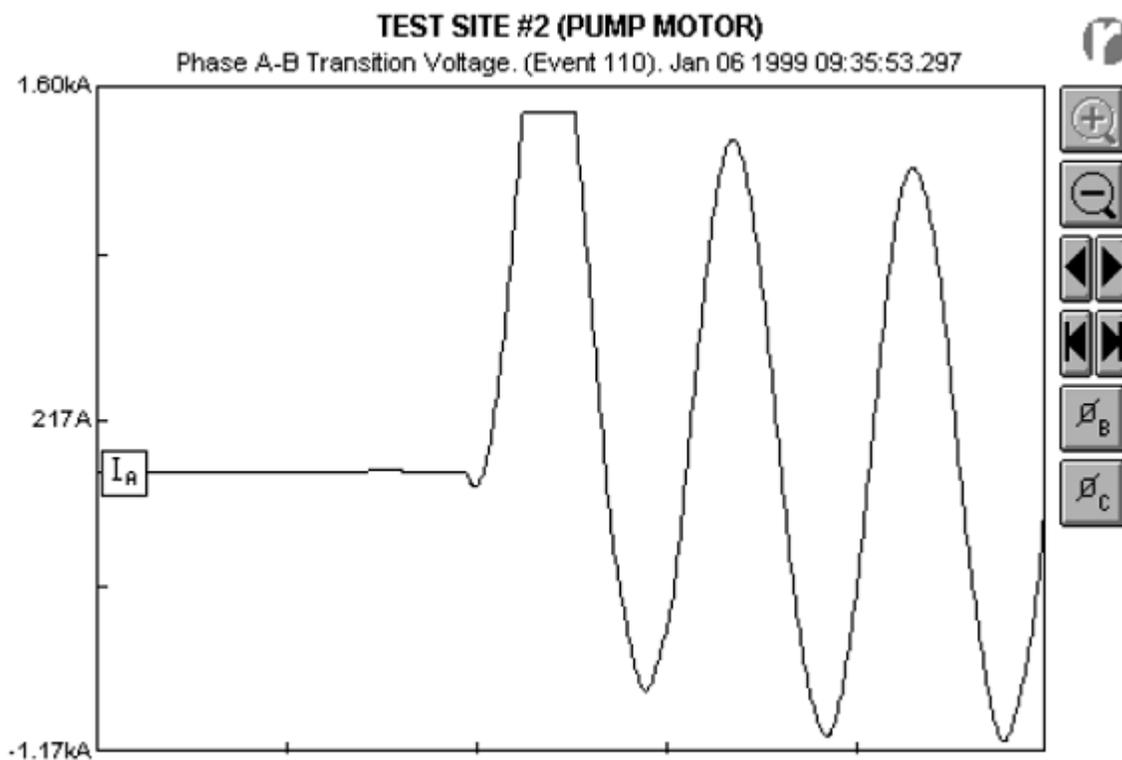


Figura 4. Corriente de saturación de un transformador resultando en las pérdidas de pico vital de información de corriente.

2.2 Distorsión de la forma de onda

La distorsión de la forma de onda "*Waveform distortion*" se define como un estado de desviación fija de la forma ideal senoidal a la frecuencia fundamental del sistema. Es

caracterizada por su contenido espectral de desviación. Existen cinco tipos principales de distorsión de la forma de onda:

- *Componentes de Corriente Directa “DC Offset”*
- *Armónicas “Harmonics”*
- *Interarmónicas “Interharmonics”*
- *Muecas “Notching”*
- *Ruido eléctrico “Noise”*

2.2.1 Componentes de corriente directa

La presencia de un voltaje o *Corriente Directa (C.D.)* en un sistema de potencia de *Corriente Alterna (C.A.)* es llamado componente de c.d. “*DC Offset*”. Esto puede ocurrir como resultado de disturbios magnéticos y el efecto de la rectificación de media onda. La corriente directa en redes de corriente alterna puede tener un efecto dañino por la influencia de la saturación del núcleo en transformadores.

Esto causa calentamiento adicional y la pérdida de vida del transformador. La componente de c.d. también puede causar la erosión de los electrodos de tierra y conectores.

2.2.2 Armónicas

Las armónicas “*Harmonics*” son voltajes o corrientes senoidales que tienen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia a la cual el sistema de suministro se diseñó para operar (conocida como frecuencia fundamental; por lo general 50 o 60 *Hz.*). Las formas de onda distorsionadas pueden ser descompuestas en la suma de la frecuencia fundamental y los armónicos.

La distorsión armónica proviene de las características no lineales de dispositivos y cargas del sistema de potencia. Esta distorsión es causada por la operación de equipos no lineales como rectificadores y hornos de arco eléctrico. Este es un fenómeno considerado en estado estable.

Los niveles de distorsión armónica son descritos por el espectro armónico completo con magnitudes y ángulos de fase de cada componente armónico individual. También es común usar una sola cantidad, la Distorsión Armónica Total *THD* (*Total Harmonic Distortion*), como una medida del valor efectivo de distorsión armónica. La figura 2.9 ilustra la forma de onda y el espectro armónico para una corriente de entrada de un controlador de velocidad ajustable *ASD* (*Adjustable Speed Drive*) típico.

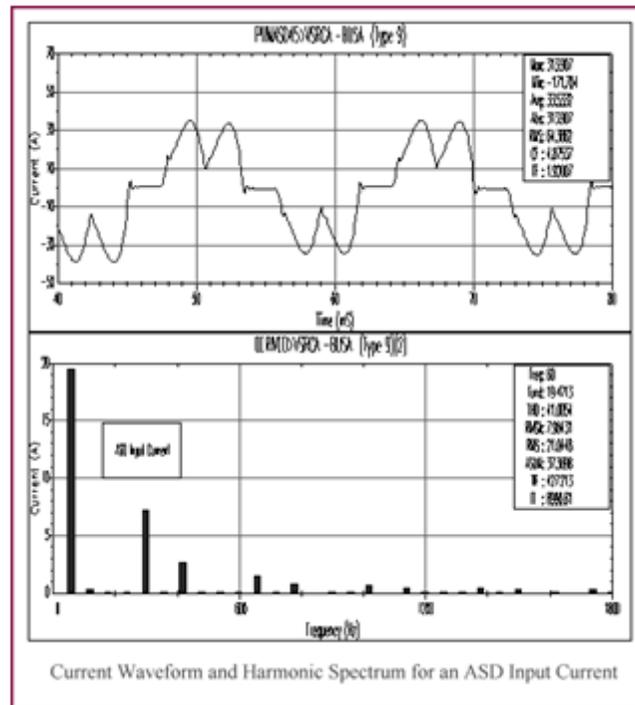


Figura 5. Forma de onda de corriente y espectro armónico de un ASD

Los niveles de distorsión de corriente pueden ser caracterizados por un valor de *THD*, como se describió anteriormente, pero esto a menudo puede ser engañoso. Por ejemplo, muchos variadores ajustables de velocidad provocarán altos valores de *THD* en la corriente de entrada cuando operan en cargas muy ligeras. Esto no necesariamente es un problema significativo porque la magnitud de la corriente armónica es baja, aun cuando su distorsión relativa sea alta.

Para caracterizar corrientes armónicas en una forma consistente, *IEEE Std. 519-1992* define otro término, la Distorsión de Demanda Total *TDD* (*Total Demand Distortion*). Este término es el mismo que la Distorsión Armónica Total excepto que la distorsión se expresa como un

por ciento de alguna corriente de carga, en lugar de un por ciento de la magnitud de la corriente fundamental.

El estándar *IEEE 519-1992* proporciona lineamientos para la corriente armónica y niveles de distorsión de voltaje en sistemas de transmisión y distribución.

2.2.3 Interarmónicas

Los voltajes o corrientes que tienen componentes de frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental son conocidos como interarmónicas “*interharmonics*”. Los *interarmónicos* pueden encontrarse en redes de todos los niveles de voltaje. La fuente principal de distorsión de la forma de onda por interarmónicos son los convertidores estáticos de frecuencia, ciclo convertidores, motores de inducción y dispositivos de arqueado. Las líneas de transmisión y distribución portadoras de señal también se pueden considerar como interarmónicos. Los efectos de los interarmónicos aún no son bien conocidos.

2.2.4 Muestras

Una muesca “*notching*” es un disturbio periódico del voltaje causado por la operación normal de dispositivos de electrónica de potencia cuando la corriente es conmutada. Dado que los *notching* ocurren periódicamente, se pueden caracterizar por el espectro armónico del voltaje afectado. Sin embargo, generalmente se trata como un caso especial.

Los componentes de frecuencia asociados con las muescas pueden ser bastante altos y pueden no ser fácilmente caracterizados con el equipo de medición normalmente usado para el análisis armónico. La figura muestra un ejemplo de muescas de voltaje *notching* de un convertidor trifásico.

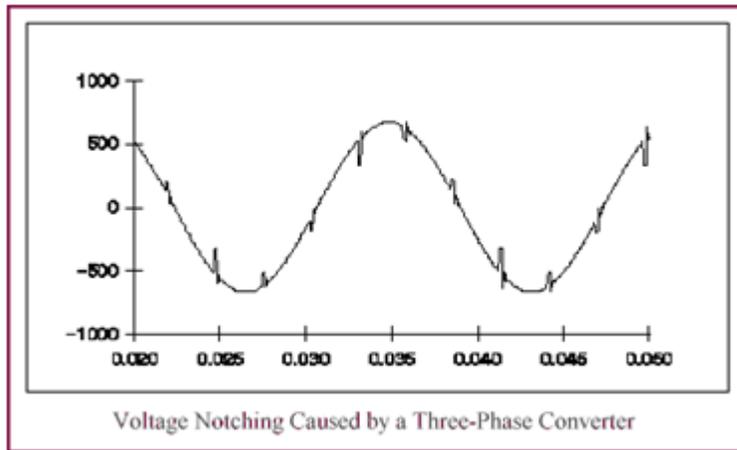


Figura 6. Voltaje muesca causado por un convertidor trifásico

Las muescas ocurren cuando la corriente conmuta de una fase a la otra, durante este período, hay un cortocircuito momentáneo entre dos fases que llevan el voltaje tan cerca de cero como lo permiten las impedancias del sistema.

2.4.5 Ruido eléctrico

El ruido eléctrico “Noise” es la distorsión (no necesariamente periódica) de la forma de onda senoidal del voltaje. El ruido se define como señales eléctricas no deseadas con un contenido espectral de ancho de banda por debajo de 200 kHz, sobrepuestas al voltaje o a la corriente en conductores de fase, neutros o líneas de comunicación.

El ruido en sistemas de potencia puede ser causado por dispositivos de electrónica de potencia, circuitos de control, equipo industrial de arco eléctrico, cargas con rectificadores de estado sólido, conexión y desconexión del suministro de potencia y transmisores de radio. Problemas de ruido a menudo son agravados por un mal aterrizamiento que falla al conducir el ruido fuera del sistema de potencia.

Básicamente, el ruido consiste en cualquier distorsión no deseada de la señal de potencia que no puede ser clasificada como distorsión armónica o transitoria. El ruido perturba dispositivos electrónicos como ordenadores y controladores programables. El problema puede ser mitigado usando filtros, transformadores de aislamiento, y acondicionadores de línea.

3. Desarrollo

El desarrollo experimental de este proyecto se lleva a cabo en la oficina de protecciones de la zona Tuxtla, se toman en cuenta los equipos ubicados en la subestación Tuxtla II para desarrollar el análisis y resolver el problema de desbalance de corriente que se encuentren.

Las lecturas son tomadas cada diez minutos por cada parámetro analizado, lo que nos genera un total de 144 datos por día, considerando un promedio de treinta días por mes, tenemos 4,320 datos por cada mes, lo que quiere decir que se analizaron 51,840 lecturas por equipo durante el año, de tan solo uno de los parámetros. Esto significa que para el análisis de cada equipo se revisaron un total de 259,200 datos estadísticos.

Demasiada información para analizar, en casos como este, en donde se tiene un mundo de información, lo más eficiente es utilizar el método de análisis gráfico; la representación de los resultados es parte integrante de un experimento. Al respecto, los datos colectados se aprecian mejor en un gráfico que en una tabla de números, dado que un gráfico ordena por sí solos los datos. De un gráfico podemos: analizar la información colectada, evaluar la relación, sacar conclusiones, etc.

Un gráfico construye sobre la base de una correcta elección de las escalas y de las variables que van a representarse. A menudo, es deseable que la representación resultante aparezca linealizada, lo que simplifica el análisis y la extracción de parámetros relevantes.

3.1 Descripción de la normativa internacional

De acuerdo con la norma IEC 610004-30, el grado de desequilibrio se expresa usualmente como:

$$U_2 = 100 * \frac{U_2}{U_1} \quad (1)$$

Donde U_2 corresponde a la componente de secuencia negativa de la tensión de línea y U_1 refiere a la componente de secuencia positiva de la tensión de línea.

Dichas componentes se derivan de las componentes de fase a través de la transformación de Fortescue:

$$\begin{bmatrix} \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \\ \overline{U_0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{U_{ab}} \\ \overline{U_{bc}} \\ \overline{U_{ca}} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Donde $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

Por lo que para terminar las componentes de secuencia de las tensiones de un sistema trifásico parece estrictamente necesario conocer las tres componentes de fase de las tensiones así como ángulos de desfasaje entre ellas. Esto implica que en una campaña de medida donde se deba controlar el desbalance, debería instalarse un equipo que fuera capaz de registrar estos seis parámetros.

A los efectos de simplificar este conjunto de medidas, la norma IEC 61000-4-30 y la norma IEEE 1159 proponen fórmulas de cálculo alternativas. Ambas tienden a que sean necesarios menos parámetros para estimar el índice de desbalance.

3.1.1 Fórmula alternativa según IEC 61000-4-30

Esta norma es para un sistema trifásico el índice de desbalance definido en (1) puede ser calculado por:

$$U_2 = 100 * \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (3)$$

Donde el cálculo de β está definido por:

$$\beta = \frac{U_{abfund}^4 + U_{bcfund}^4 + U_{cafund}^4}{(U_{abfund}^2 + U_{bcfund}^2 + U_{cafund}^2)^2} \quad (4)$$

Donde las tensiones U_{ijfund} corresponden a la componente fundamental de la tensión entre la fase i y la fase j.

3.1.2 Formula alternativa según IEEE 1159

Para este caso el índice de desbalance es estimado como la desviación máxima entre el valor de los voltajes de línea y el promedio de los voltajes de línea, dividida entre el promedio de los voltajes de línea.

$$U_2 = 100 * \max \left[\frac{U_{ij} - U_{media}}{U_{media}} \right] \quad (5)$$

3.1.3 Comparación de las fórmulas alternativas

Es claro que en cualquiera de las formulas establecidas, para determinar el índice de desbalance es necesario conocer los valores r.m.s de las tensiones de línea del sistema.

La fórmula propuesta por la norma IEEE 1159 no establece específicamente que los valores de tensión necesarios para el cálculo se restrinjan a la componente fundamental.

En el caso de la fórmula propuesta por la norma IEC 61000-4-30 se verificó que para un sistema de tensiones trifásicas con componente directa e inversa no nulas, el cálculo es exacto. Tomando en cuenta la transformación de la ecuación (2), la fórmula propuesta para el desbalance calculado a partir de las tensiones de línea del sistema da efectivamente la relación $\frac{U_2}{U_1}$.

Resulta claro que en el caso que en el sistema de tensiones haya componente homopolar, esto no afecta la fórmula propuesta, dado que la componente homopolar de un sistema compuesto es nula.

A los efectos de evaluar la exactitud de la fórmula propuesta por la norma IEEE 1159 se simulo una situación con un índice de desbalance de acuerdo a la ecuación (1) del 2% constante con una variación del ángulo de desfasaje entre la componente positiva y negativa de secuencia entre 0 y 2π .

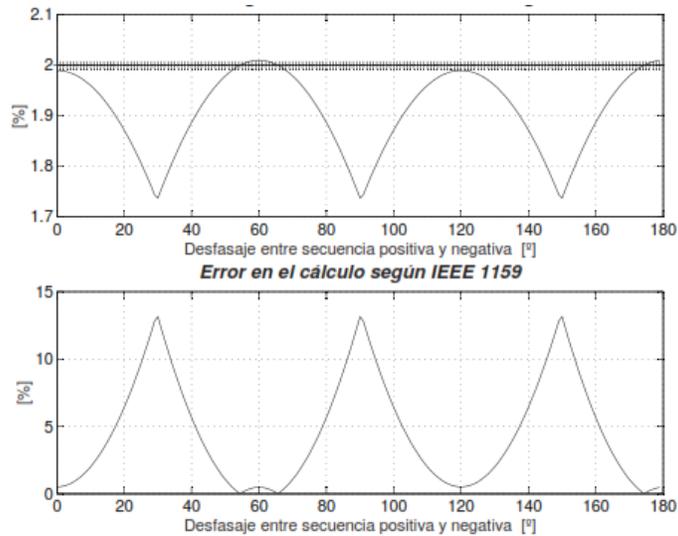


Figura 7. Cálculo para un desbalance de 2%

Se puede observar que el resultado obtenido es exacto para algunos ángulos de desfasaje, mientras que para otros ángulos de desfasaje el error relativo que se deriva de la aparición de la aproximación puede llegar hasta un 13%.

También puede observarse que la fórmula alternativa propuesta por la norma IEC 61000-4-30 la cual, como ya se mencionó, da un resultado exacto para cualquier ángulo de desfasaje entre las componentes de secuencia.

3.2 Determinación del límite para el índice de desbalance de corriente

En toda reglamentación sobre calidad de servicio de la energía eléctrica, en cierto modo se “responsabiliza” al distribuidor por la calidad de tensión y como contraparte al usuario por la calidad de la corriente.

Resulta evidente que las causas y efectos sobre tensión y la corriente del sistema no son tan estrictamente separables. De cualquier manera, es necesario que si se establecen límites para el desbalance de tensión, también se deban establecer límites para el desbalance de corriente.

Se asume que la potencia de cortocircuito antes del transformador de distribución es muy grande y que por lo tanto, el parámetro que fluye en los cálculos del PCC es directamente la impedancia del transformador que conecta el usuario al sistema.

Si se plantean las ecuaciones de este sistema en componentes simétricas se obtiene:

$$\overline{U}_1 = \overline{U}_f - \overline{Z}_{cc} \overline{I}_1 \quad (6)$$

$$\overline{U}_2 = 0 - \overline{Z}_{cc} \overline{I}_2 \quad (7)$$

De acuerdo con la definición de desbalance:

$$u_2 = \frac{U_2}{U_1} = \frac{Z_{cc} I_2}{|\overline{U}_f - \overline{Z}_{cc} \overline{I}_1|} \quad (8)$$

Si la caída de la impedancia Z_{cc} es pequeña, el denominador de la ecuación (8) se puede aproximar por U_f , por lo que entonces u_2 queda de la siguiente manera:

$$u_2 \approx \frac{Z_{cc} I_2}{U_f} = \frac{Z_{cc} k I_1 U_f^3}{U_f U_f^3} \quad (9)$$

Donde:

$$k = \frac{I_2}{I_1} \quad (10)$$

Es el desbalance de corriente.

Tomando en cuenta que la potencia de cortocircuito S_{cc} se define como la siguiente ecuación:

$$S_{cc} = \frac{U^2}{Z_{cc}} \quad (11)$$

Y que la potencia aparente del sistema, se expresa como:

$$S_{CN} = 3U_f I_1 \quad (12)$$

La ecuación (9) queda de la siguiente manera:

$$u_2 \approx k \frac{S_{CN}}{S_{CC}} \quad (13)$$

En una red de distribución con su máxima carga, es normal que la relación $\frac{S_{CN}}{S_{CC}}$ sea del orden 1/20 dado los valores usuales de 5% de la impedancia de cortocircuito de un transformador de distribución.

3.3 Análisis de metodología de cálculo para el desbalance en corriente

Para determinar el índice de desbalance en corriente definido como en la próxima ecuación, en forma precisa se deben determinar las componentes de secuencia para corriente a partir de las componentes de las corrientes de línea con una transformación análoga a la presentada en la ecuación (2).

$$i_2 = 100 * \frac{I_2}{I_1} \quad (14)$$

La normativa internacional no propone fórmulas alternativas para simplificar la determinación del desbalance en corriente. La fórmula 3 propuesta por la norma IEC 61000-4-30, reformulada para la corriente, proporciona un cálculo exacto del índice de desbalance en corriente si el sistema de corrientes no tiene componente homopolar. Cuando se trata de obtener una expresión similar es un sistema de corrientes con componente homopolar, no se llega a una expresión independiente de los desfases entre las corrientes de cada fase y la expresión que se obtiene es sumamente complicada del punto de vista computacional.

Esto significa que parece más razonable cuando se quiere hallar el desbalance en corriente, en un sistema con componente homopolar no nula, que se midan los módulos de las corrientes de fase con sus correspondientes desfases y se apliquen las fórmulas de transformación de componentes fásicas a componentes simétricas para hallar los módulos de la corriente inversa y directa a los efectos de determinar exactamente el desbalance del sistema.

4. Resultados y conclusión

De acuerdo a los análisis realizados en la subestación Tuxtla II, se encontró como resultado que para el circuito 4010 tiene desbalance de corriente en su rango normal, ya que estos corresponden a los valles que se presentan en los Kvars, Kw y corriente.

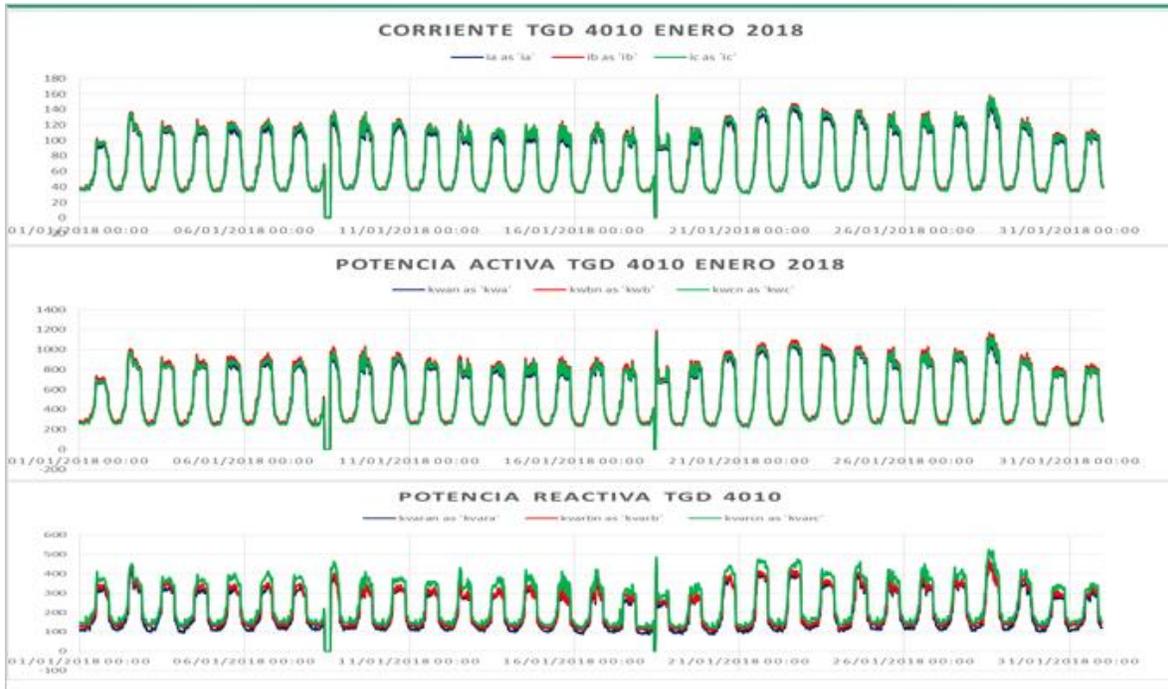


Figura 8. Graficasen donde se aprecian los valles que corresponden al desbalance corriente.

La figura 7 hace referencia a uno de los ejemplos y cómo podemos observar en las tres gráficas se presentan valles en el mismo momento, mismos que corresponden a la siguiente gráfica:

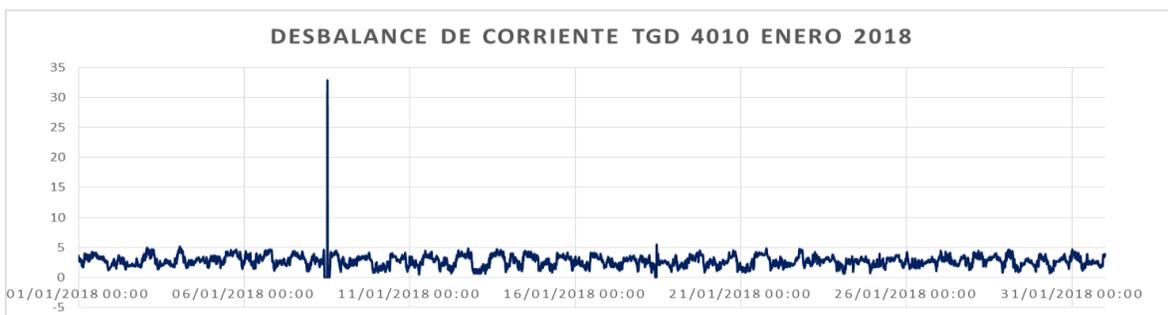


Figura 9. Grafica de desbalance de corriente del mes de enero

Para el circuito 4020 de la subestación, se encontró que existen valles en la gráfica de potencia y las fases están descompensadas, y esto en conjunto provoca que haya un desbalance en la corriente, como se muestra en las figuras:

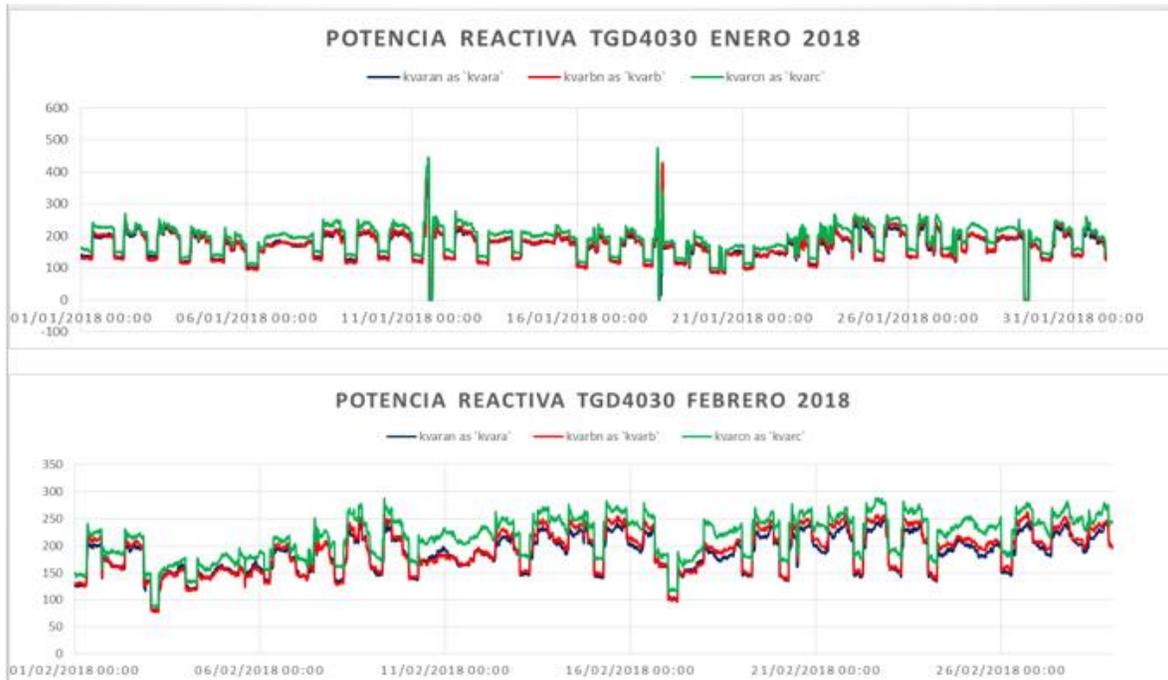


Figura 10. Desbalance de la fase C en los meses de enero y febrero

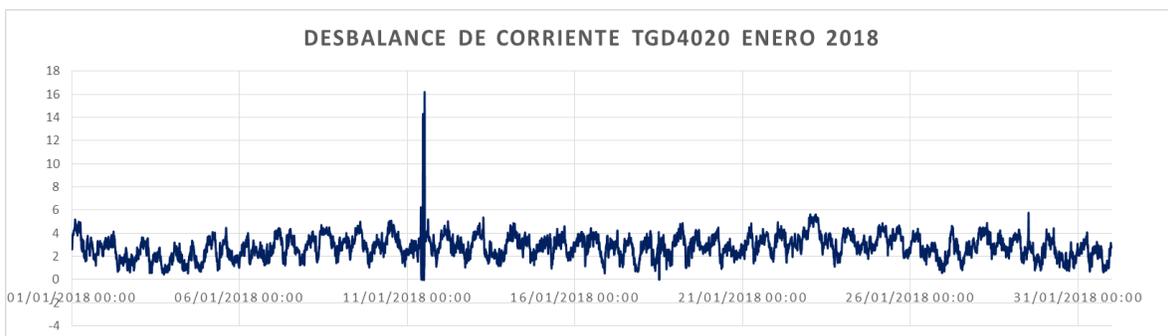


Figura 11. Desbalance de corriente correspondiente al mes de enero

El pico de desbalance que puede observarse, llega a un 17%, puede ser considerado normal, ya que durante el mismo periodo se manifestó un pico y un valle en la gráfica de potencia reactiva del mes de enero.

En lo que corresponde al circuito 4030, existe una pérdida de datos que va del 03 al 08 del mes de noviembre, puede observarse en las siguientes graficas:

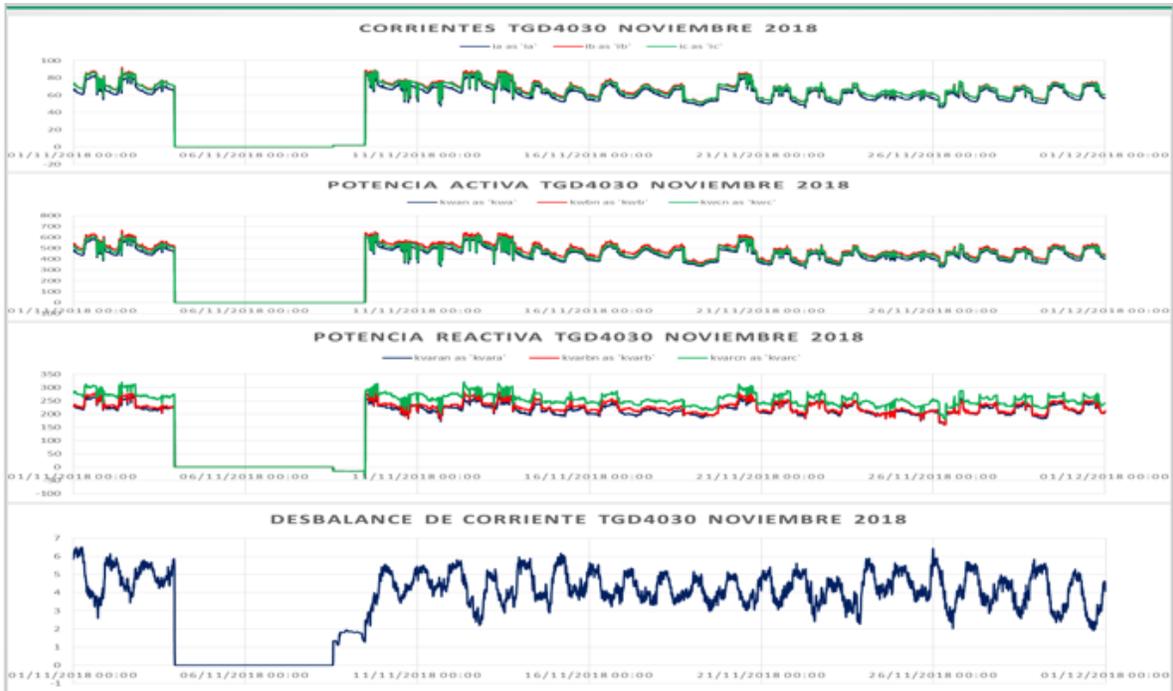


Figura 12. Evidencia de la pérdida de datos

En el circuito 4040 existe descompensación de la fase A durante todo el año.

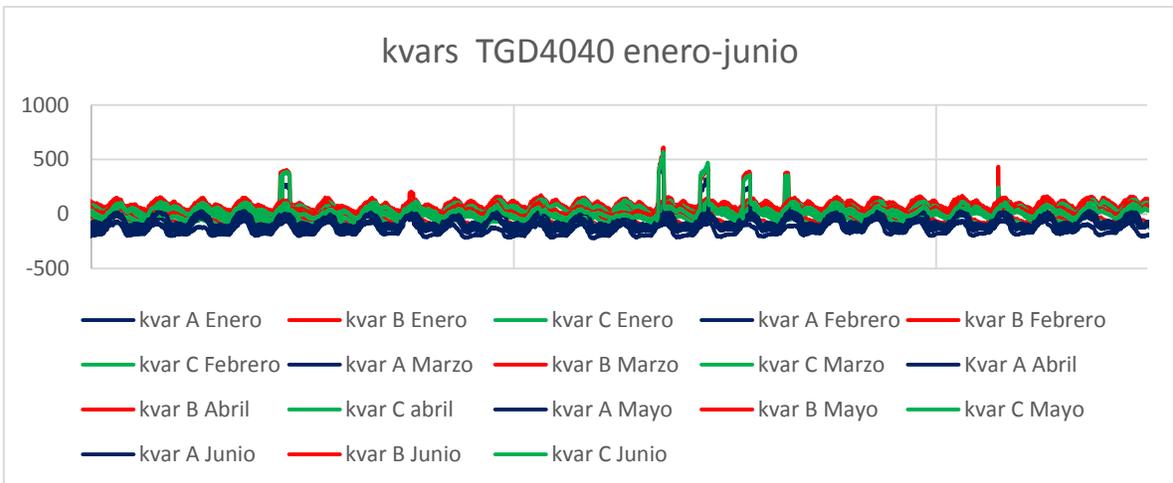


Figura 13. Descompensación de la fase A enero-junio

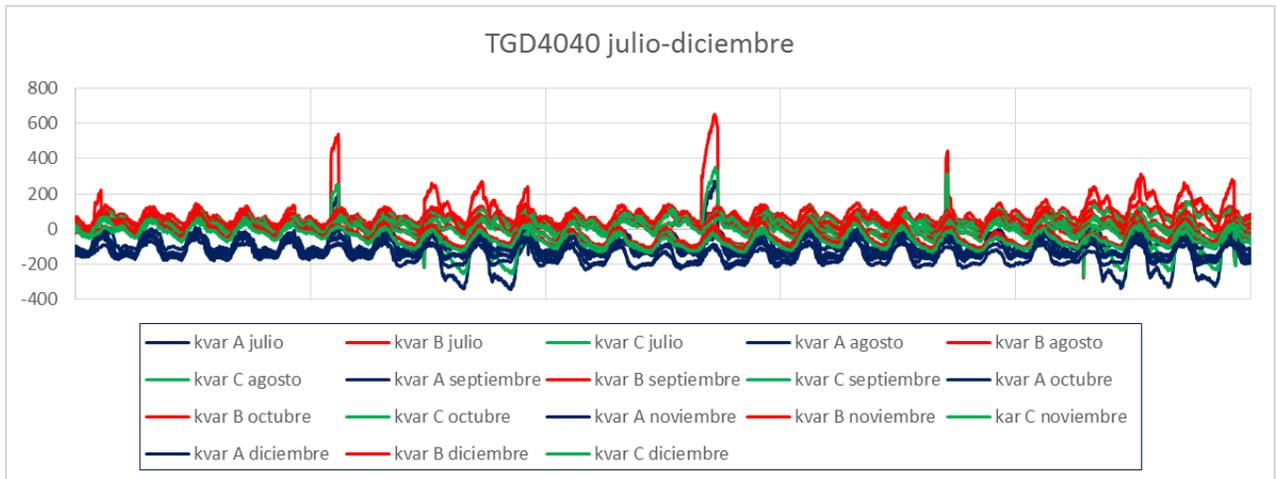


Figura 14. TGD4040 Descompensación de la fase A julio diciembre

El análisis que se realizó al circuito 4050 mostró que hay una descompensación de fases durante todo el año, muy similar al circuito anterior. En la siguiente figura puede apreciarse a detalle:

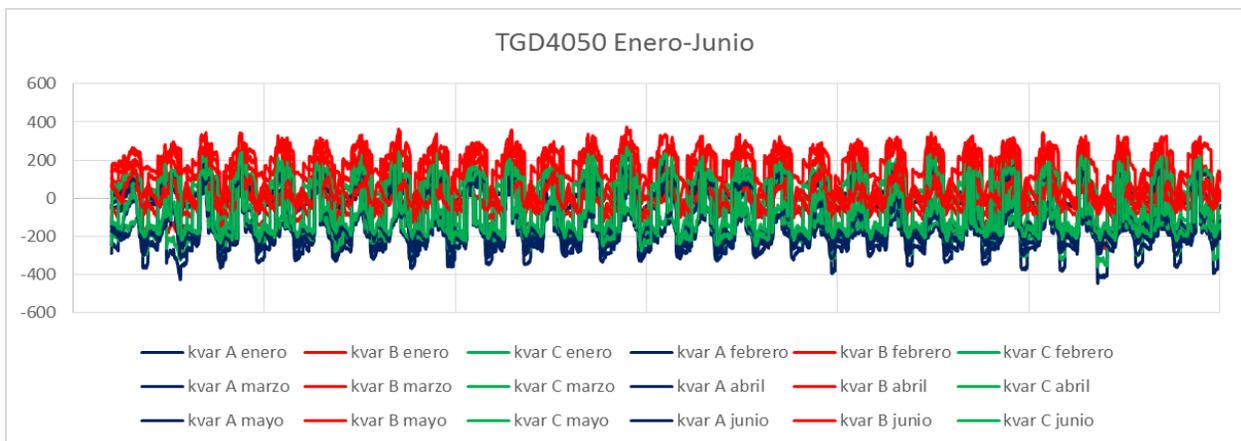


Figura 15. Circuito 4050 correspondiente a los meses de enero-junio

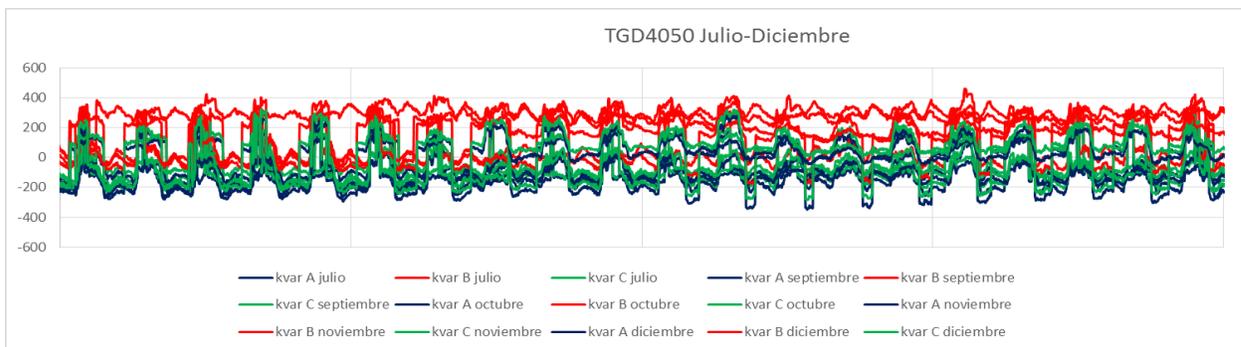


Figura 16. TGD4050 Julio-Diciembre

Como vemos, igual que en circuito 4040, este presenta una gran descompensación en la fase B, además que muestra demasiados valles, mismos que corresponden al desbalance de corriente que se presenta a continuación:

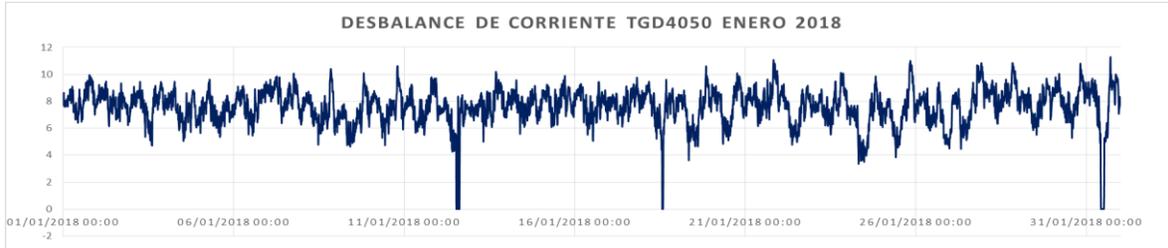


Figura 17. Desbalance de corriente del mes de enero

Con respecto al circuito 4060, hubo una pérdida de datos en el mes de octubre, además de que se descompensa la fase C.

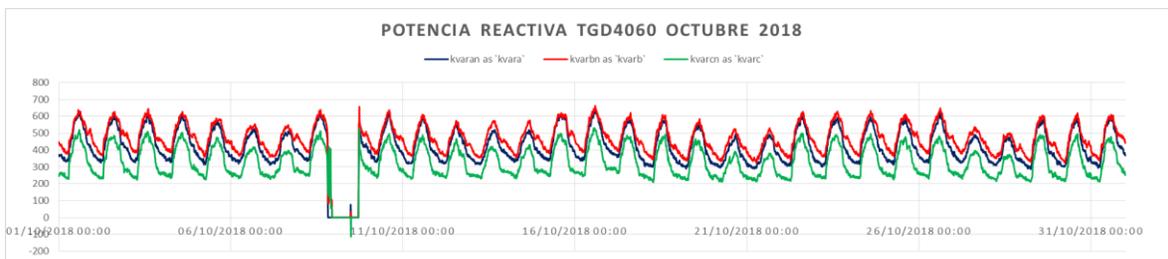


Figura 18. Desbalance en la fase C del mes de Octubre

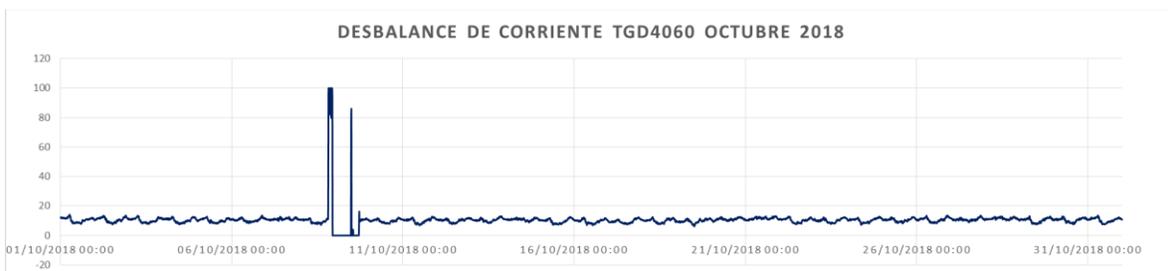


Figura 19. Desbalance de corriente Octubre

Como se observa en la figura 16 y en la 15, el desbalance que existe es un desbalance normal, debido a que hay una descompensación de fases muy fuerte durante el año.

El circuito 4070 se encuentra en perfecto estado, no fueron encontradas ningunas anomalías en su análisis, la figura 17 muestra el comportamiento de dicho circuito:

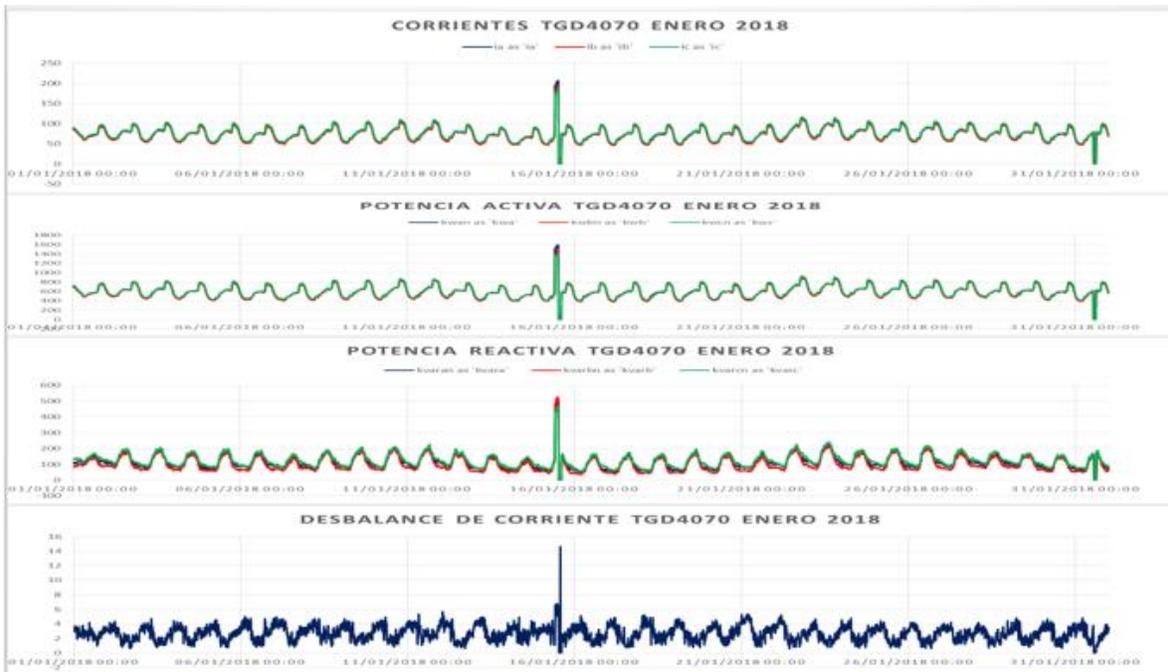


Figura 20. Parámetros del circuito 4070 correspondientes al mes de enero

En análisis del circuito 4080 de la subestación, no se encontraron problemas, al menos una ligera descompensación de la fase A como se muestra en la siguiente figura:

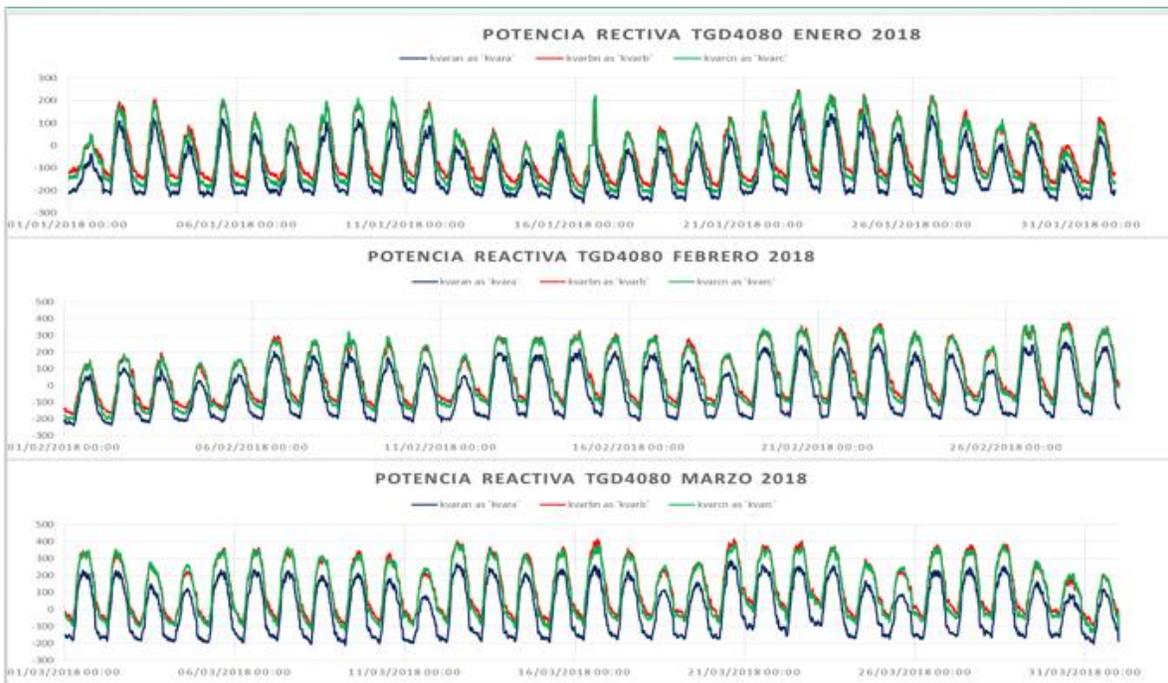


Figura 21. Descompensación de la fase A en los meses de Enero, Febrero y Marzo

Para el circuito 4090 se encontraron niveles de desbalance de corriente por encima del 10% sin alguna otra anomalía que lo sustente, por lo que para este caso para corregir el desbalance o al menos reducirlo, se requiere un banco de capacitores en el circuito.

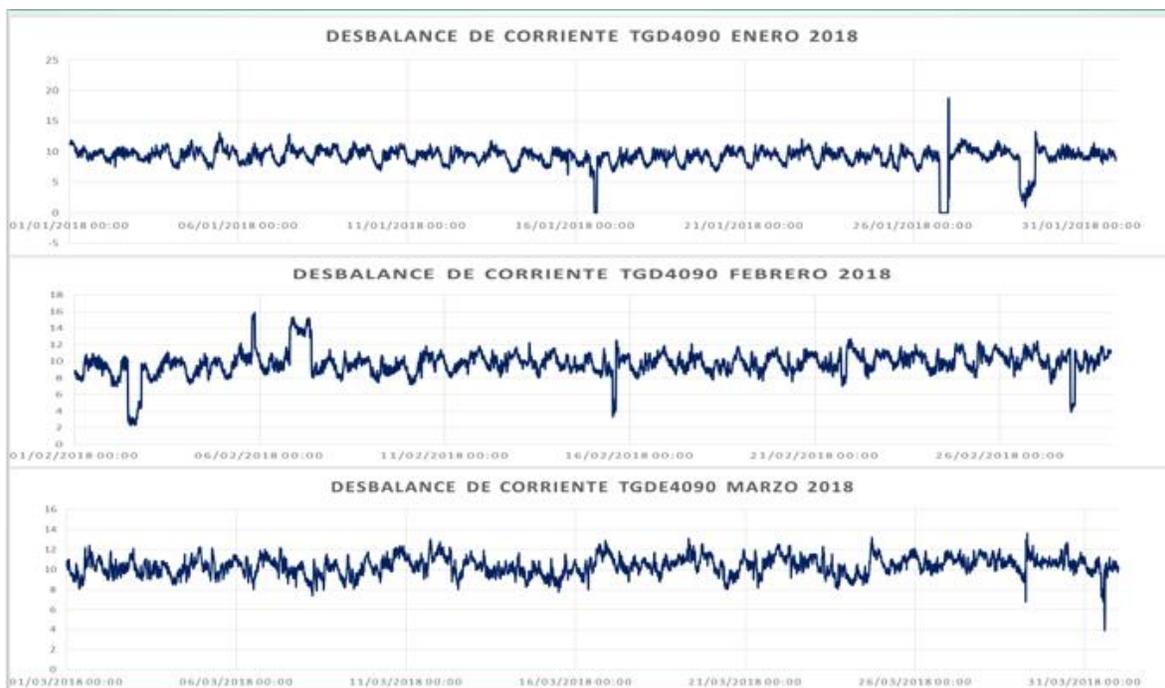


Figura 22. Desbalance de corriente TGD4090 de los meses de Enero, Febrero y Marzo

Para el circuito 4100 según el análisis, se tiene que el problema aquí, es que hay descompensación en la fase C, de finales del mes de Noviembre hasta fin de año:

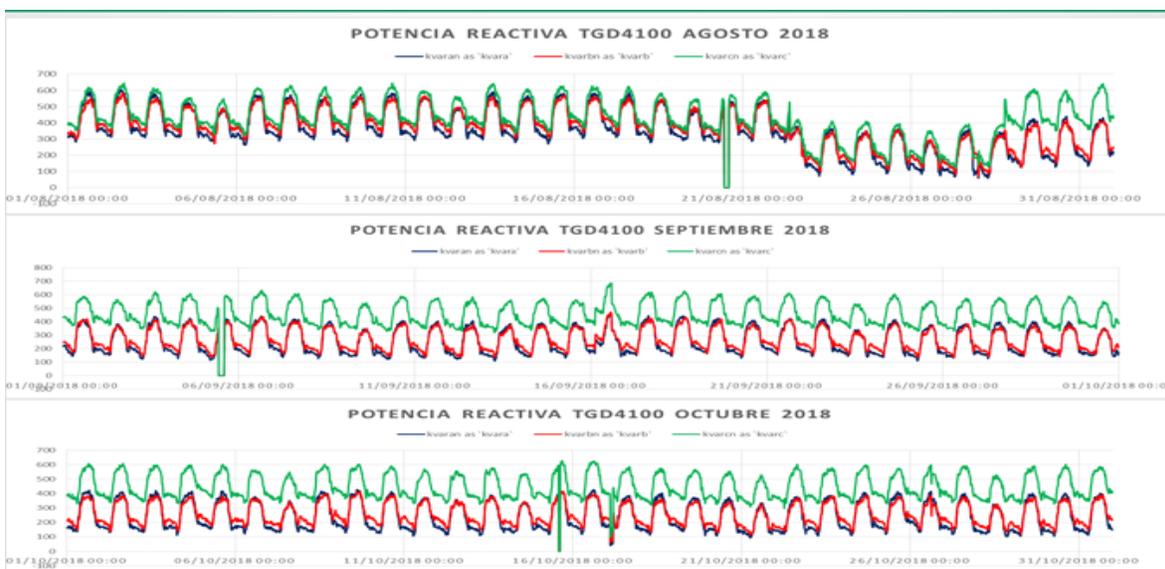


Figura 23. Reactivos de Agosto, Septiembre y Octubre TGD4100

Puede observarse claramente como a finales del mes de noviembre la fase C, se despega de las otras dos fases y desde ahí queda descompensada.

El transformador 42010 de la subestación está operando en condiciones normales, la siguiente figura muestra dichas condiciones:

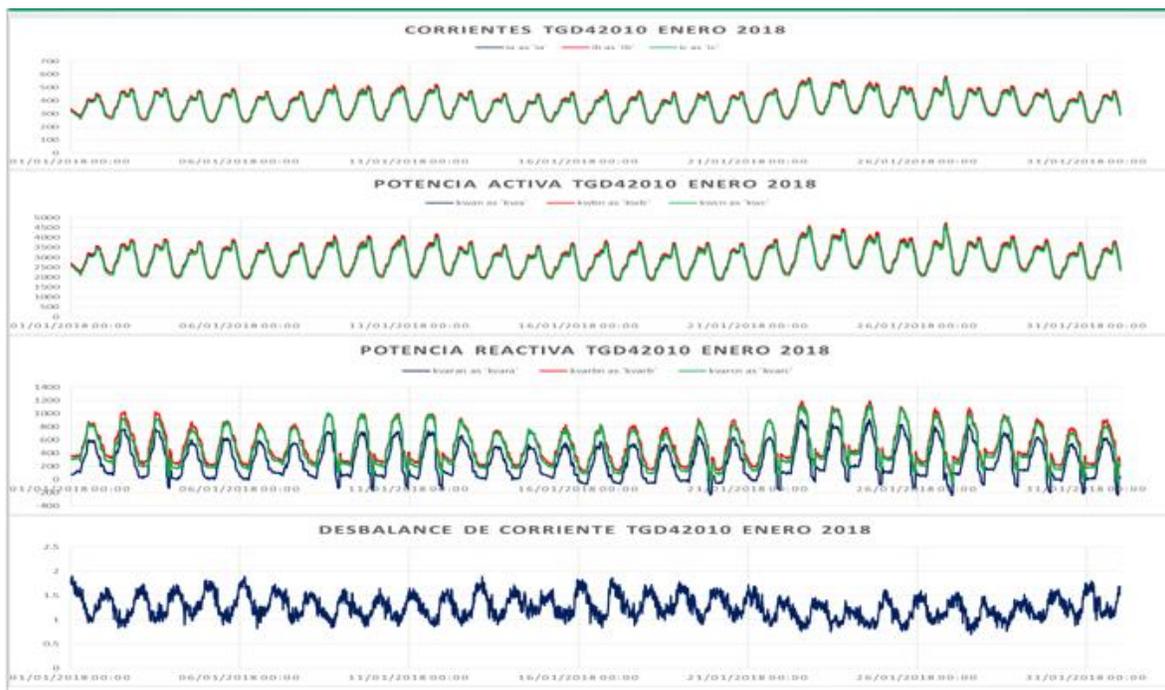


Figura 24. Operación TGD42010 del mes de Enero

Como puede observarse, todo se encuentra en condiciones normales, las fases no están descompensadas y el desbalance en la corriente es menor a 2.5%.

Al igual que el transformador anterior, el 42020 opera de manera normal, la figura 22 muestra el comportamiento de los parámetros de análisis.

Este estudio adquiere importancia a partir de la experiencia resultante de la práctica de las mediciones de Calidad de Servicio, en general, con equipos estándares del mercado los que suelen medir los desbalances utilizando algoritmos de cálculo implementados con diferentes definiciones. Esto hace dificultosa la interpretación de los resultados, dificultad que se potencia cuando éstos están próximos a los límites tolerados.

El estudio realizado en este artículo permite comparar las diversas definiciones y establecer las condiciones en las que pueden aceptarse los algoritmos de cálculo que se aparten a la definición estricta IEC.

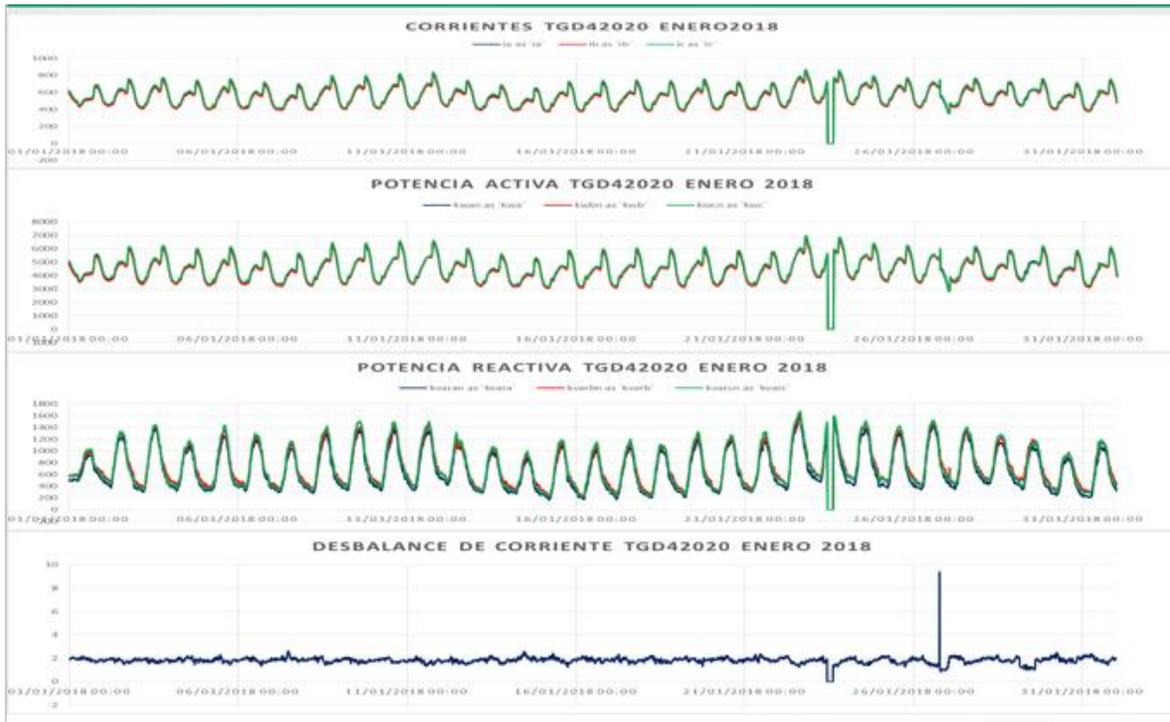
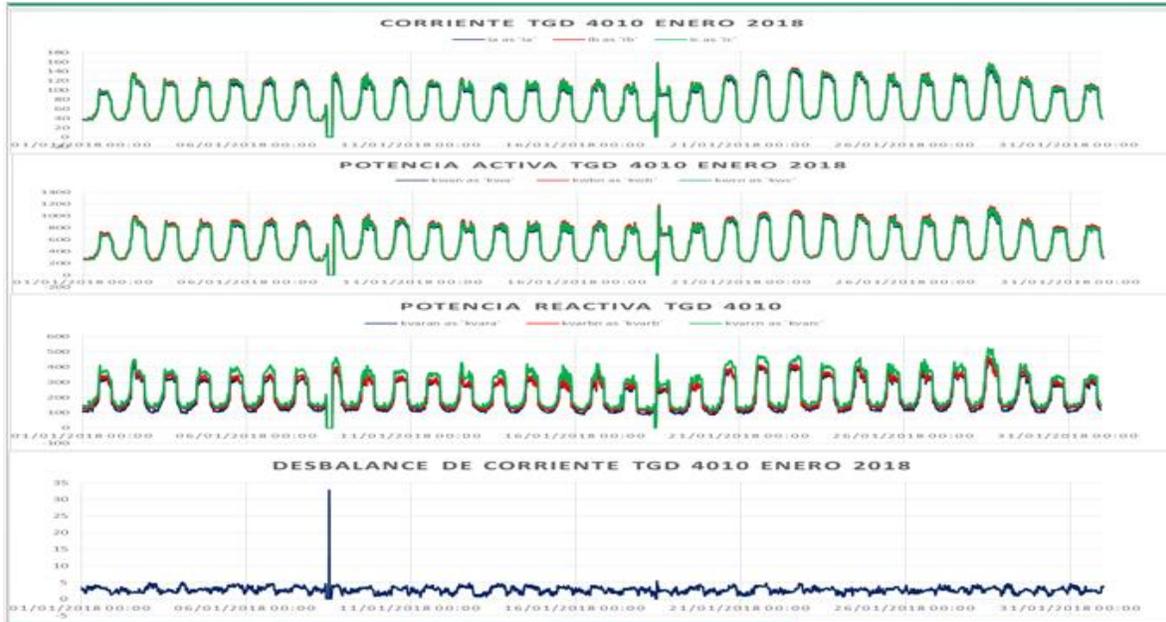


Figura 25. Parámetros TGD42020 correspondiente al mes de Enero

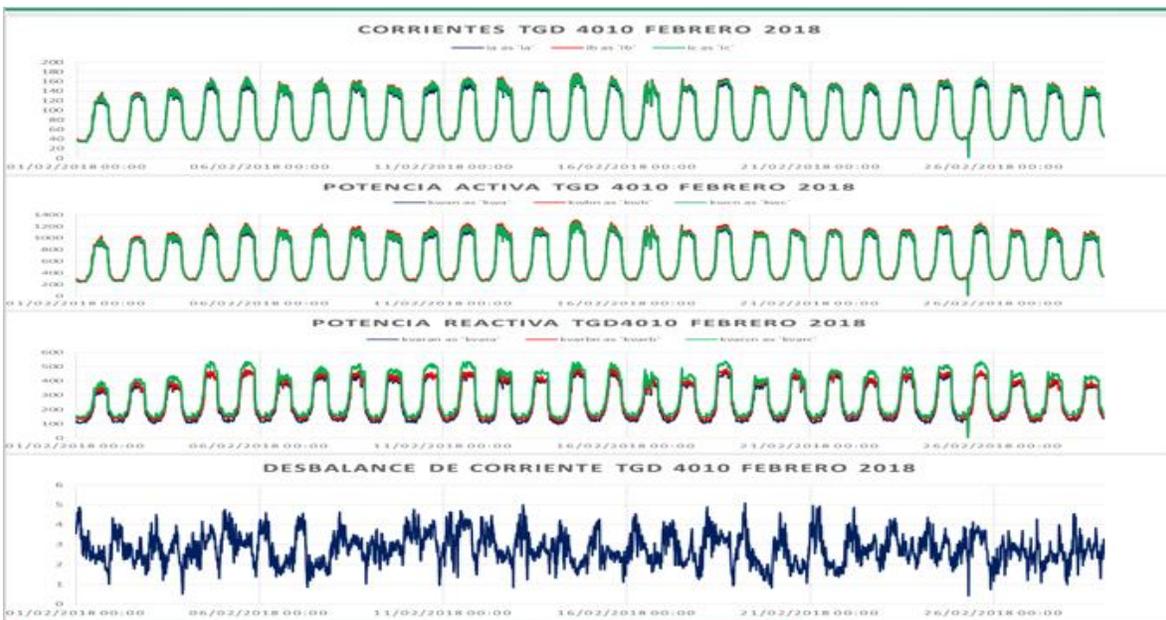
Referencias bibliográficas

- [1] G. Casaravilla y V. Echinope, «Desbalances-estudios de alternativa para su estimación,» Uruguay, 2005.
- [2] CIGRE, «ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS DIFERENTES DEFINICIONES DE LOS FACTORES DE DESBALANCE DE TENSIONES Y CORRIENTES EN LOS SISTEMAS TRIFASICOS,» Argentina, 2009.
- [3] E. Reyes Trujillo, J. Rodriguez Rivas y J. Robles García, «Aplicación de un filtro activo de corriente para mejorar la calidad de la energía en un sistema eléctrico industrial,» Cuernavaca, Mor., Mexico, 2010.
- [4] L. Díaz, V. Cárdenas y R. Álvarez, «REDUCCION DE LA CORRIENTE DE NEUTRO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS,» San Luis Potosi, 2004.
- [5] É. Ngandui y C. Meignant, «Pwer Quality monitoring and analysis of university distribution system,» Canada, 2005.
- [6] D. S. Dorr, «AC Power quality studies,» Wisconsin, 2007.
- [7] CFE, «Calidad de energia,» México, 2009.

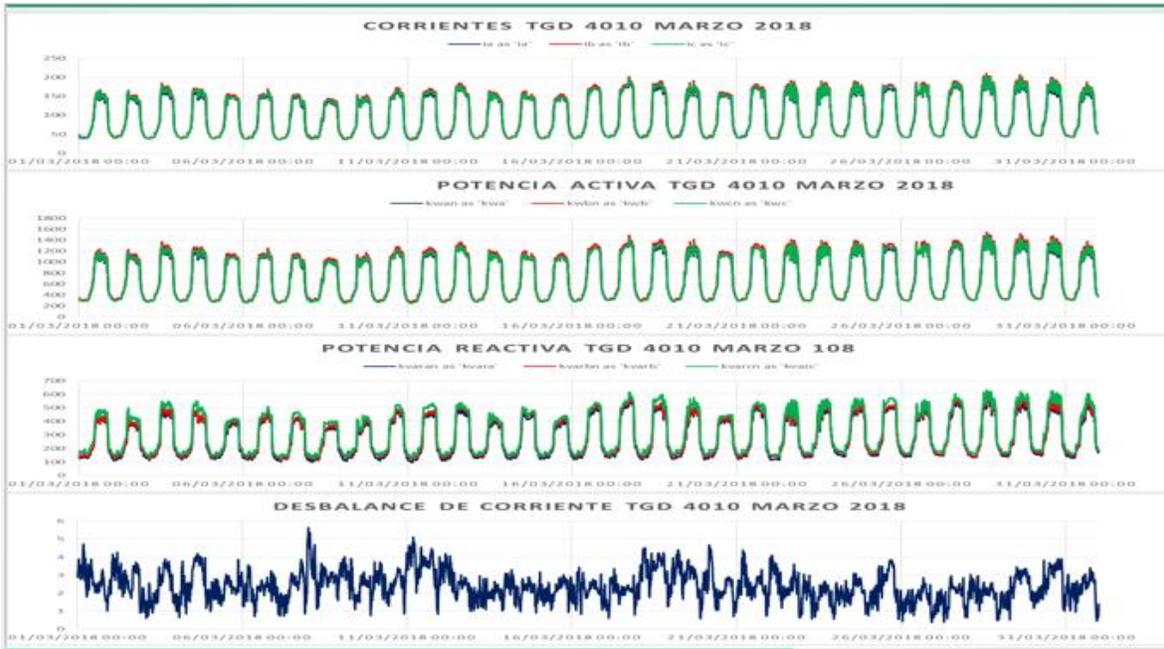
ANEXO A. Parámetros anuales TGD4010



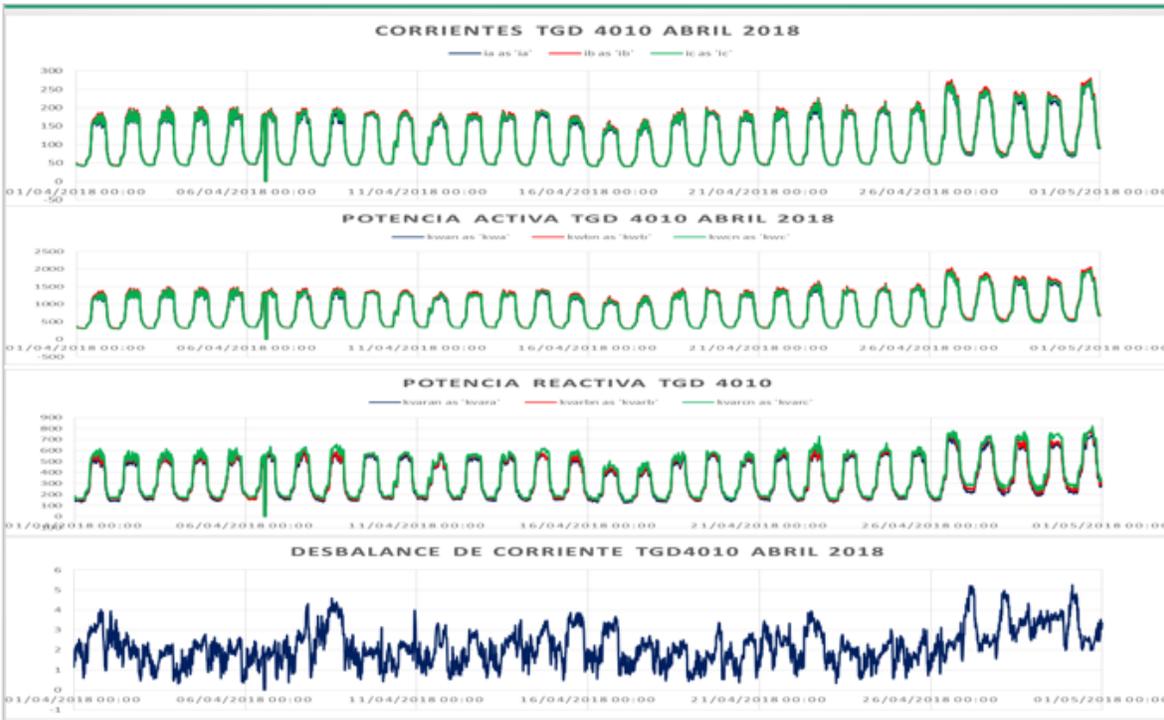
Comparativo 1. TDG4010 Enero 2018



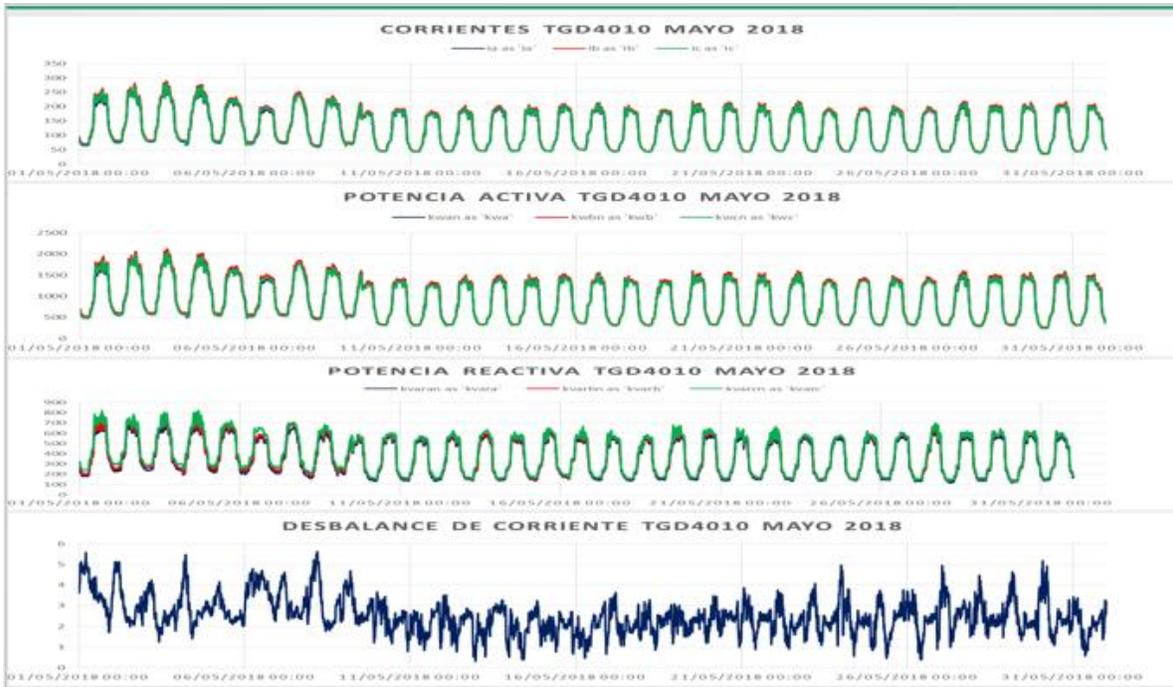
Comparativo 2. TGD4010 Febrero 2018



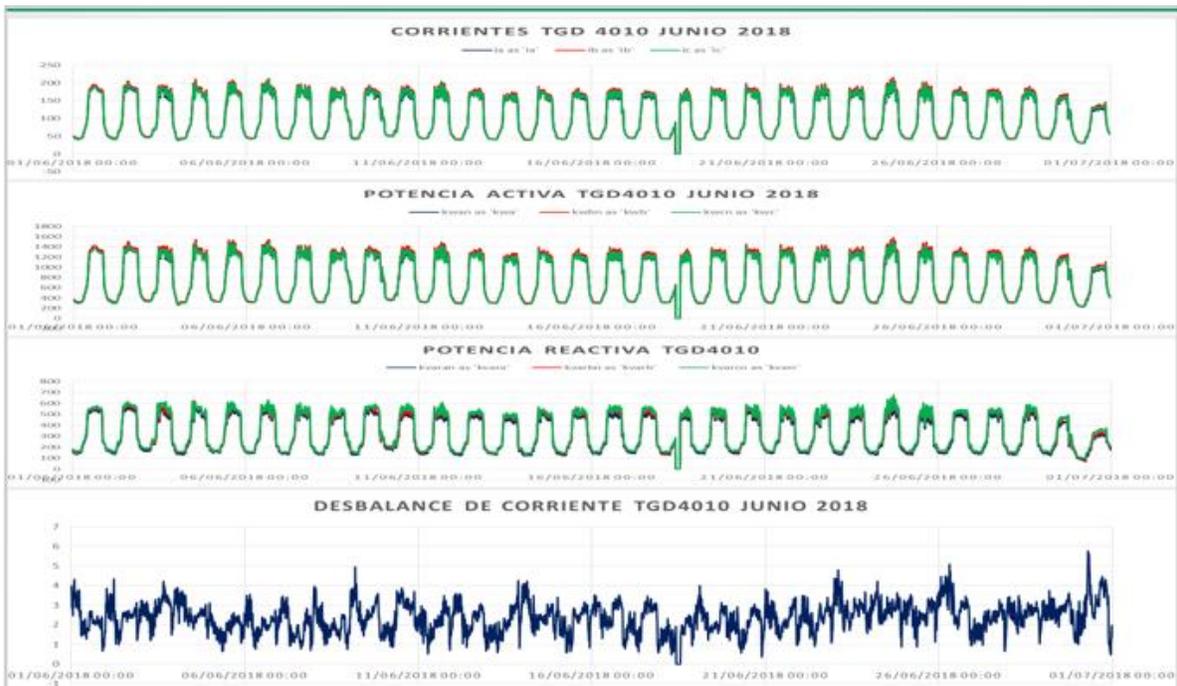
Comparativo 3. TGD4010 Marzo 2018



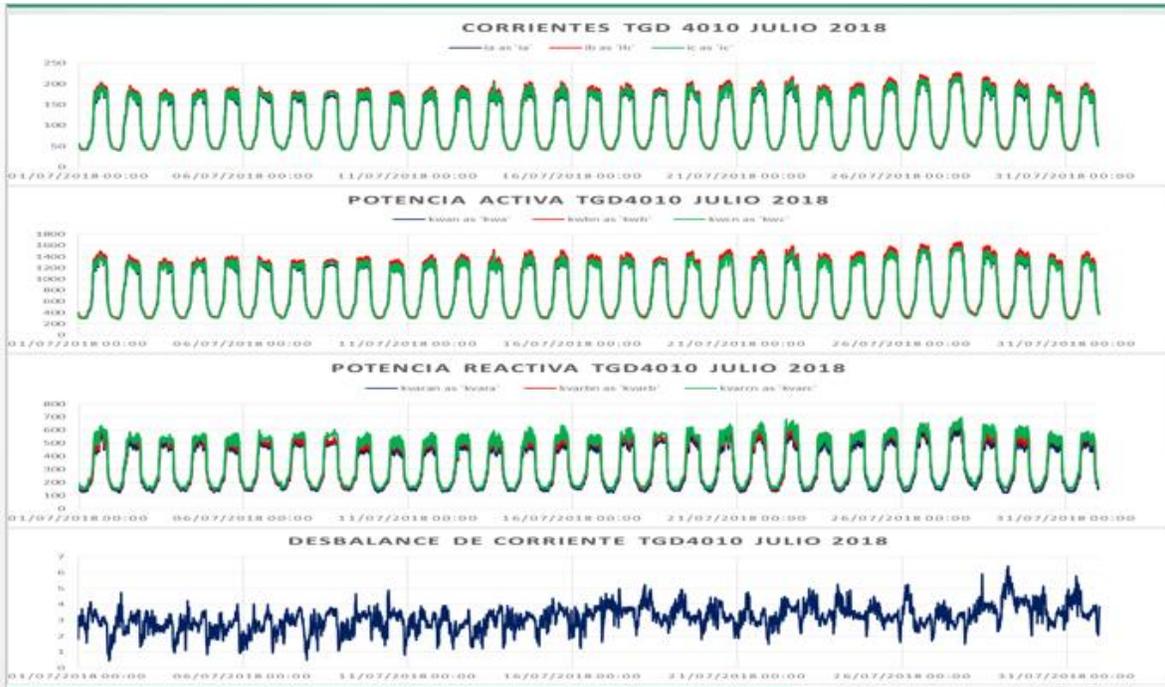
Comparativo 4. TGD4010 Abril 2018



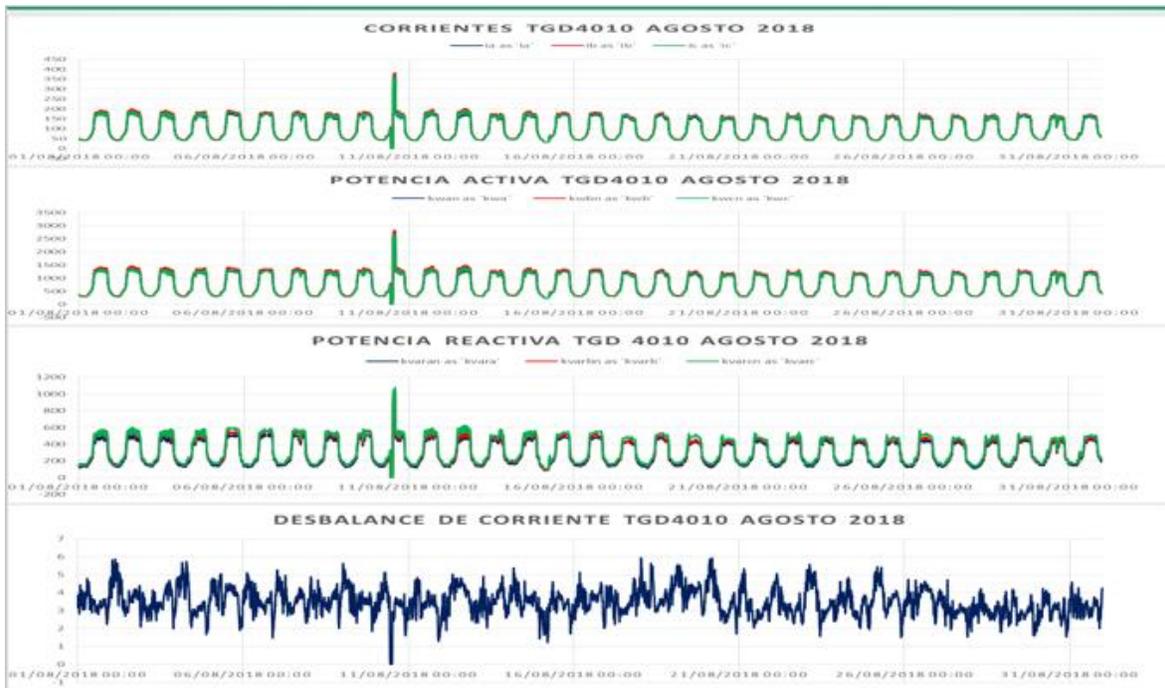
Comparativo 5. TGD4010 Mayo 2018



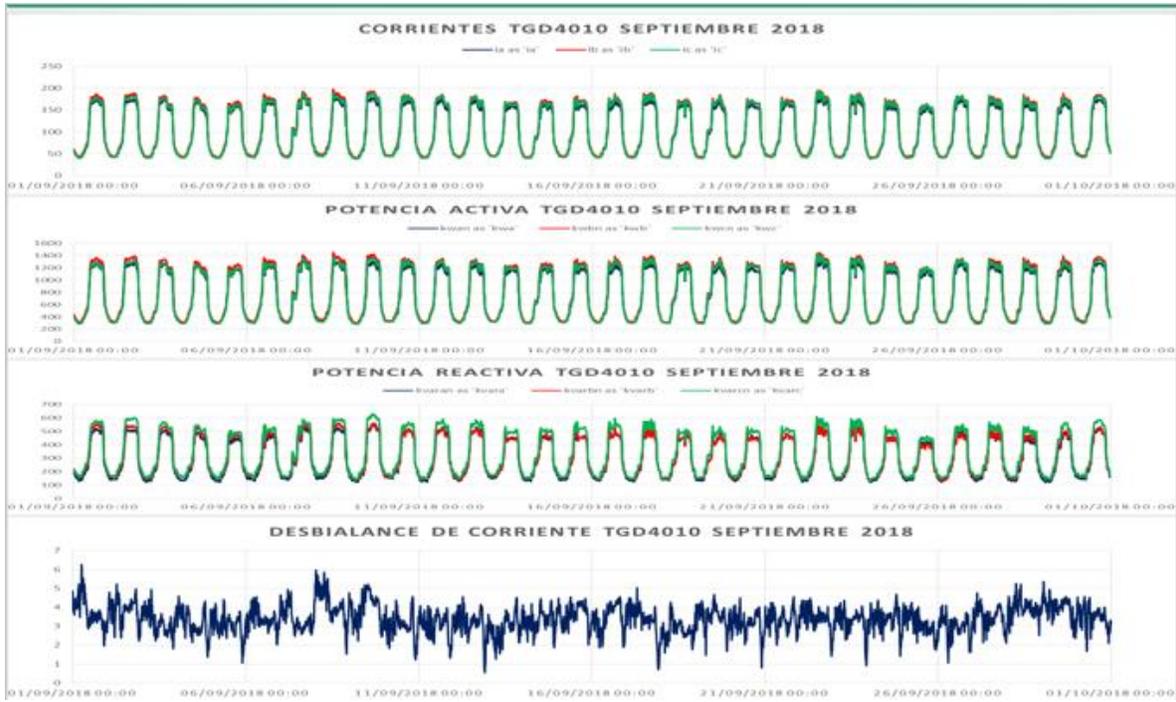
Comparativo 6. TGD4010 Junio 2018



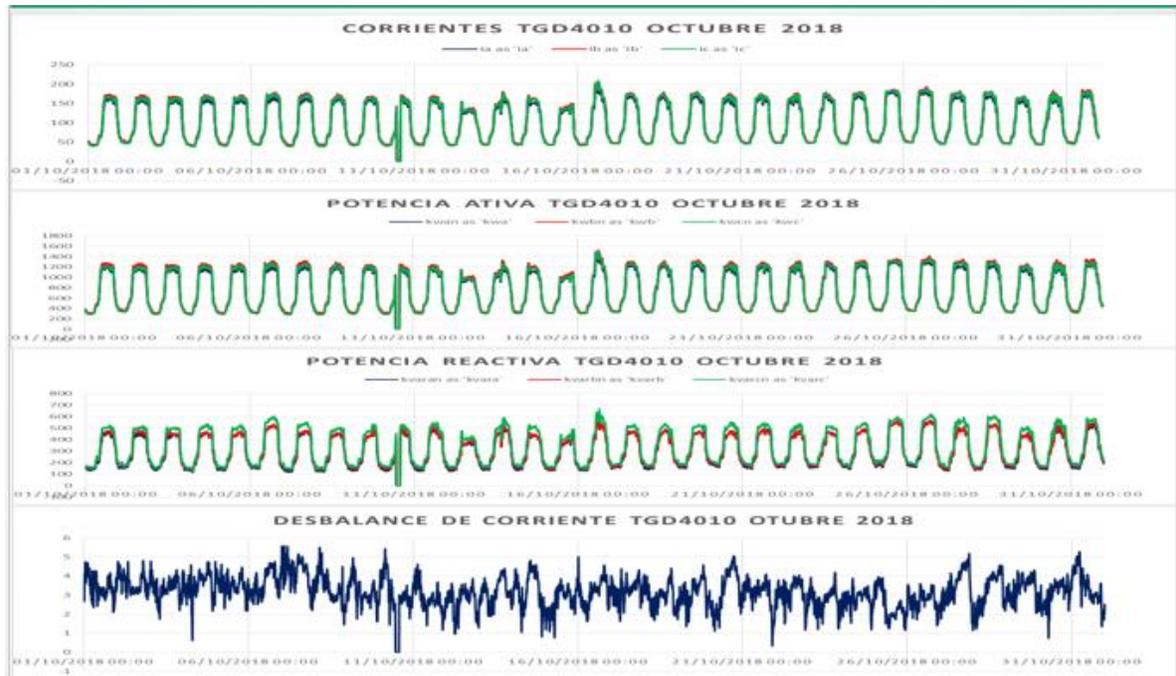
Comparativo 7. TGD4010 Julio 2018



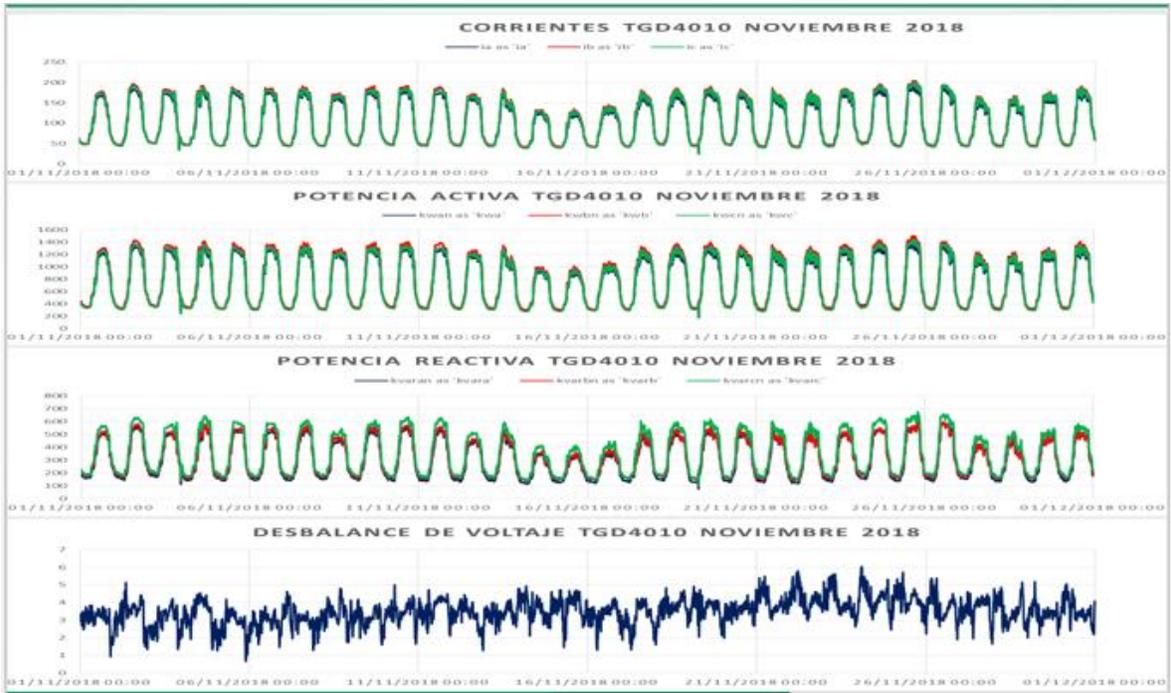
Comparativo 8. TGD4010 Agosto 2018



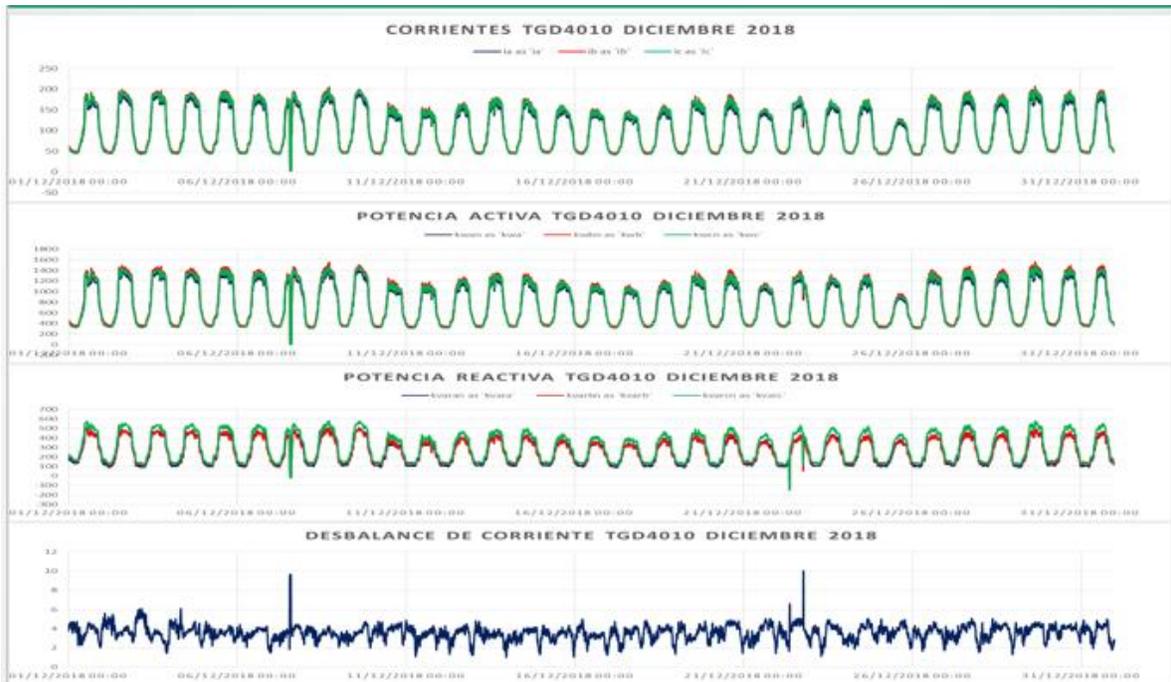
Comparativo 9. TGD4010 Septiembre 2018



Comparativo 10. TGD4010 Octubre 2018

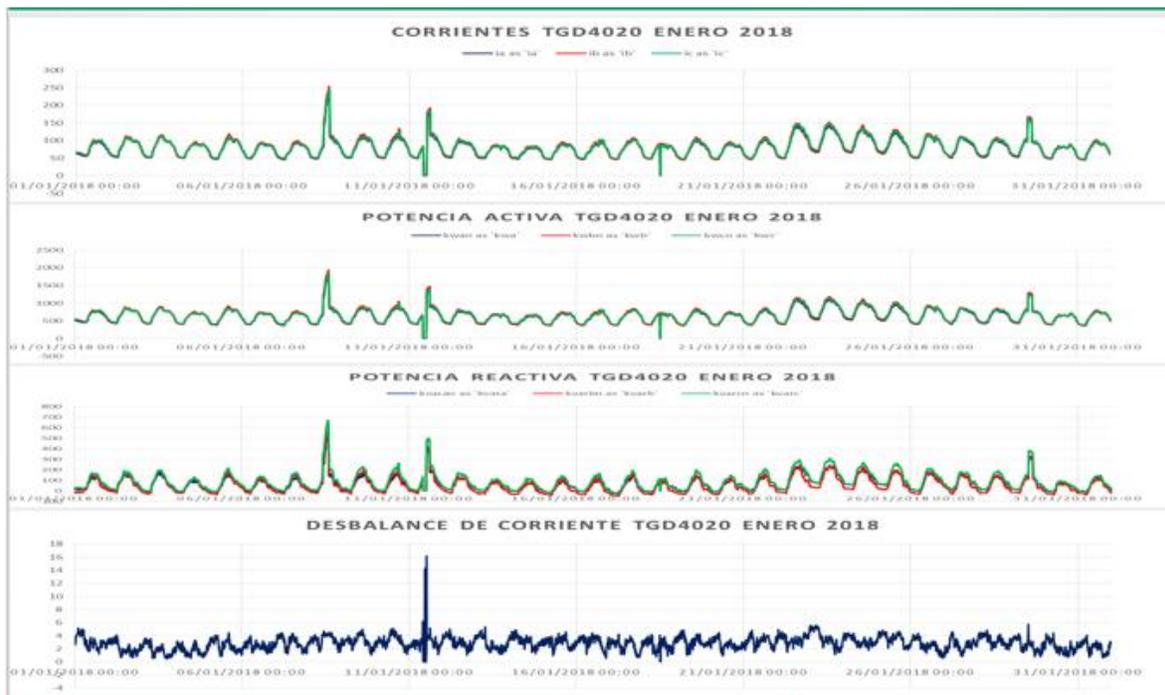


Comparativo 11. TGD4010 Noviembre 2018

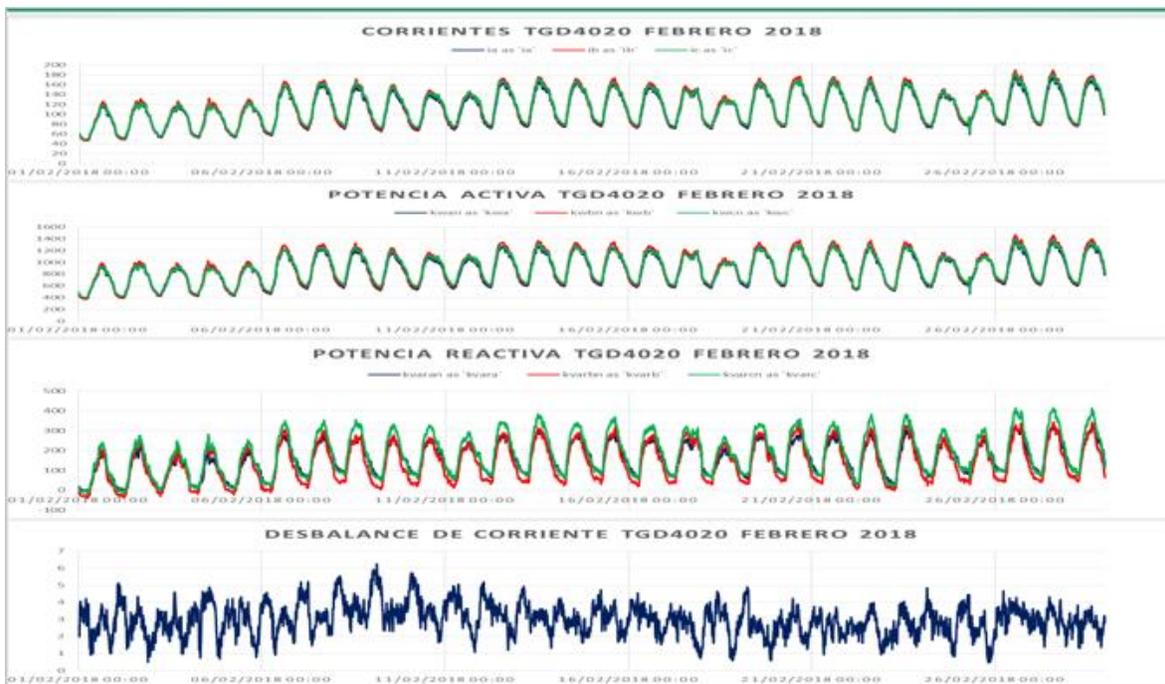


Comparativo 12. TGD4010 Diciembre 2018

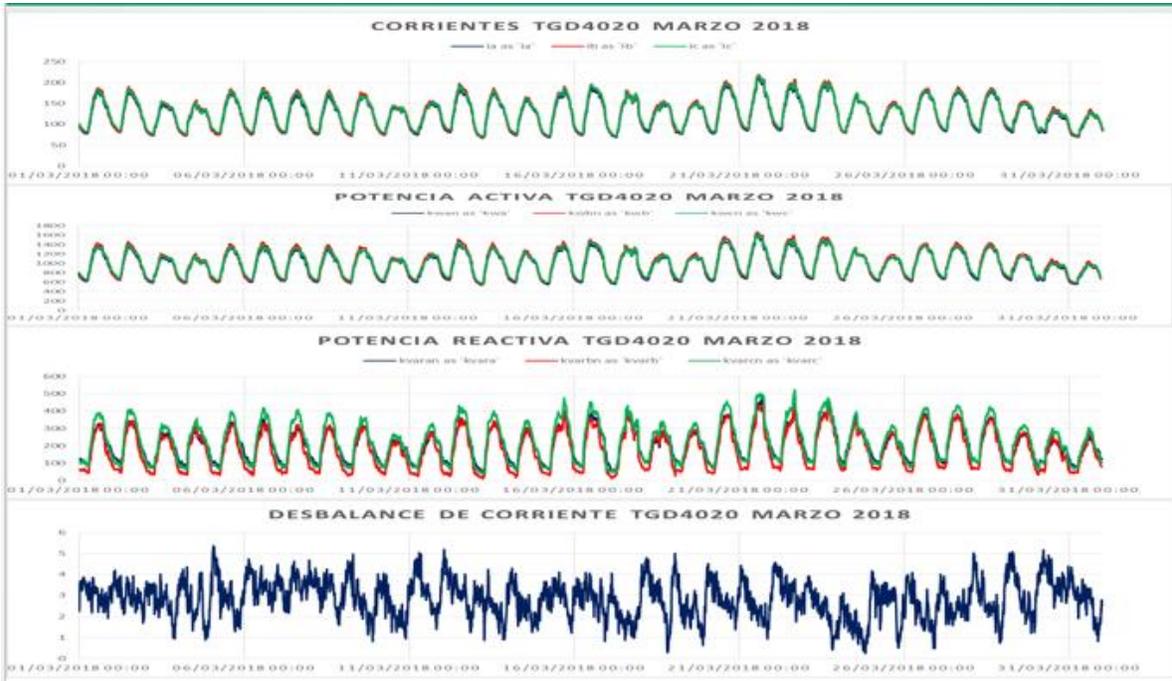
ANEXO B. Parámetros anuales TGD4020



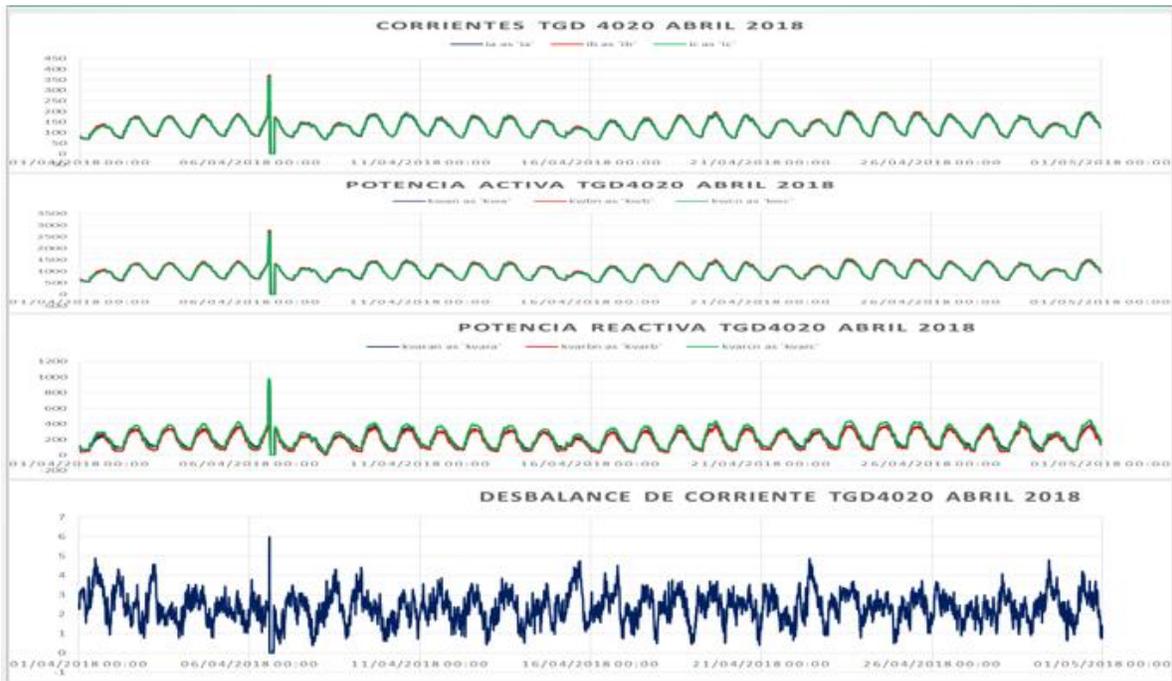
Comparativo 13. TGD4020 Enero 2018



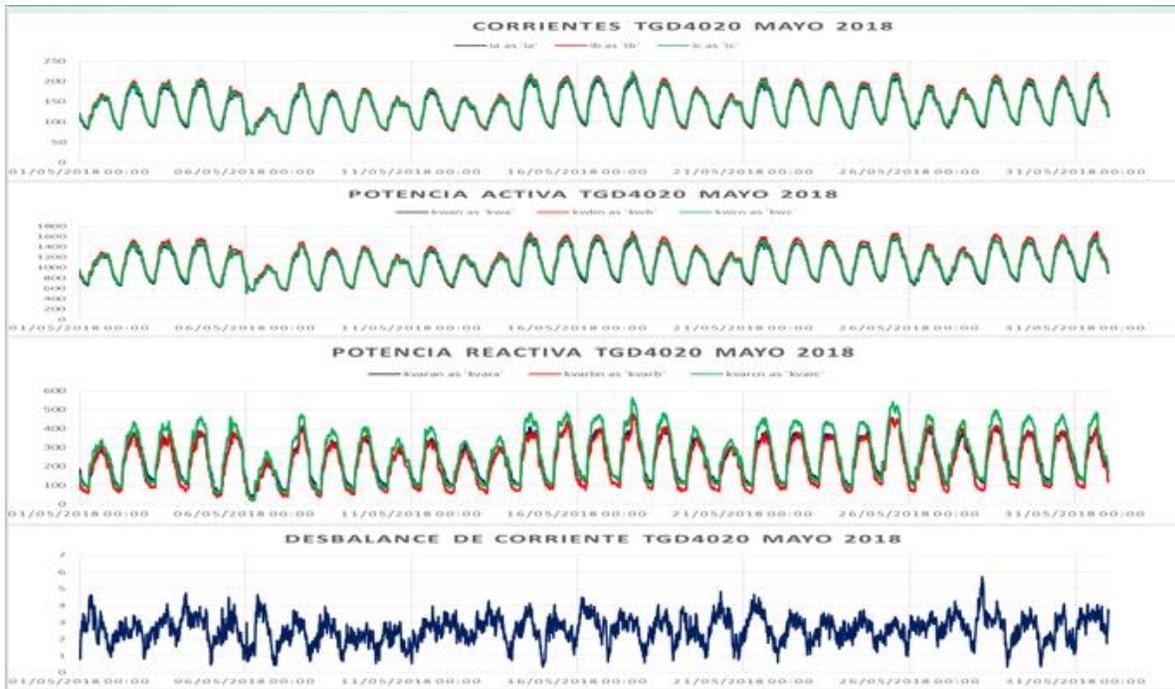
Comparativo 14. TGD4020 Fe3brero 2018



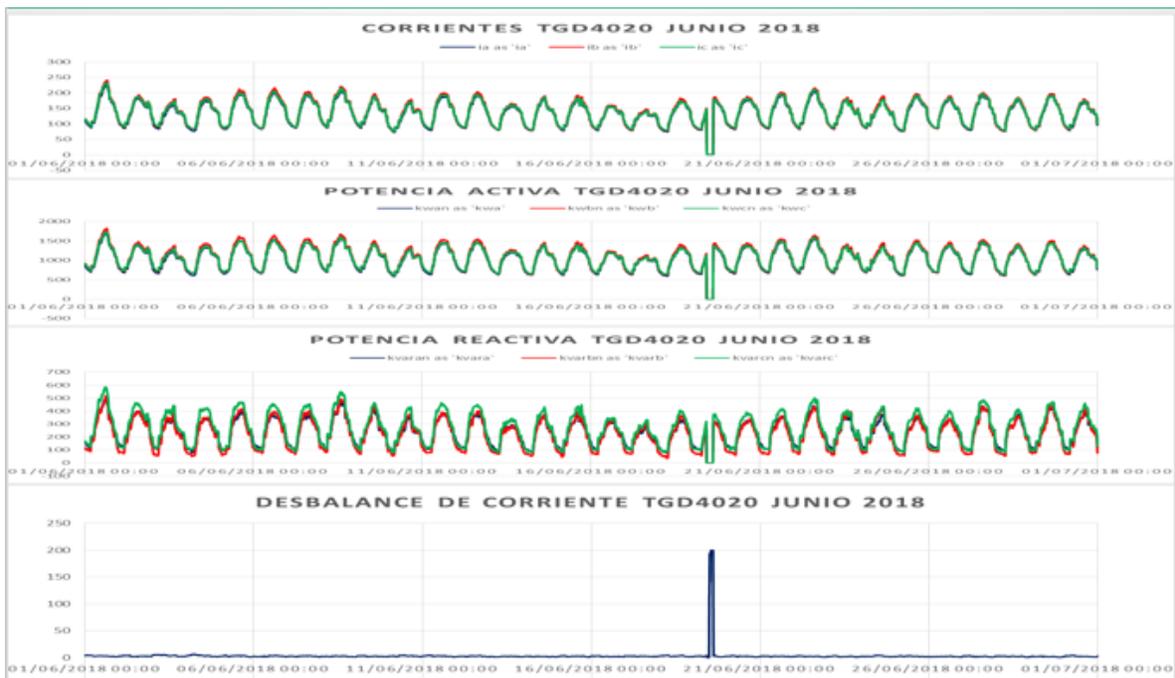
Comparativo 15. TGD4020 Marzo 2018



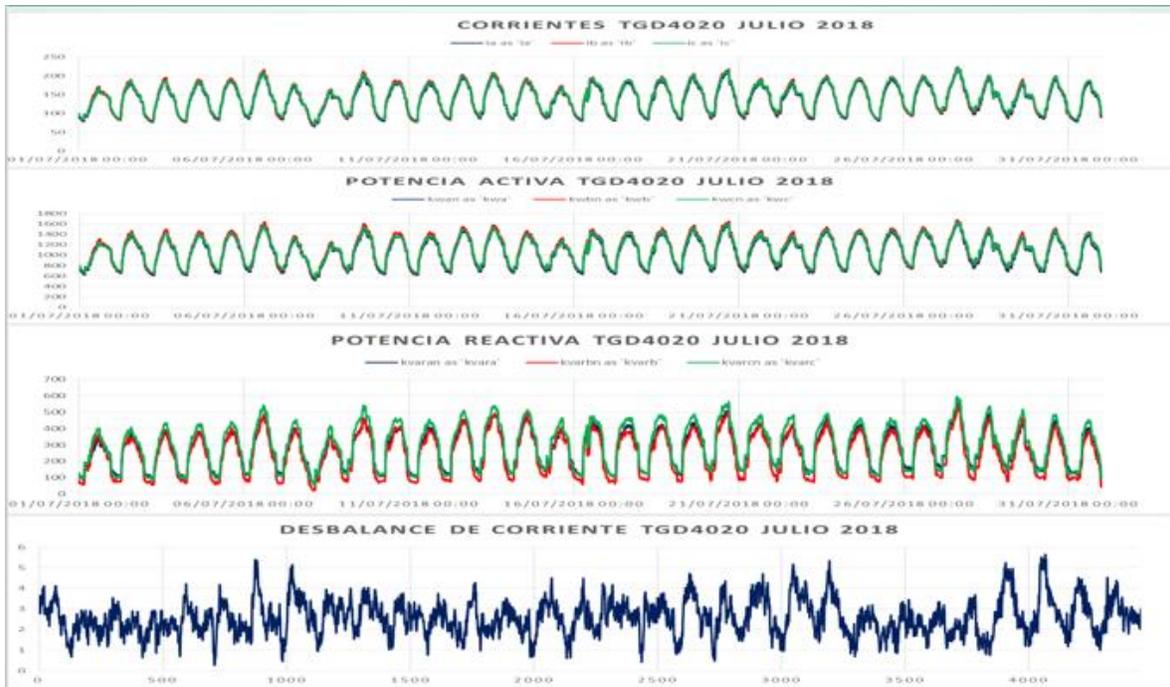
Comparativo 16. TGD4020 Abril 2018



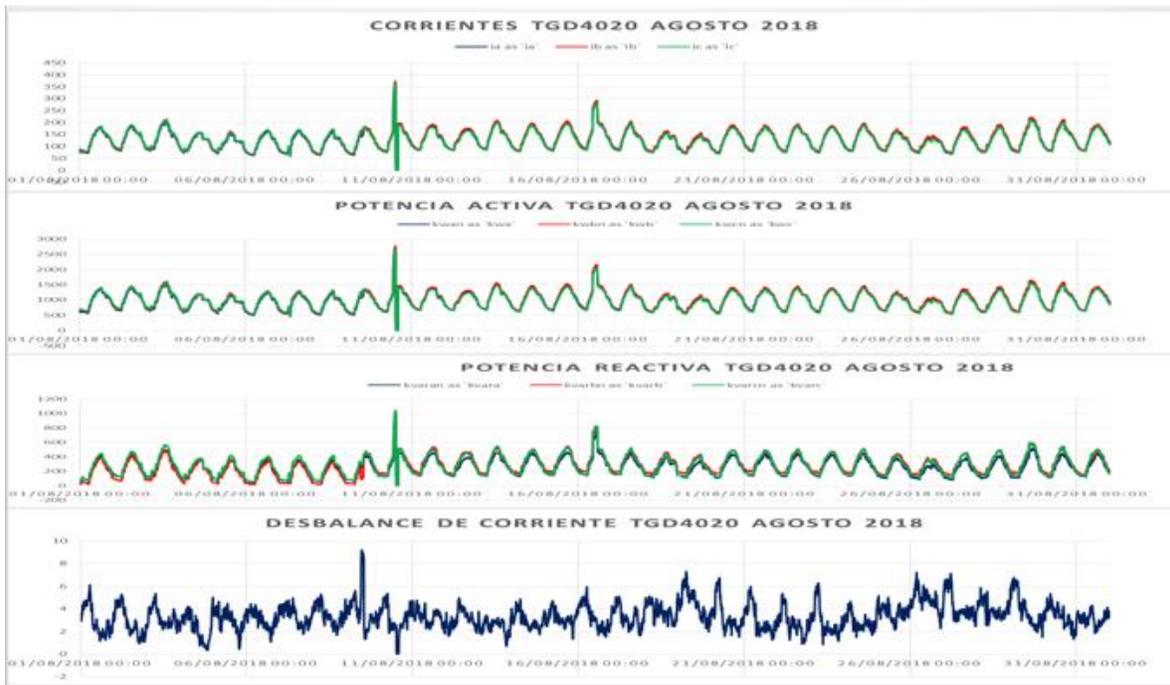
Comparativo 17. TGD4020 Mayo 2018



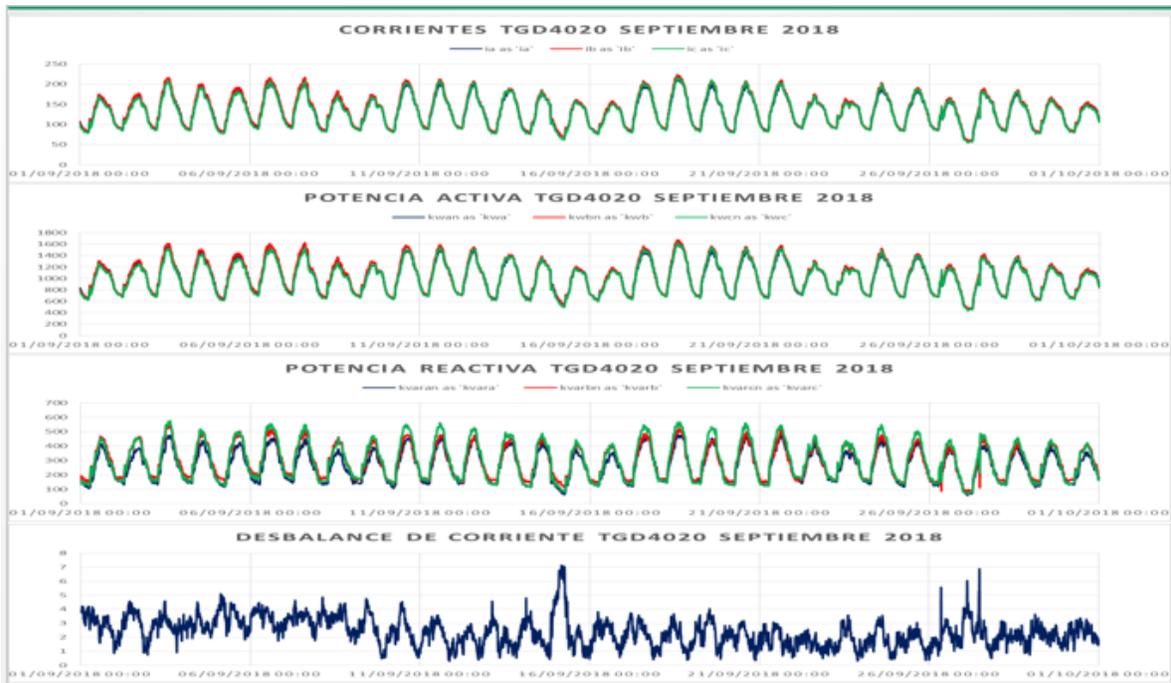
Comparativo 18. TGD4020 Junio 2018



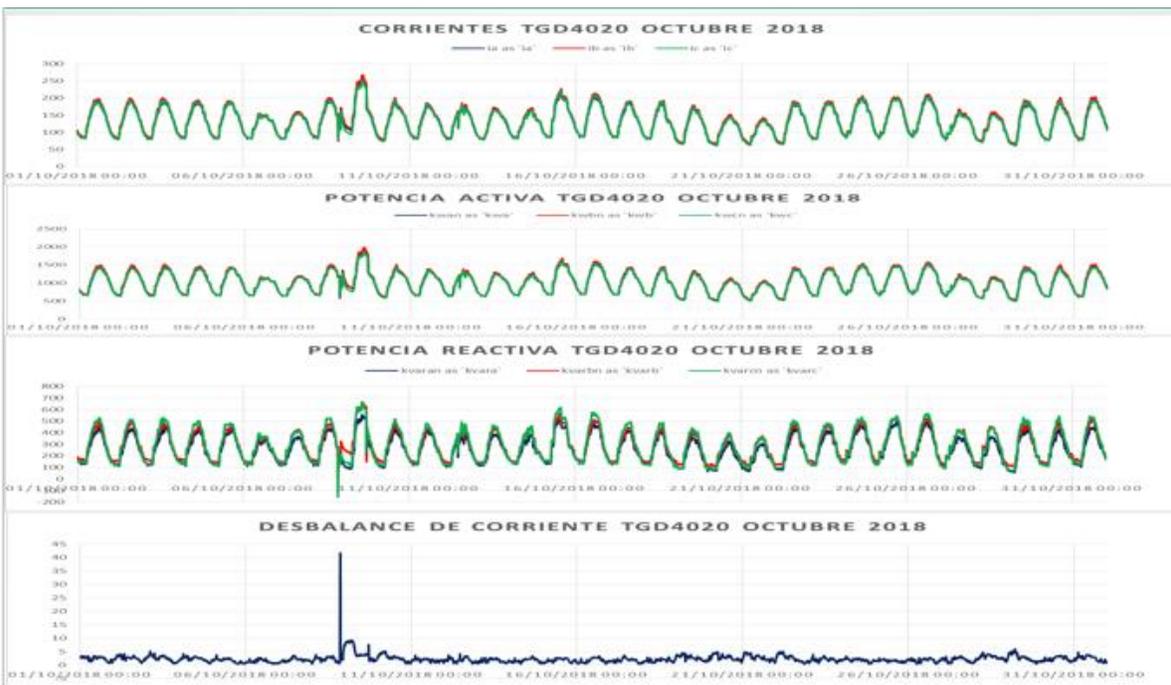
Comparativo 19. TGD4020 Julio 2018



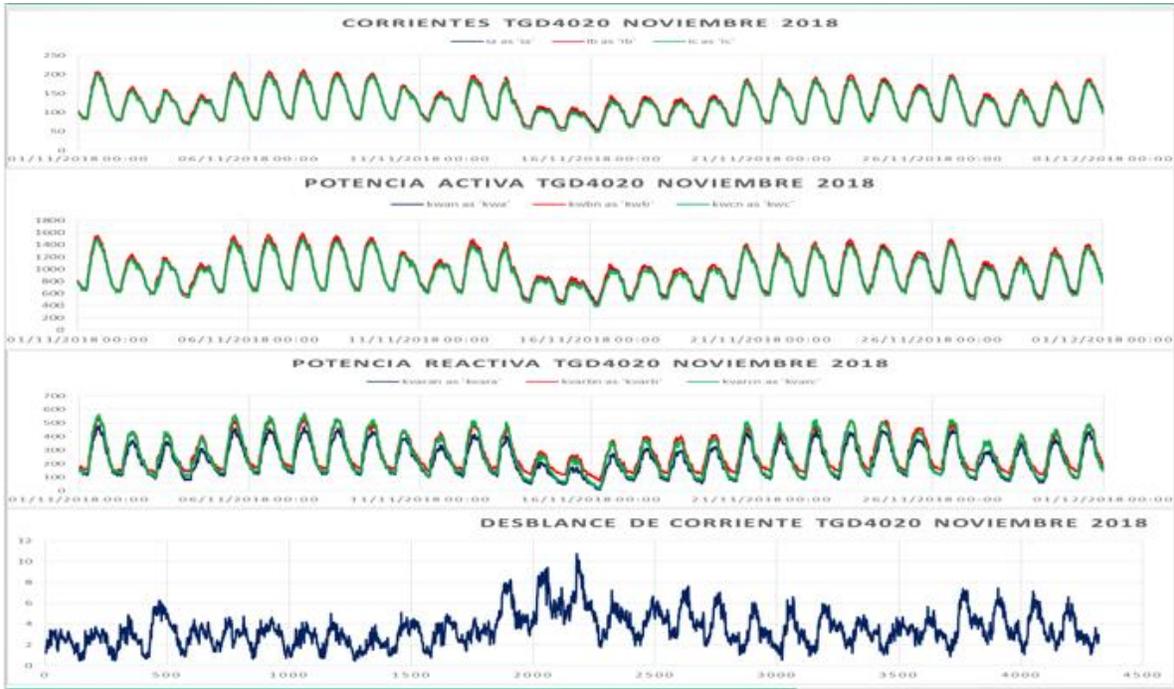
Comparativo 20. TGD4020 Agosto 2018



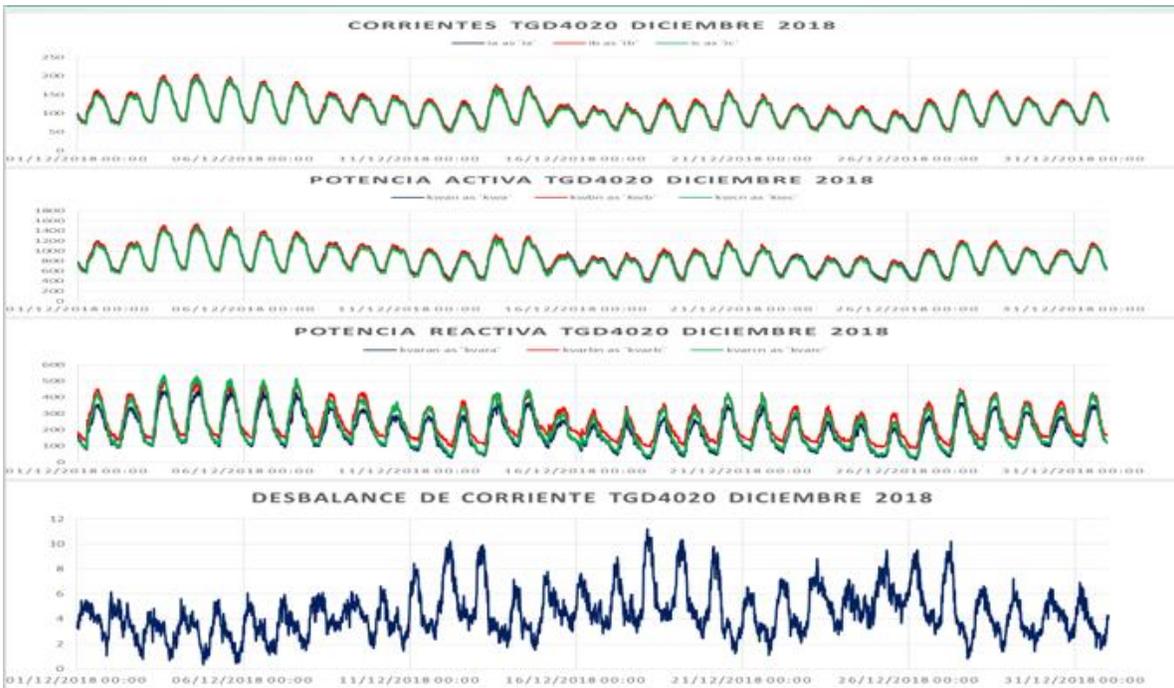
Comparativo 21. TGD4020 Septiembre 2018



Comparativo 22. TGD4020 Octubre 2018



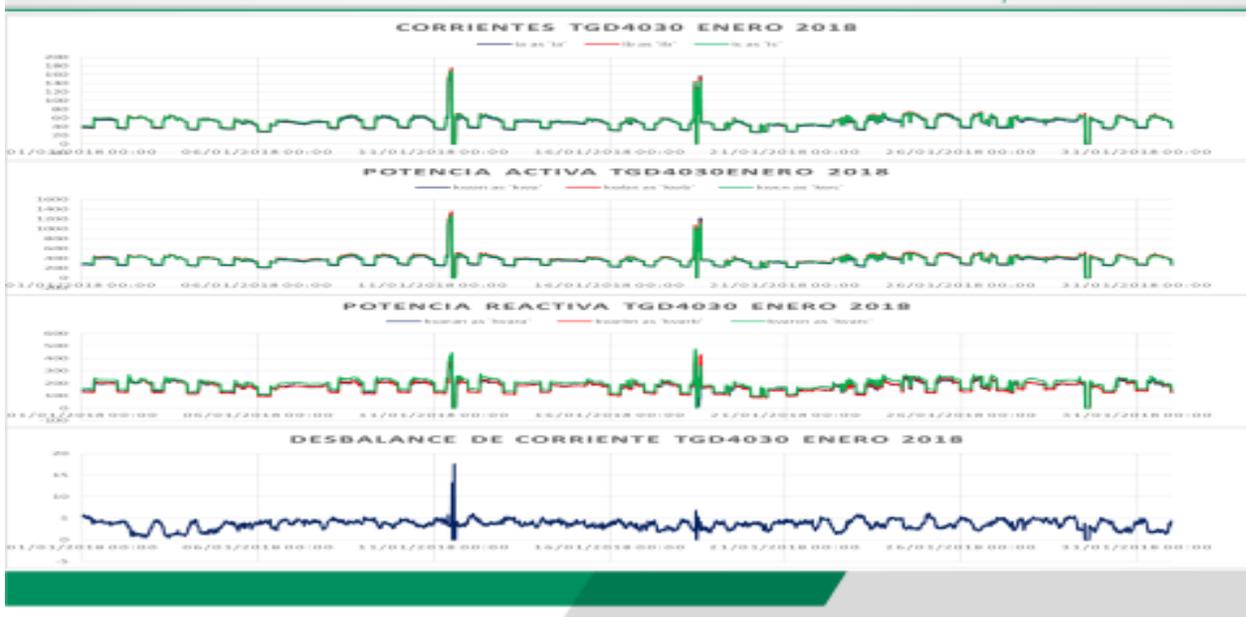
Comparativo 23. TGD4020 Noviembre 2018



Comparativo 24. TGD4020 Diciembre 2018

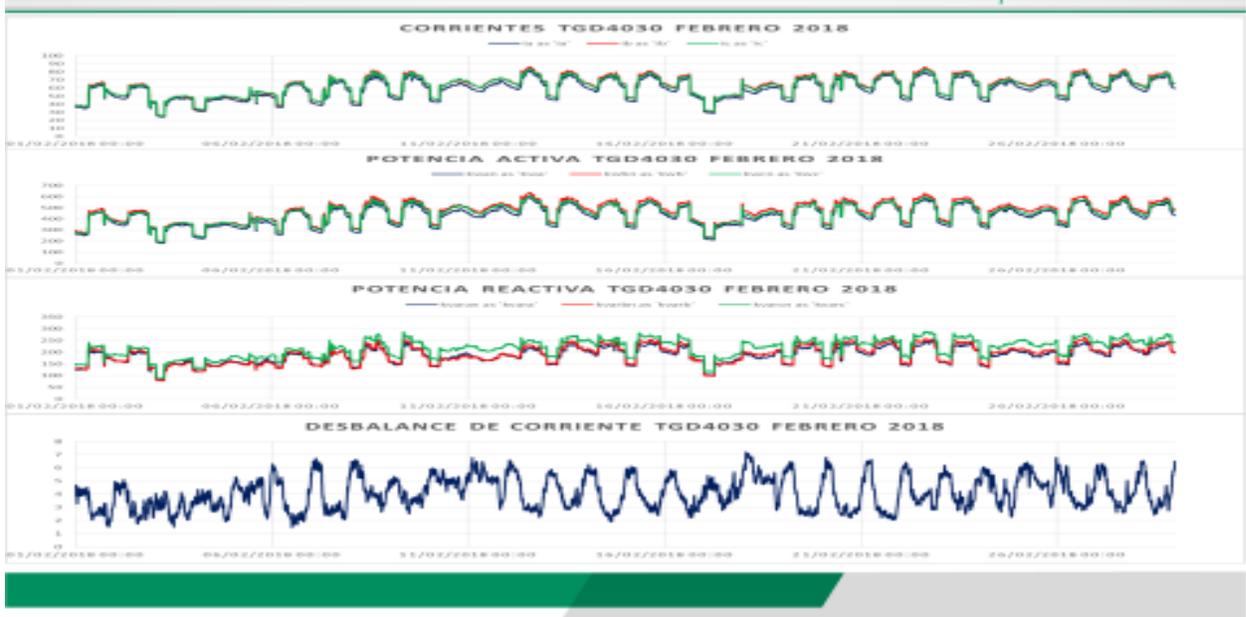
ANEXO C. Parámetros anuales TGD4030

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.

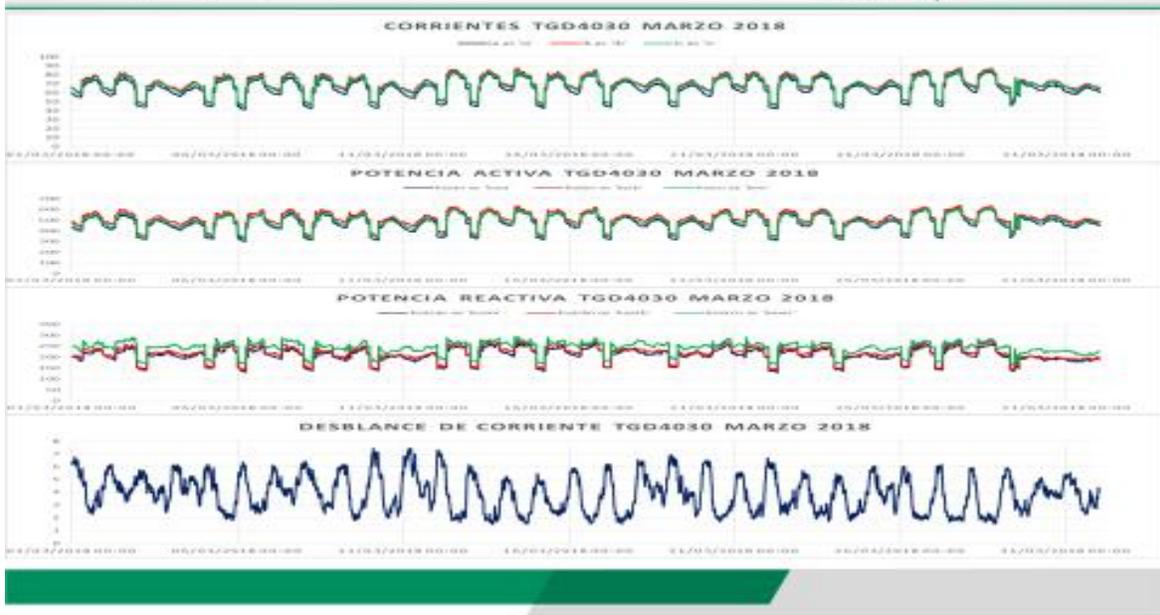


Comparativo 25. TGD4030 Enero 2018

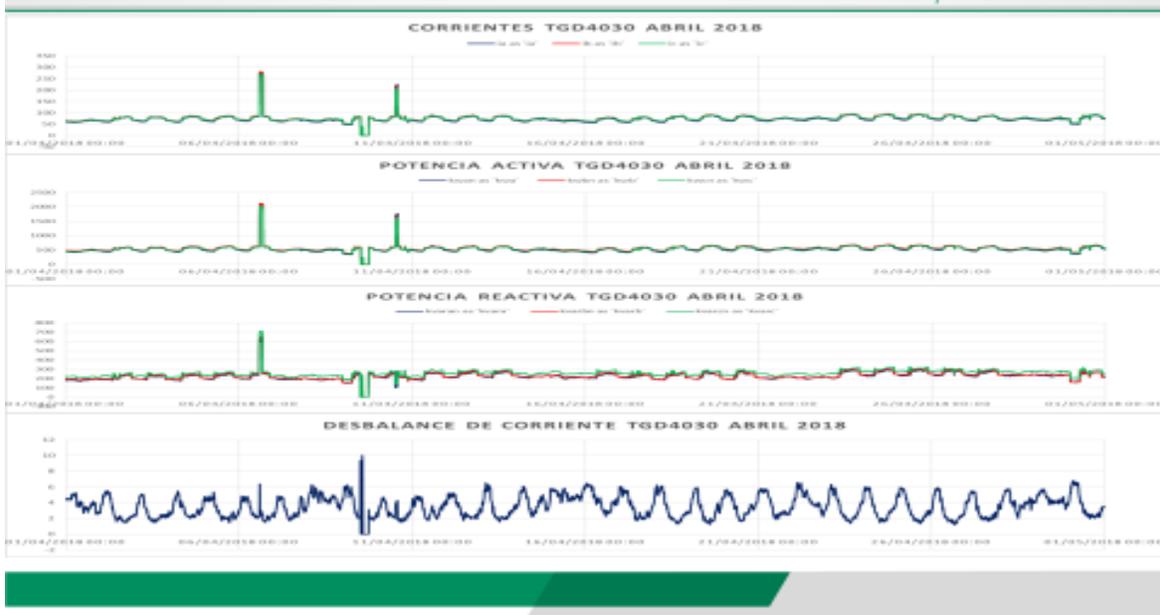
Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



Comparativo 26. TGD4030 Febrero 2018



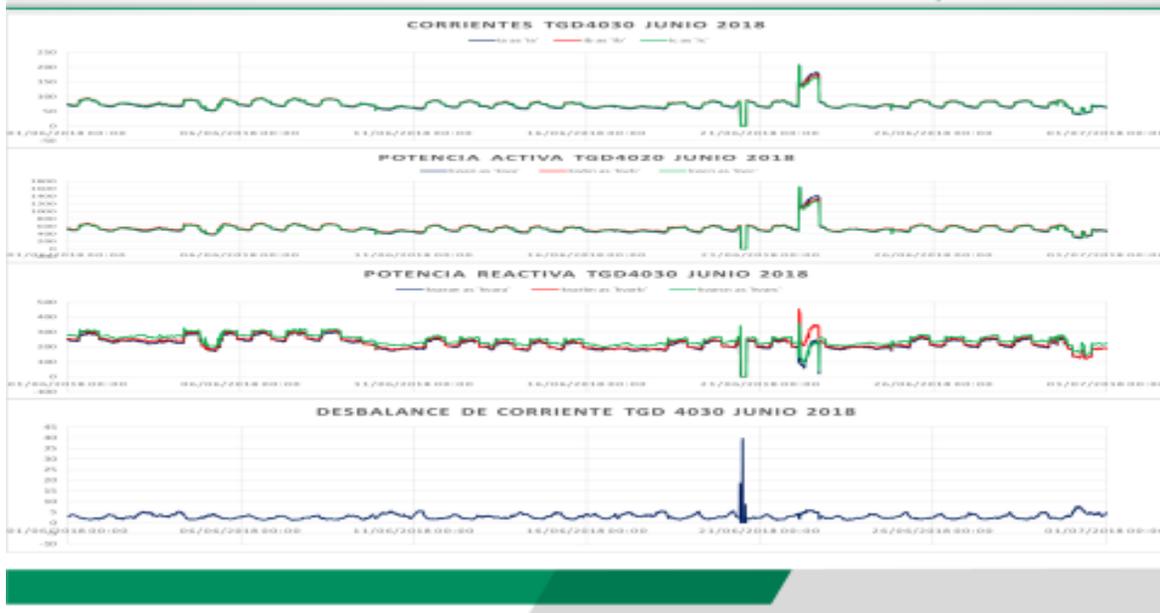
Comparativo 27. TGD4030 Marzo 2018



Comparativo 28. TGD4030 Abril 2018

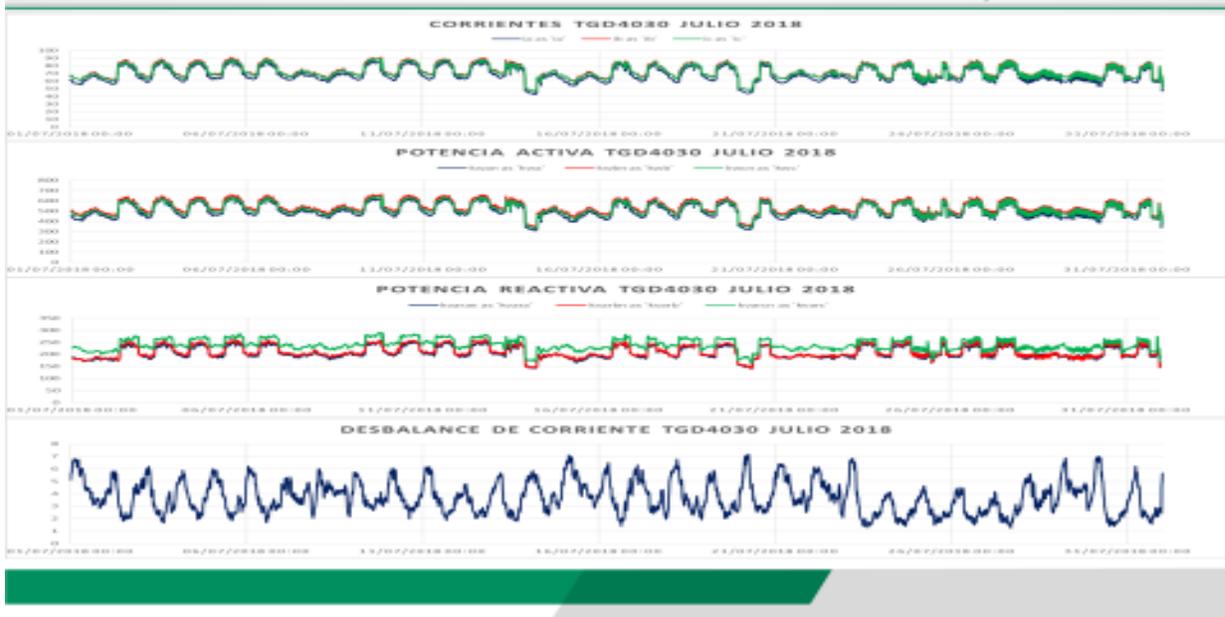


Comparativo 29. TGD4030 Mayo 2018



Comparativo 30. TGD4030 Junio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.

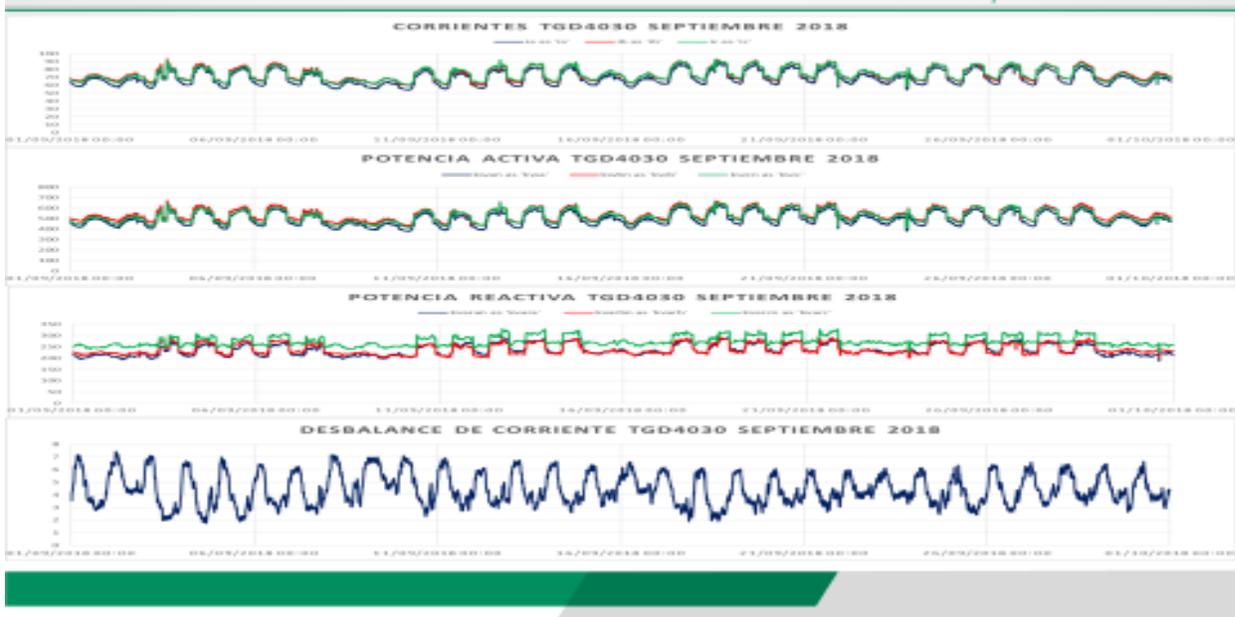


Comparativo 31. TGD4030 Julio 2018

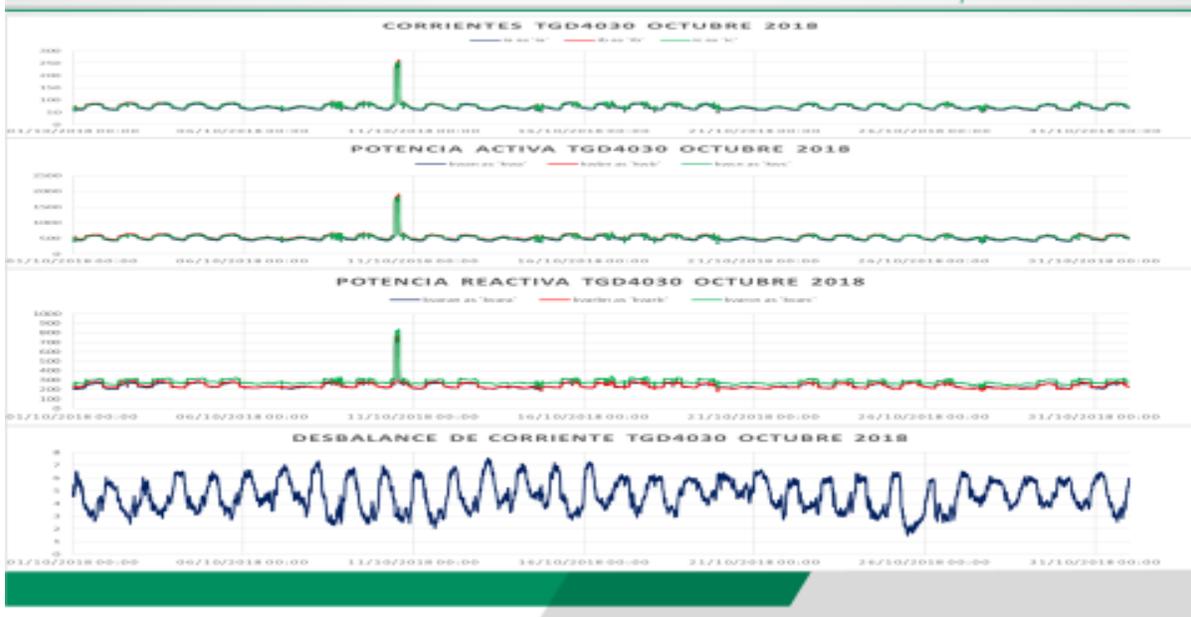
Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



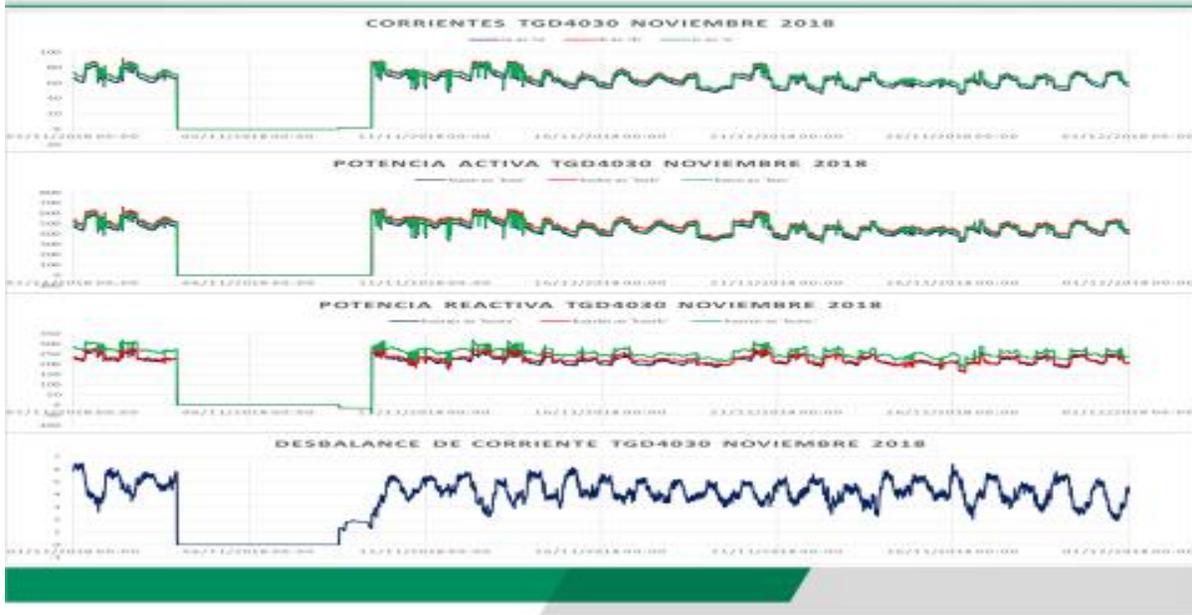
Comparativo 32. TGD4030 Agosto 2018



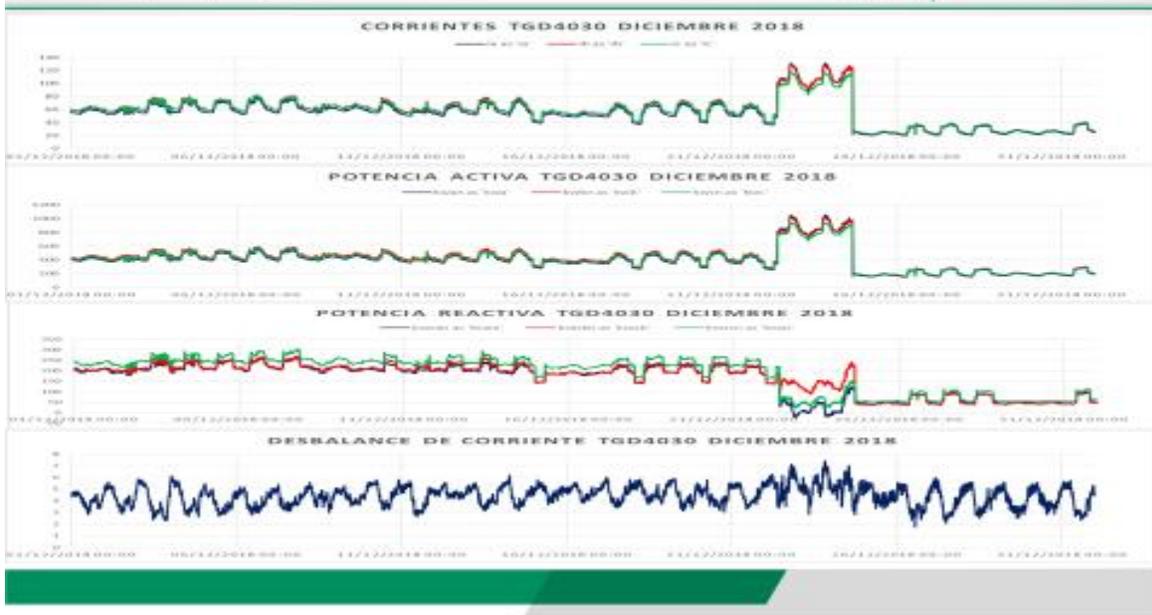
Comparativo 33. TGD4030 Septiembre 2018



Comparativo 34. TGD4030 Octubre 2018

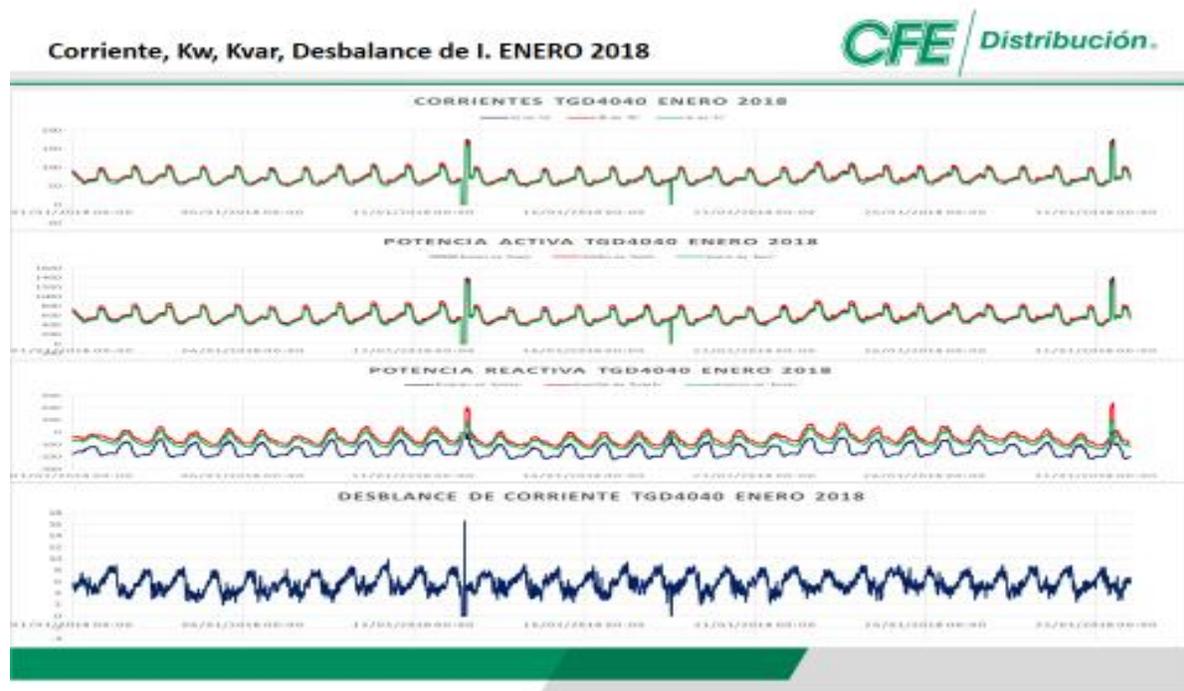


Comparativo 35. TGD4030 Noviembre 2018

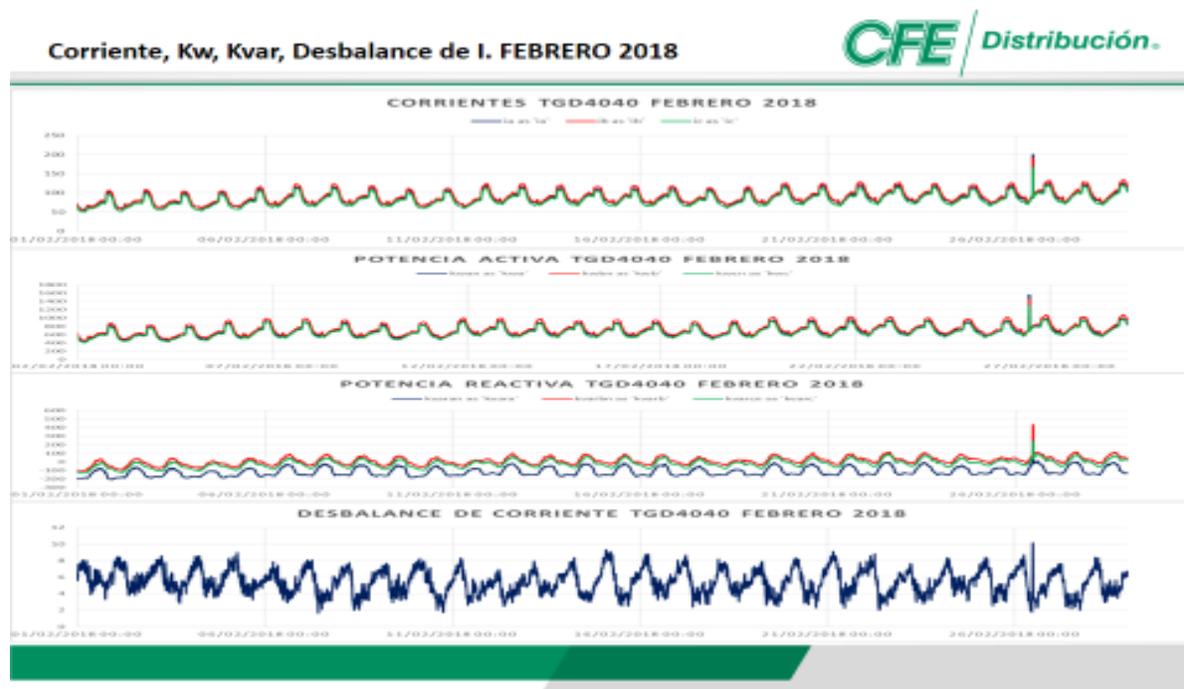


Comparativo 36. TGD4030 Diciembre 2018

ANEXO D. Parámetros anuales TGD4040

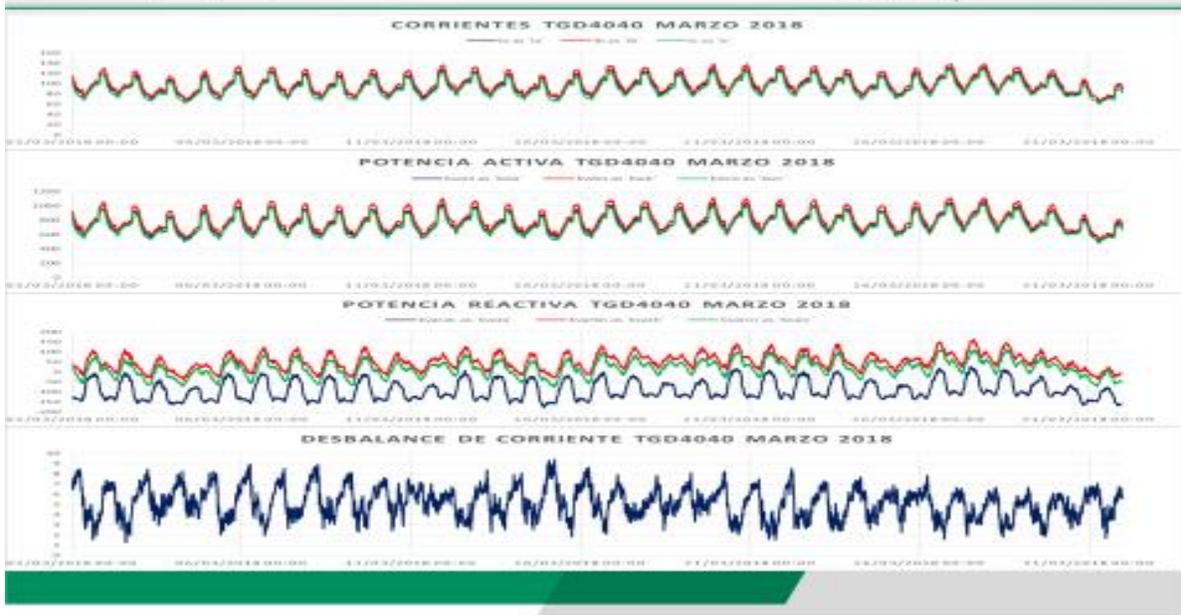


Comparativo 37. TGD4040 Enero 2018



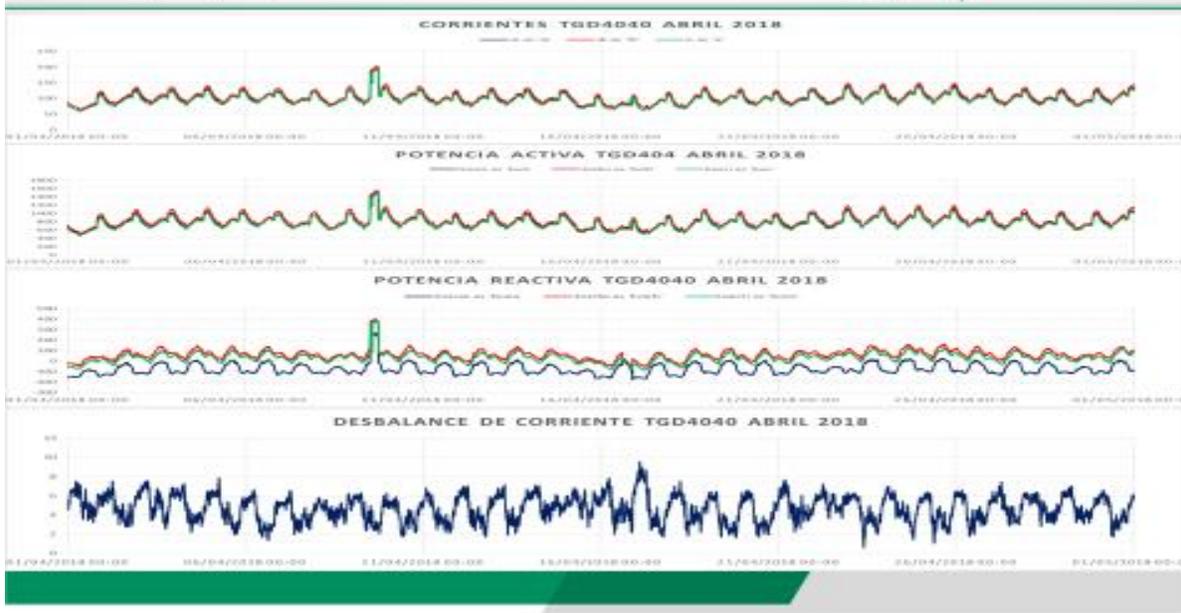
Comparativo 38. TGD4040 Febrero 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MARZO 2018



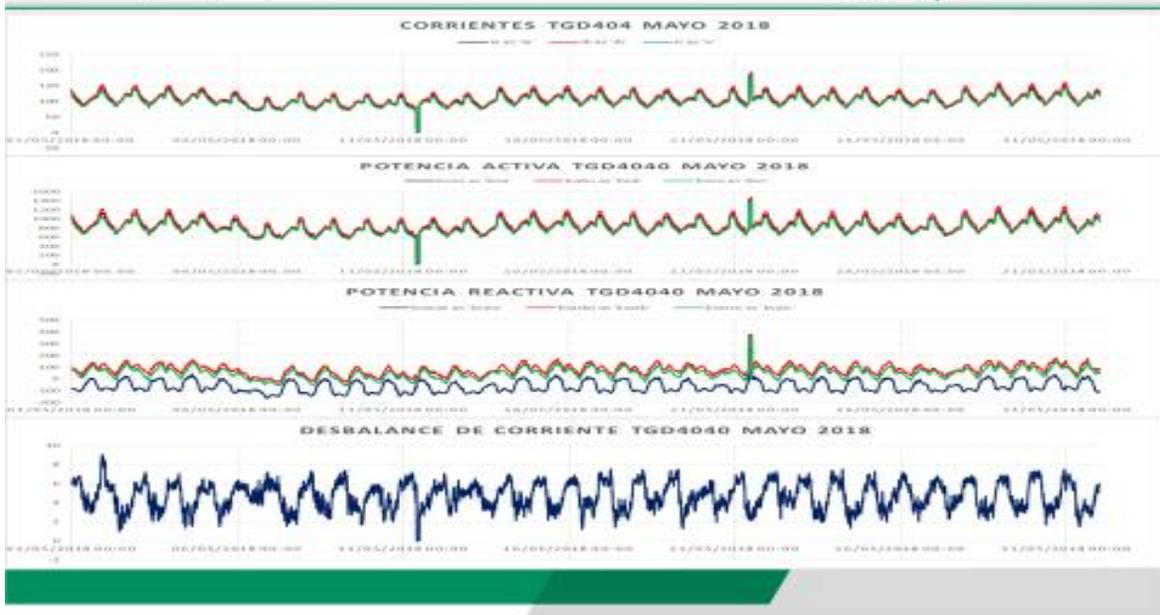
Comparativo 39. TGD4040 Marzo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. ABRIL 2018



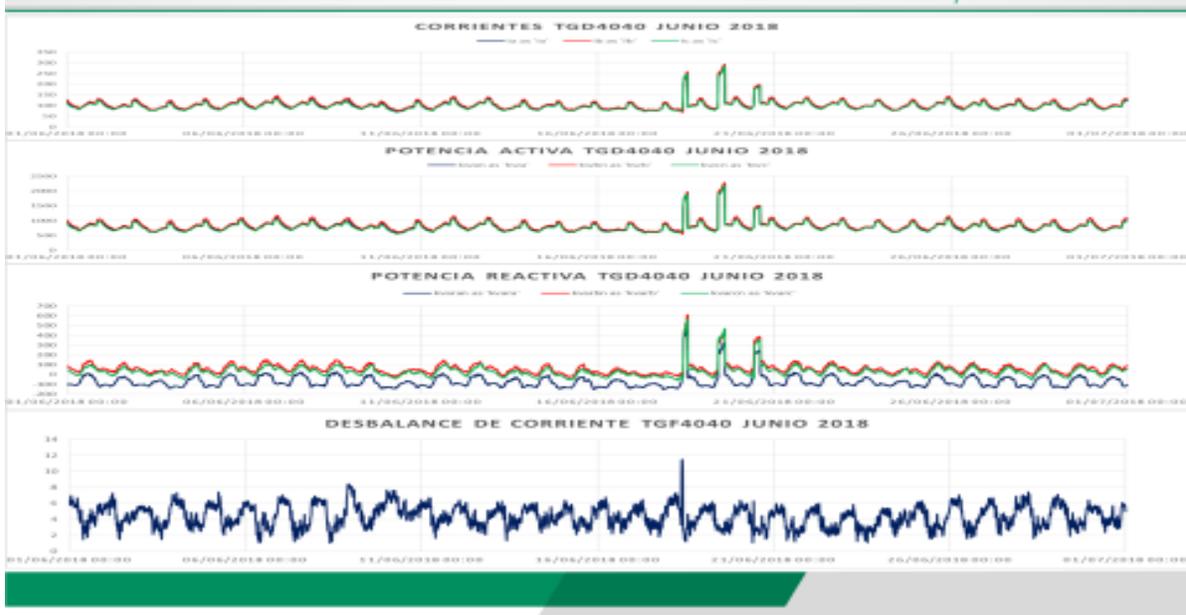
Comparativo 40. TGD4040 Abril 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MAYO 2018



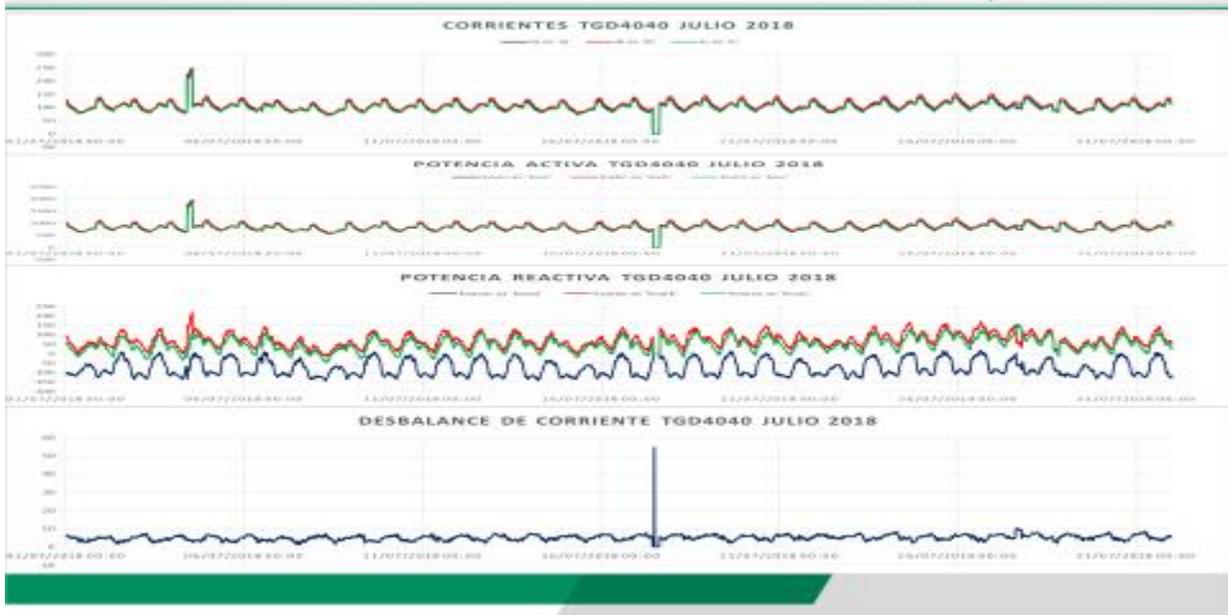
Comparativo 41. TGD4040 Mayo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JUNIO 2018



Comparativo 42. TGD4040 Junio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JULIO 2018



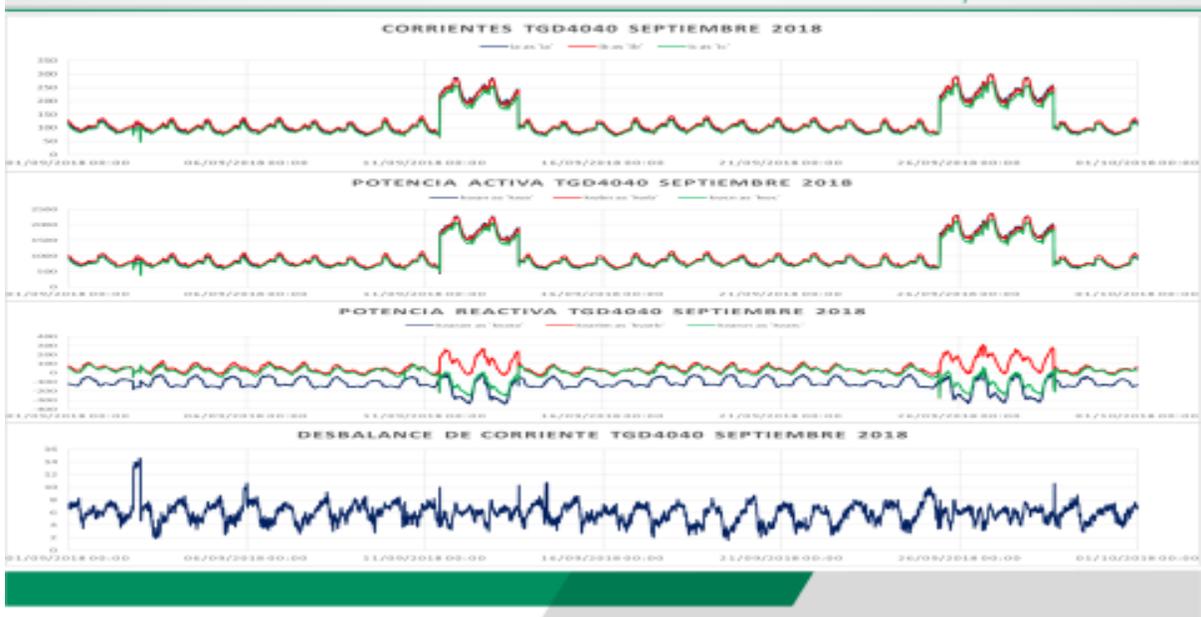
Comparativo 43. TGD4040 Julio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. AGOSTO 2018



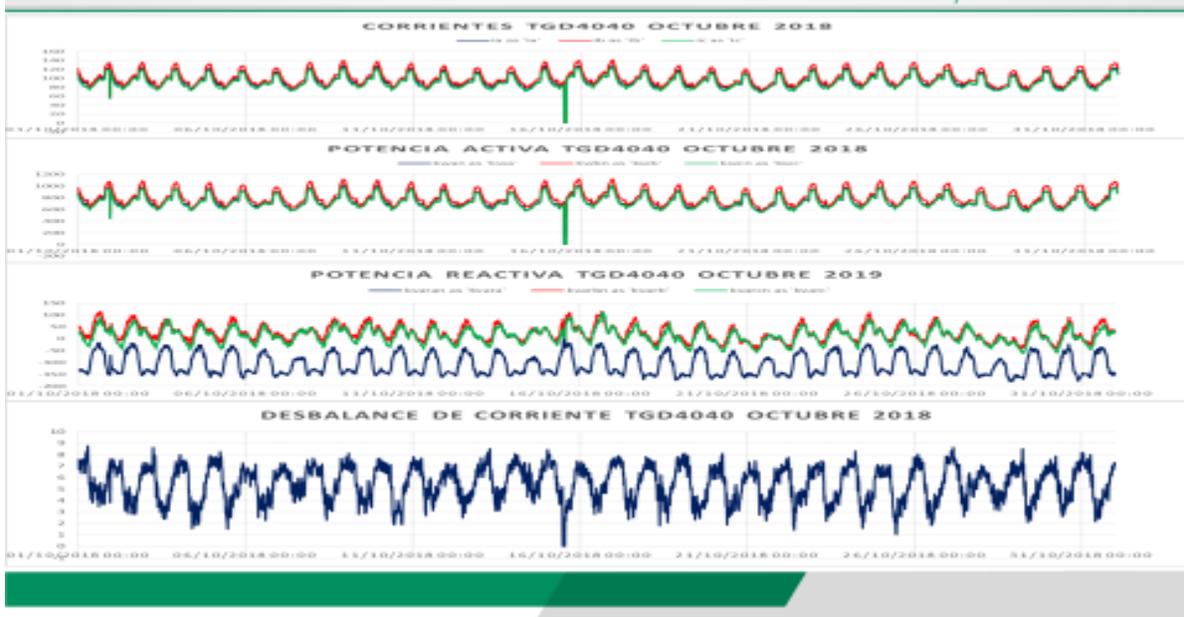
Comparativo 44. TGD4040 Agosto 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. SEPTIEMBRE 2018



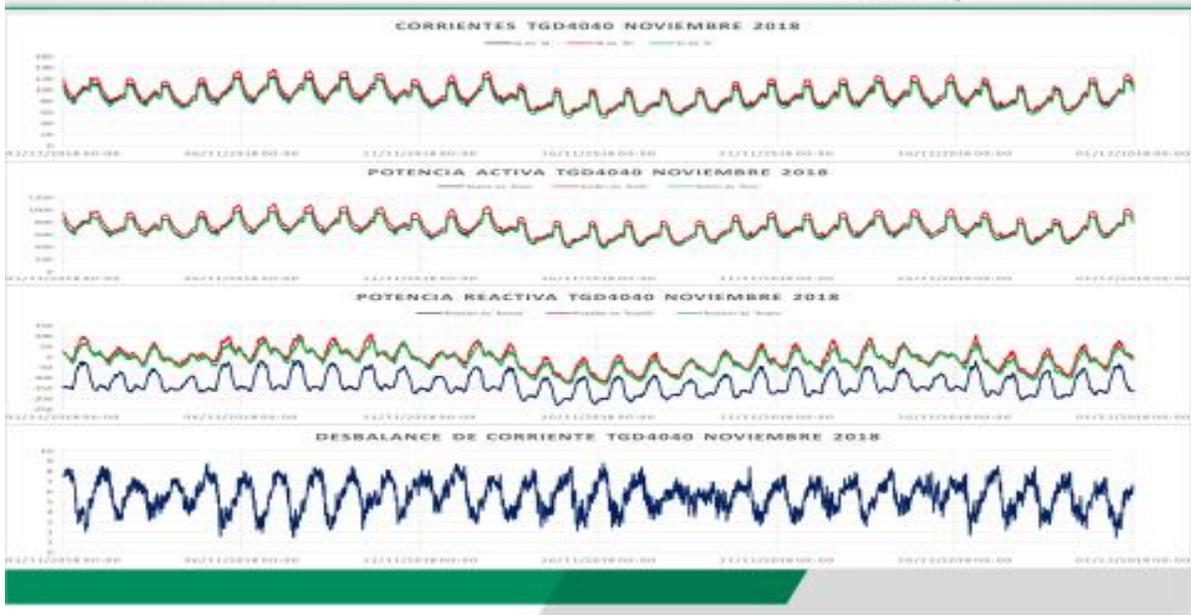
Comparativo 455. TGD4040 Septiembre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. OCTUBRE 2018



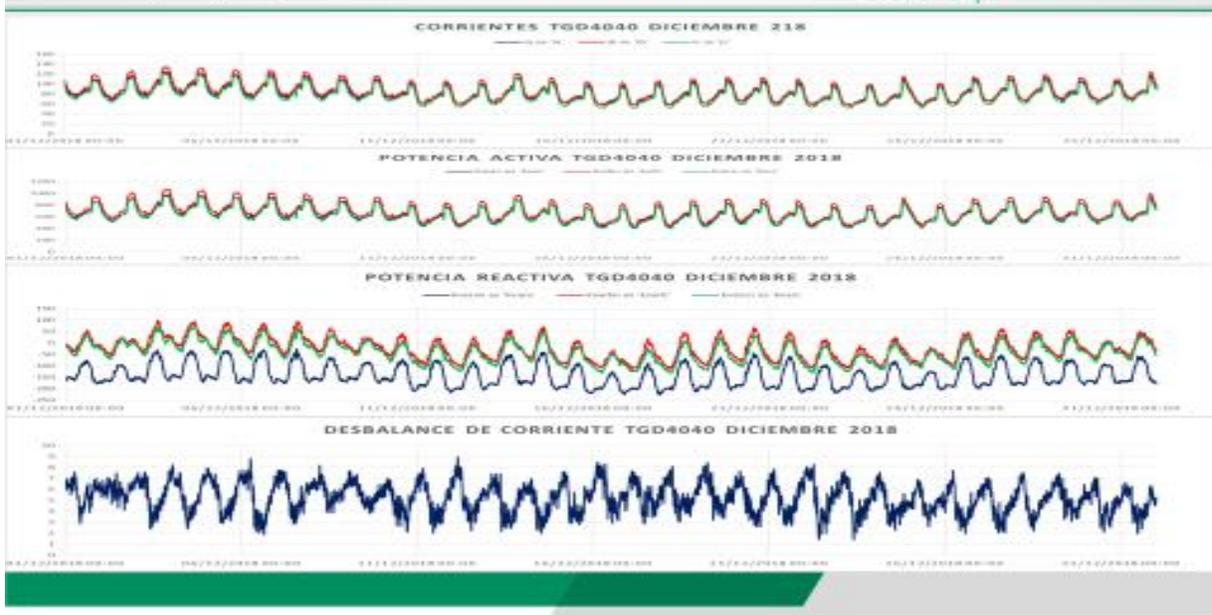
Comparativo 46. TGD4040 Octubre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. NOVIEMBRE 2018



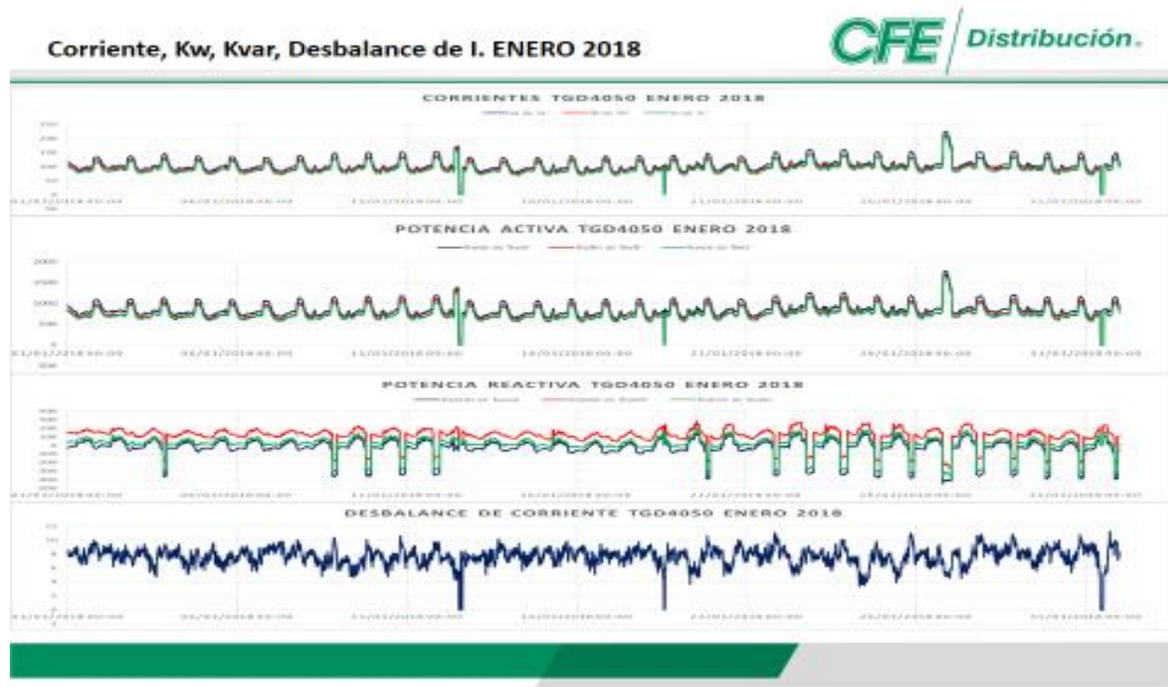
Comparativo 47. TGD4040 Noviembre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. DICIEMBRE 2018

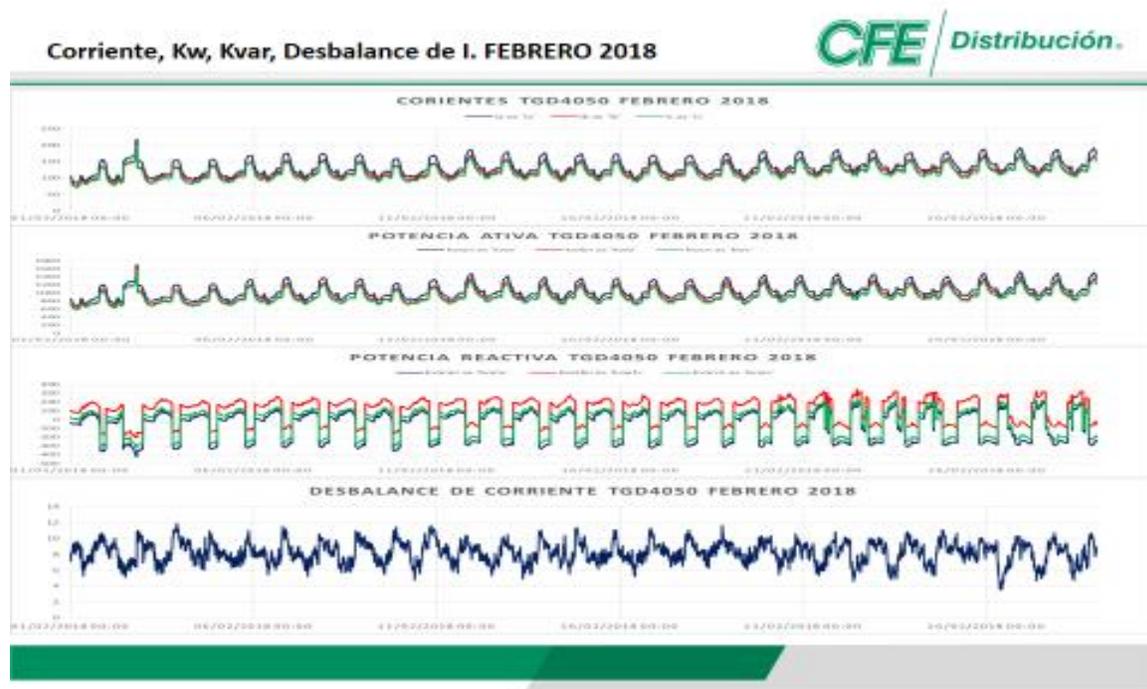


Comparativo 48. TGD4040 Diciembre 2018

ANEXO E. Parámetros anuales TGD4050

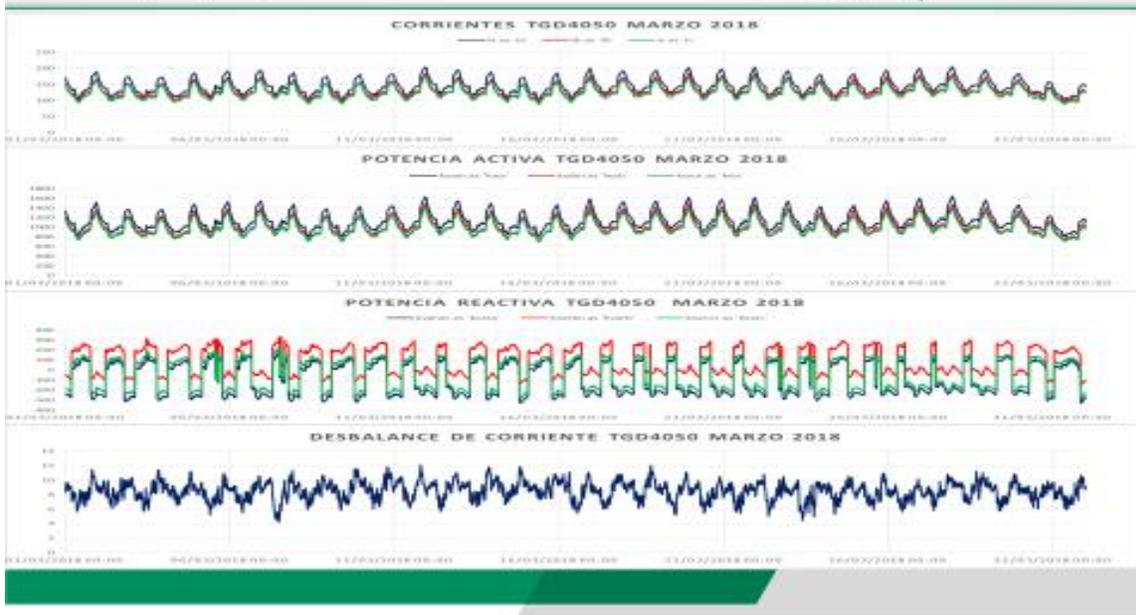


Comparativo 49. TGD4050 Enero 2018



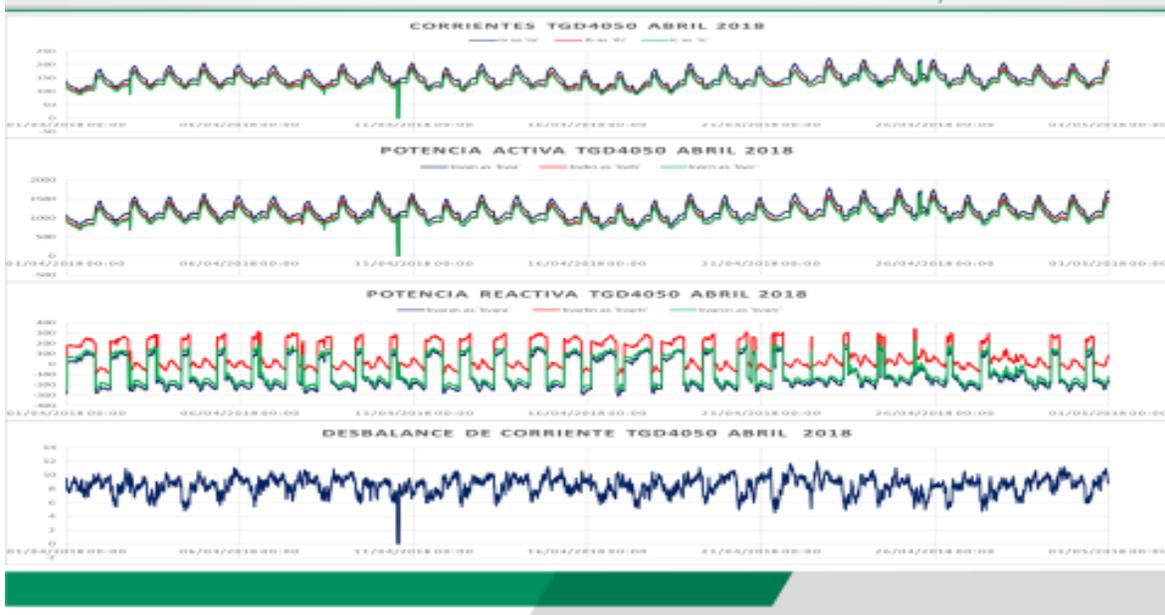
Comparativo 50. TGD4050 Febrero 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MARZO 2018



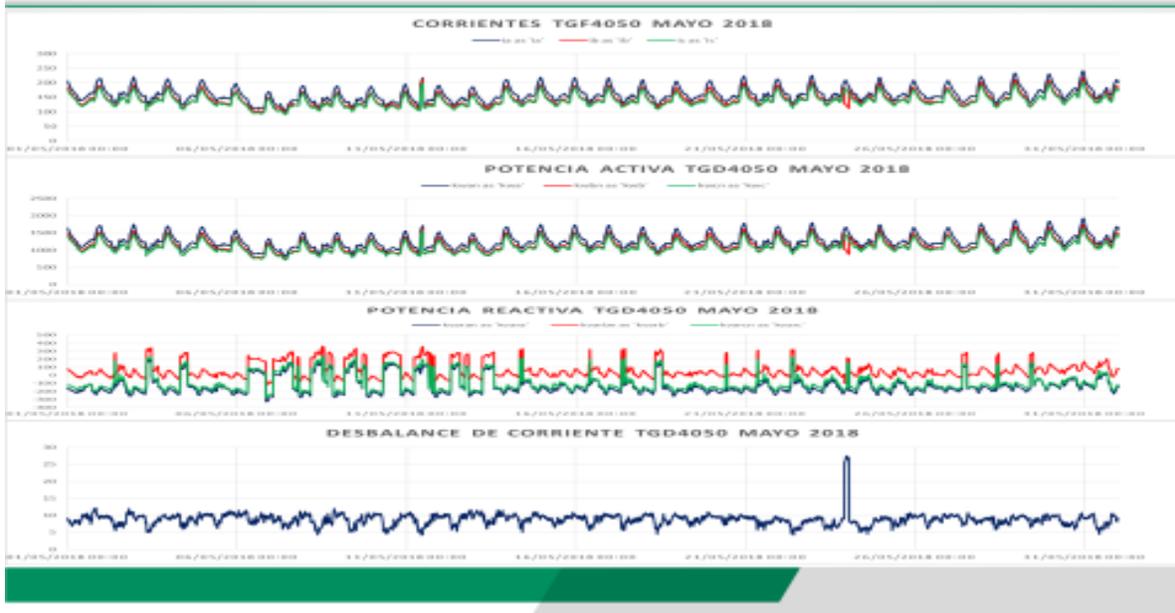
Comparativo 51. TGD4050 Marzo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. ABRIL 2018



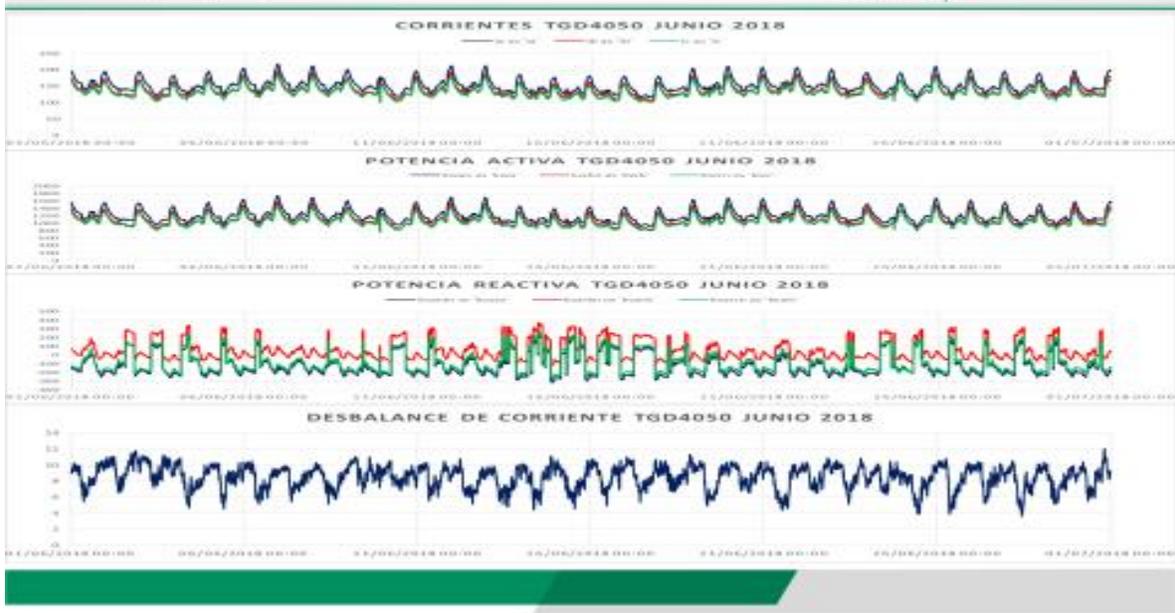
Comparativo 52. TGD4050 Abril 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MAYO 2018



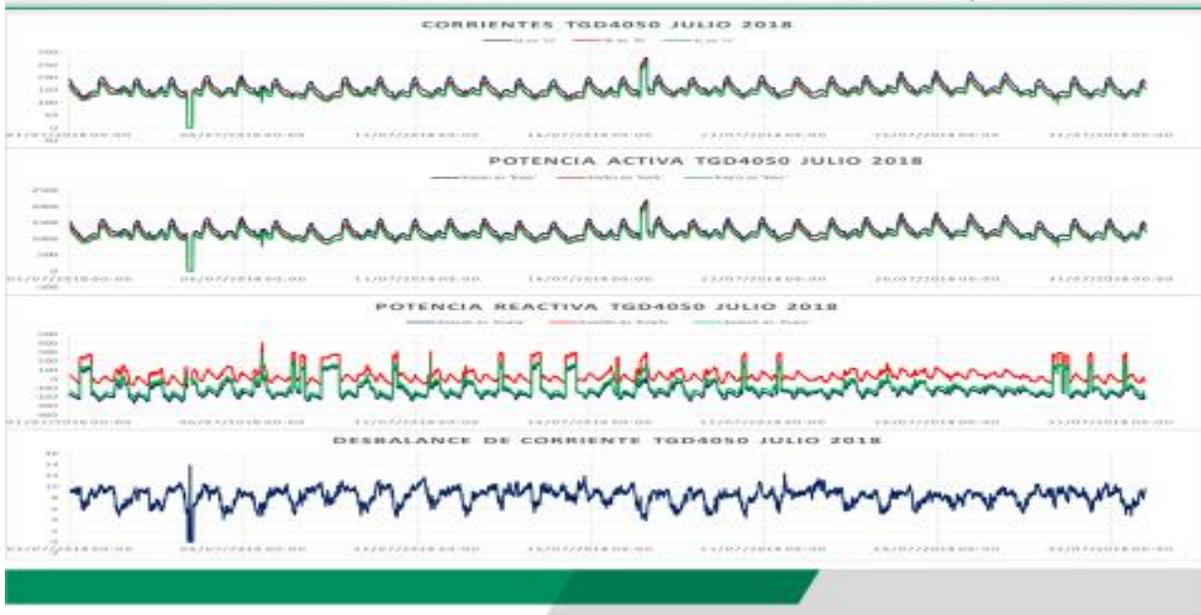
Comparativo 53. TGD4050 Mayo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JUNIO 2018



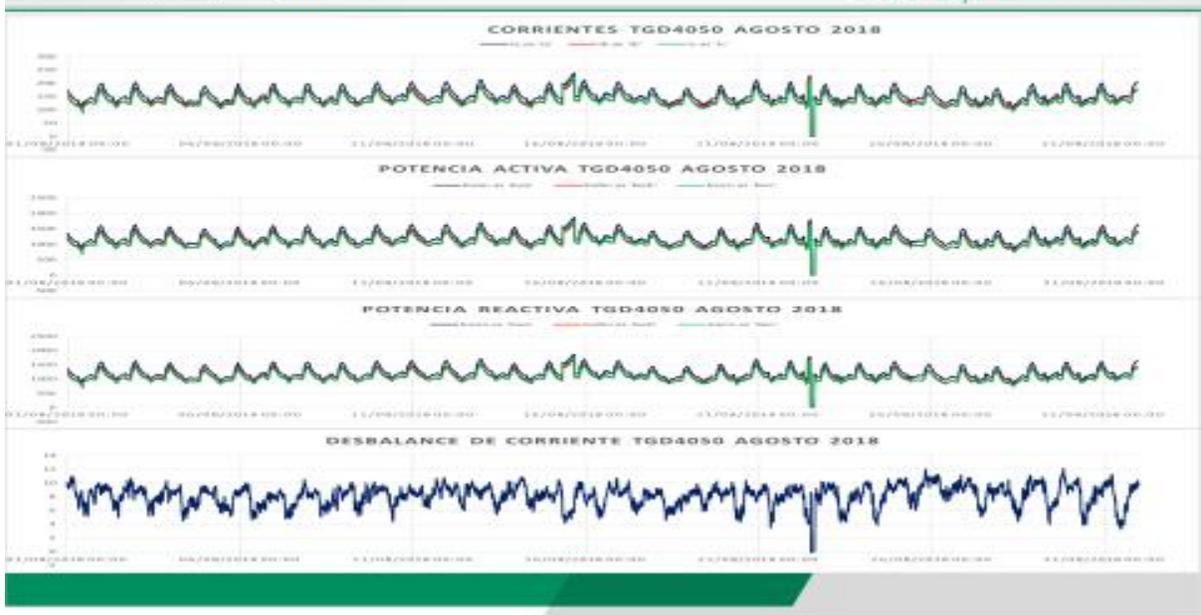
Comparativo 54. TGD4050 Junio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JULIO 2018

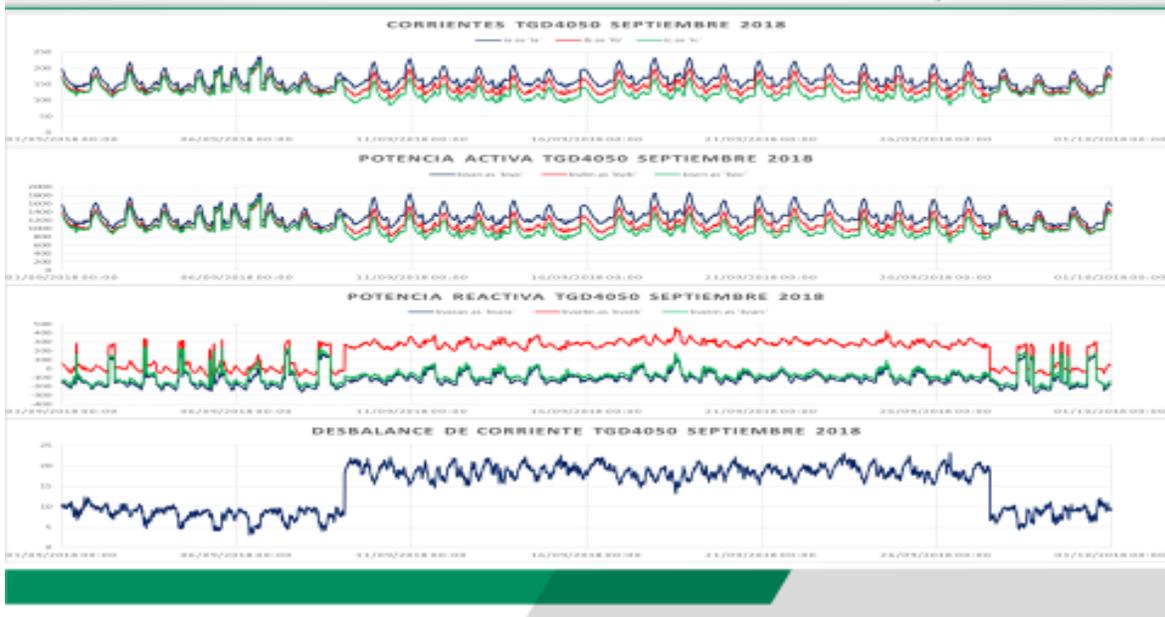


Comparativo 55. TGD4050 Julio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



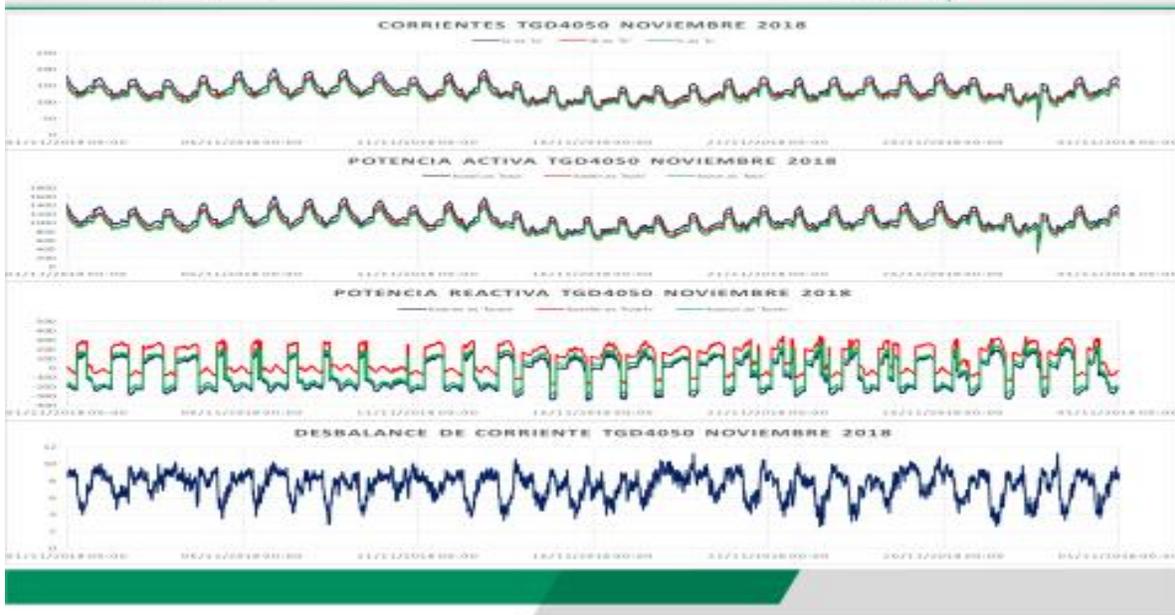
Comparativo 56. TGD4050 Agosto 2018



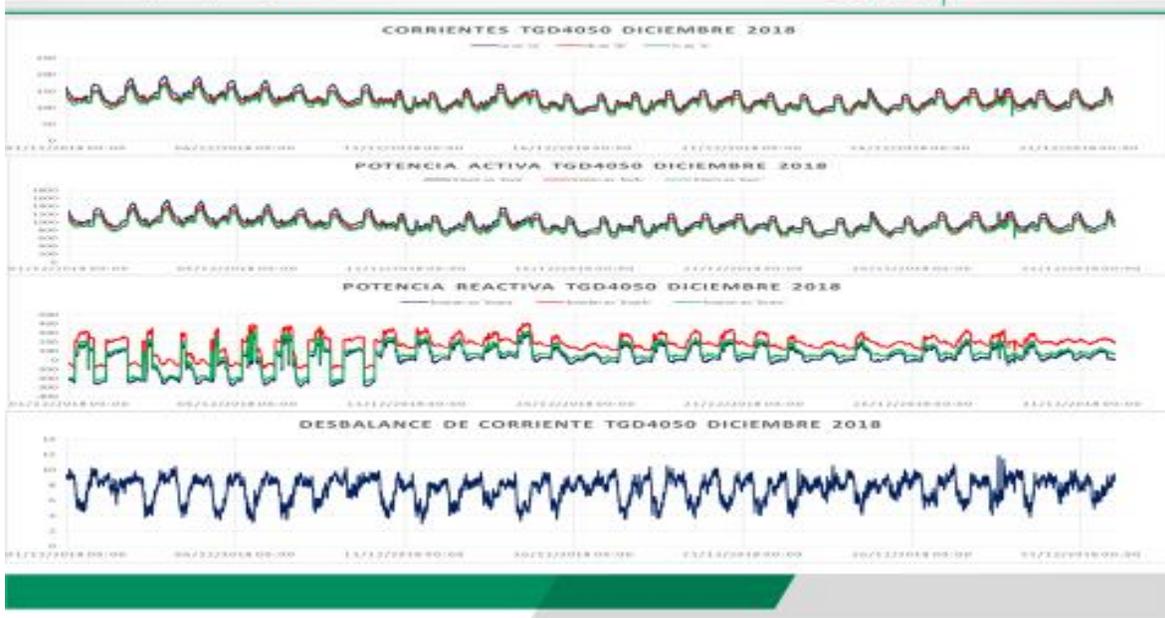
Comparativo 57. TGD4050 Septiembre 2018



Comparativo 58. TGD4050 Octubre 2018

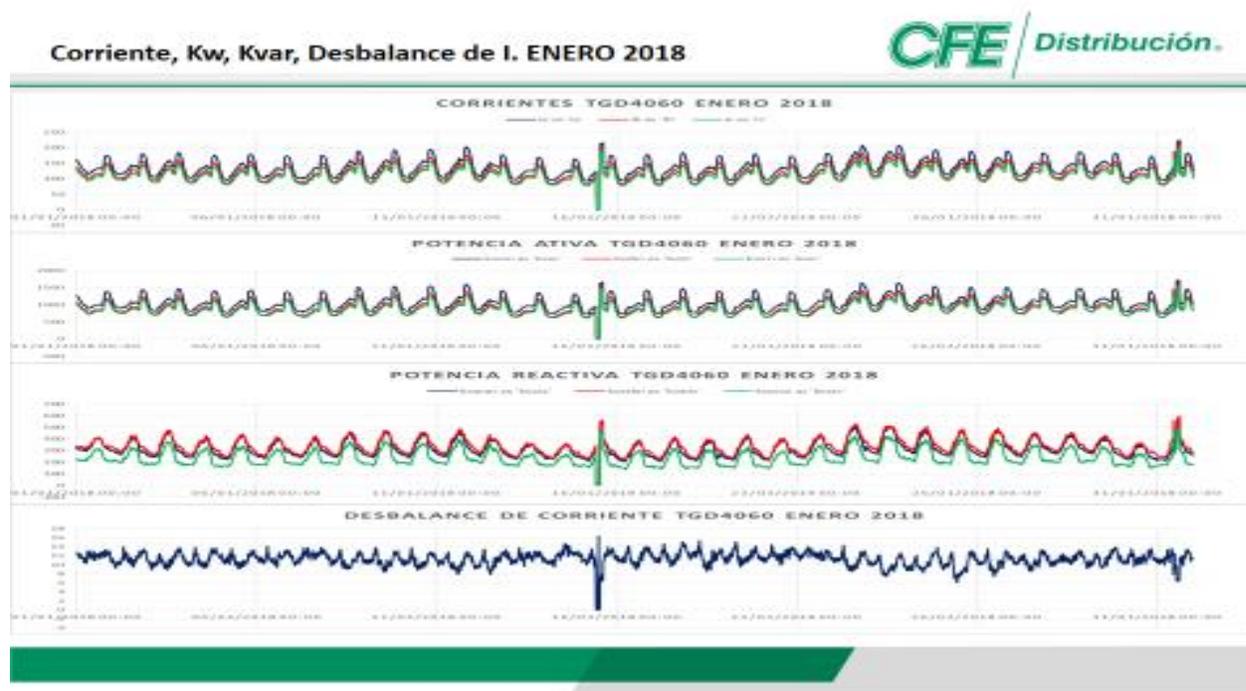


Comparativo 59. TGD4050 Noviembre 2018

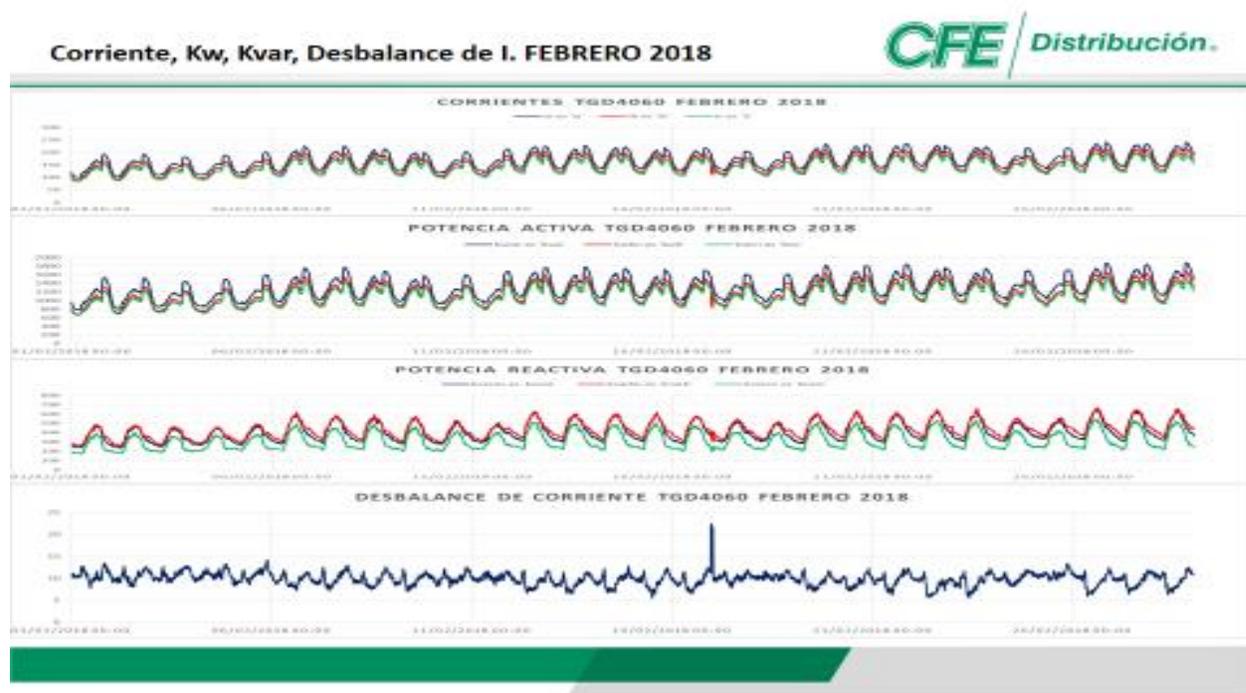


Comparativo 60. TGD4050 Diciembre 2018

ANEXO F. Parámetros anuales TGD4060

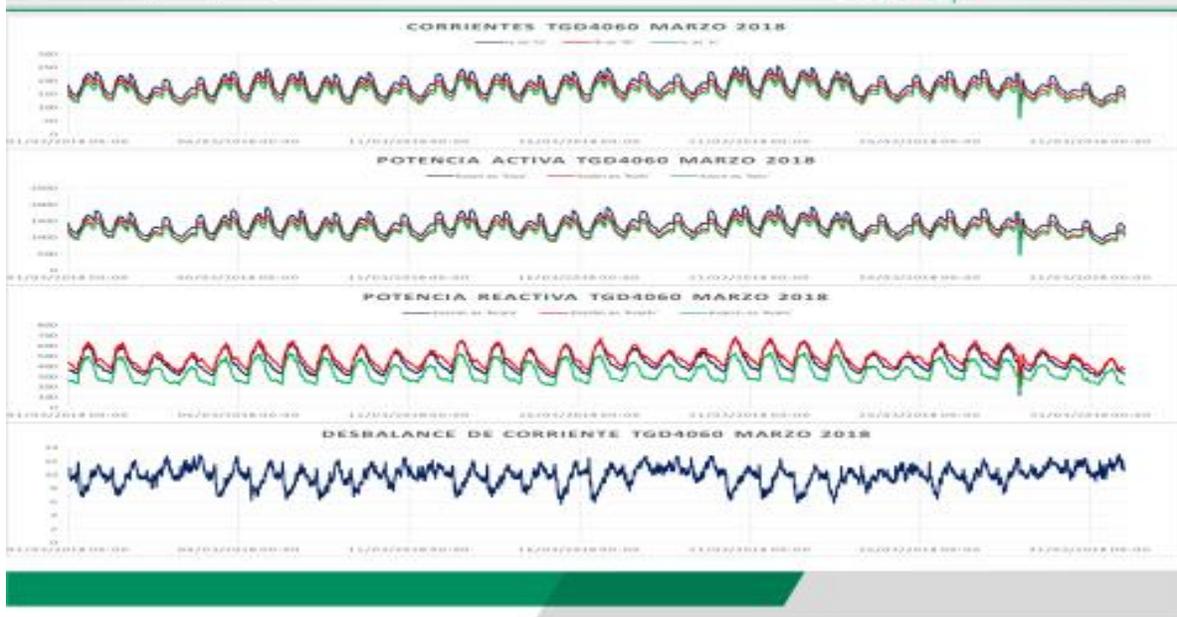


Comparativo 61. TGD4060 Enero 2018



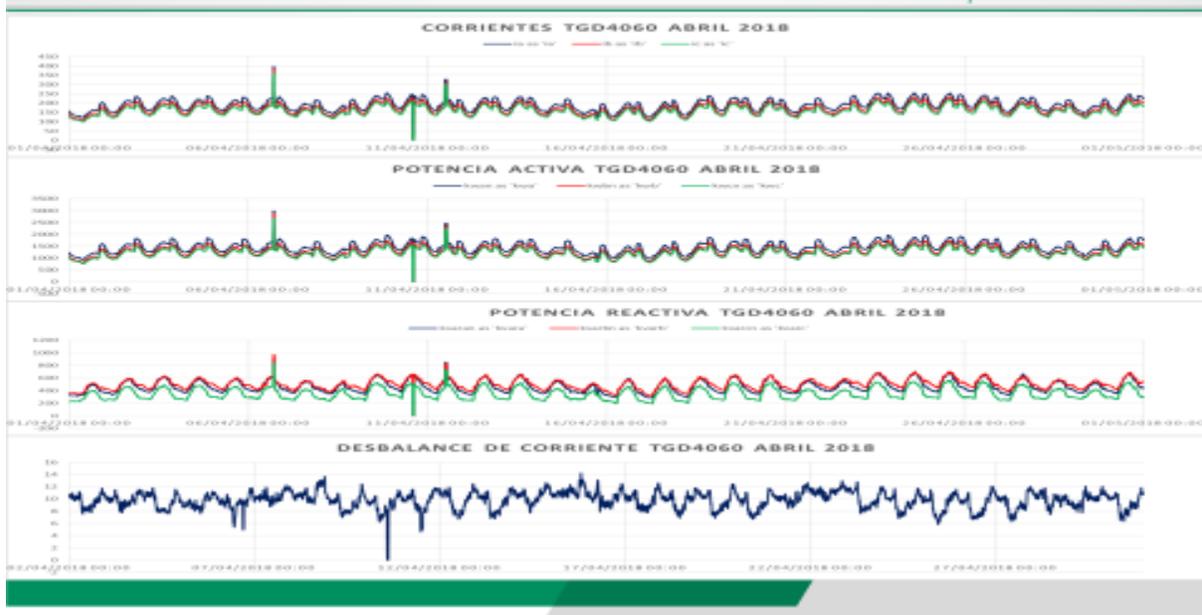
Comparativo 62. TGD4060 Febrero 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MARZO 2018



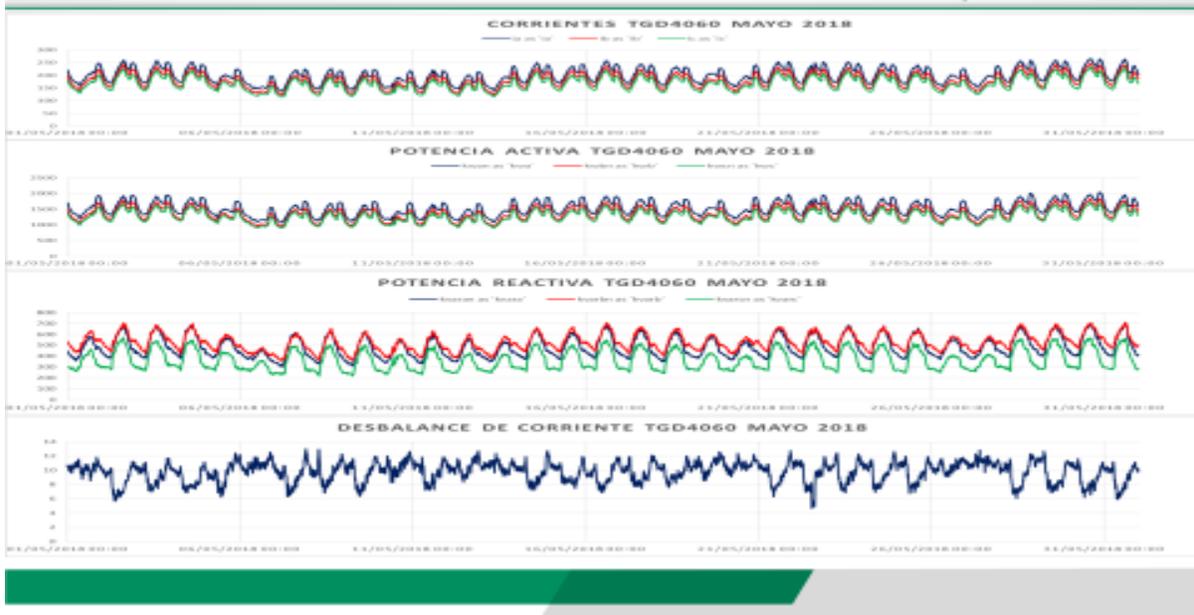
Comparativo 63. TGD4060 Marzo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. ABRIL 2018



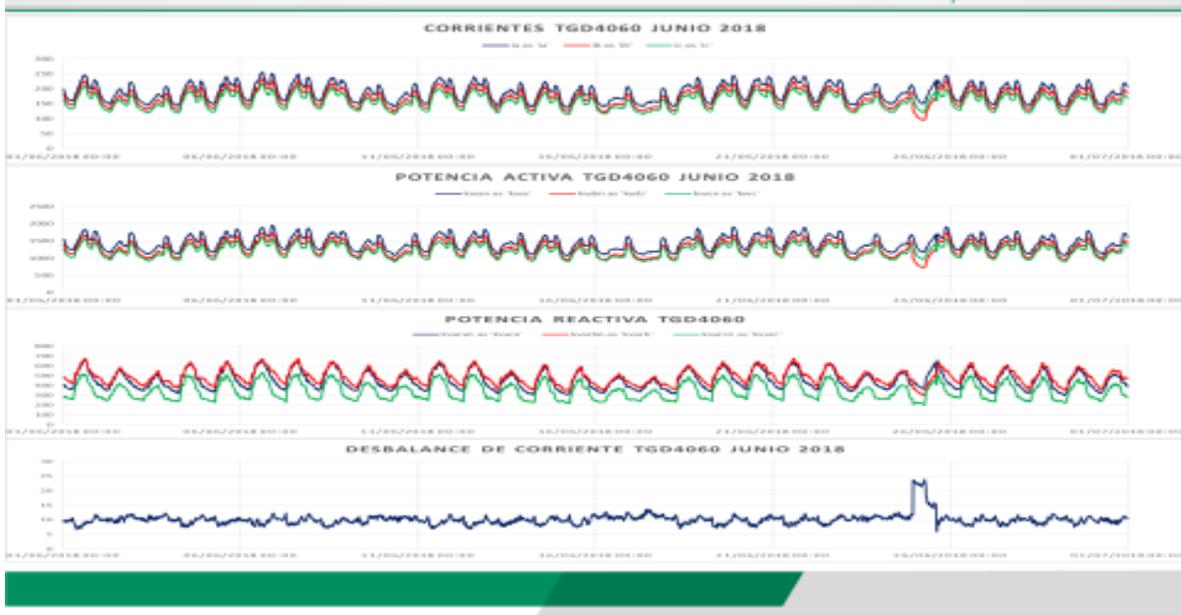
Comparativo 64. TGD4060 Abril 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MAYO 2018



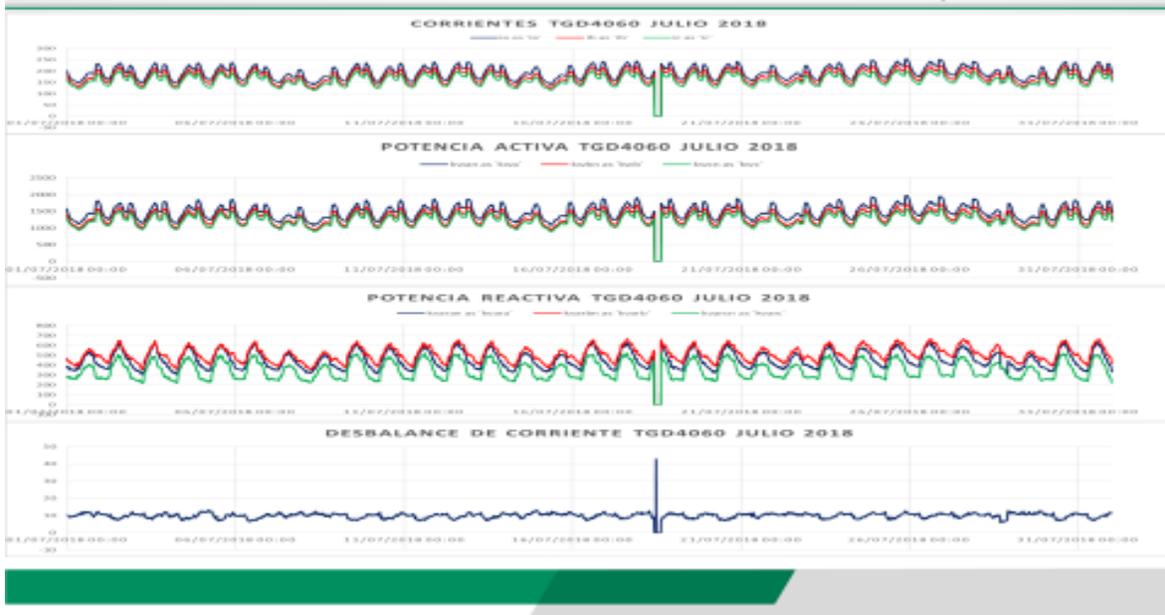
Comparativo 65. TGD4060 Mayo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JUNIO 2018



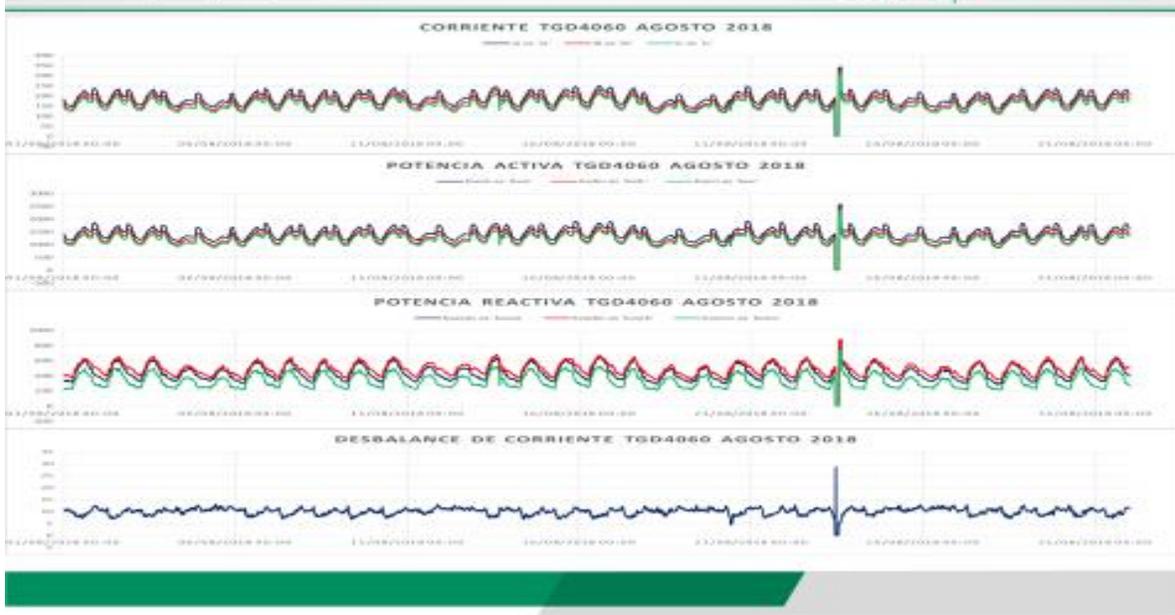
Comparativo 66. TGD4060 Junio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JULIO 2018



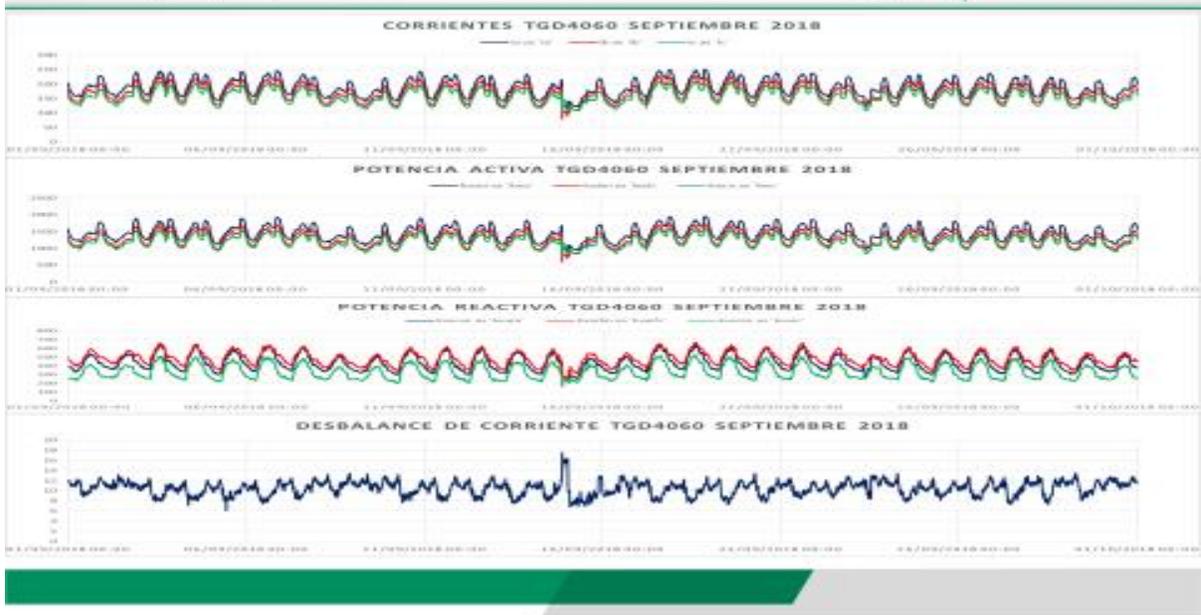
Comparativo 67. TGD4060 Julio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. AGOSTO 2018



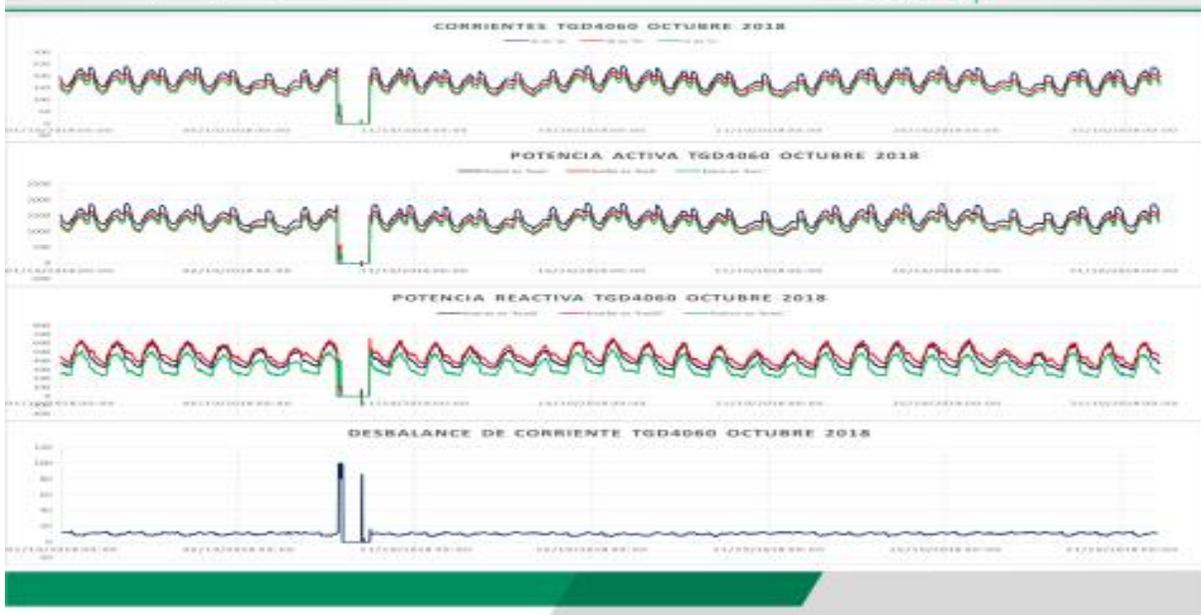
Comparativo 68. TGD4060 Agosto 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. SEPTIEMBRE 2018



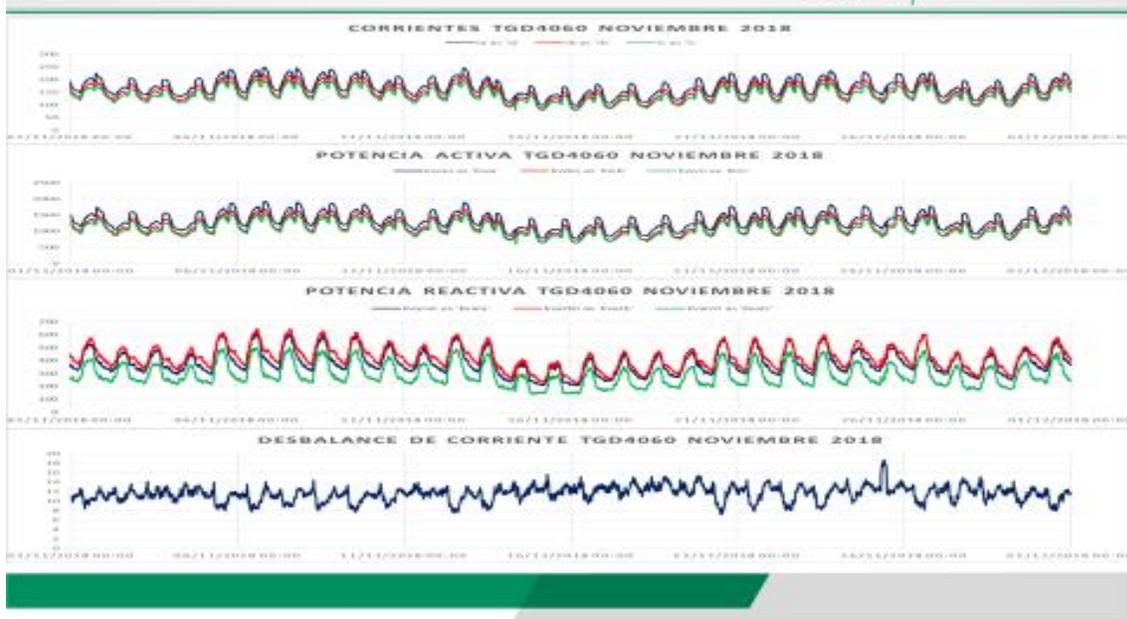
Comparativo 69. TGD4060 Septiembre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. OCTUBRE 2018



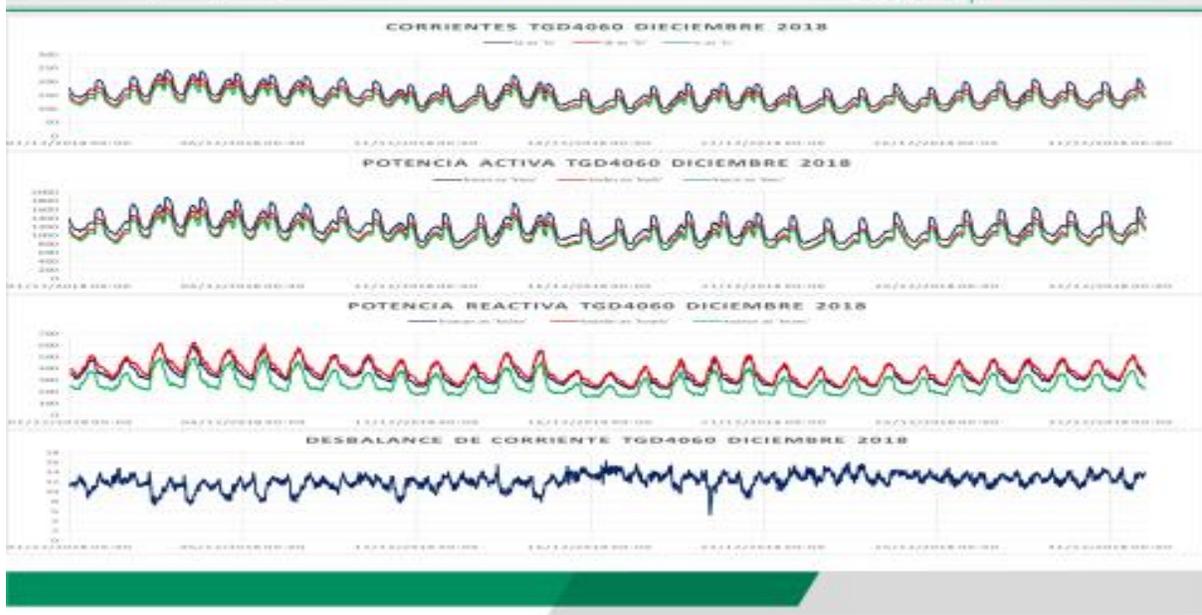
Comparativo 70. TGD4060 Octubre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. NOVIEMBRE 2018



Comparativo 71. TGD4060 Noviembre 2018

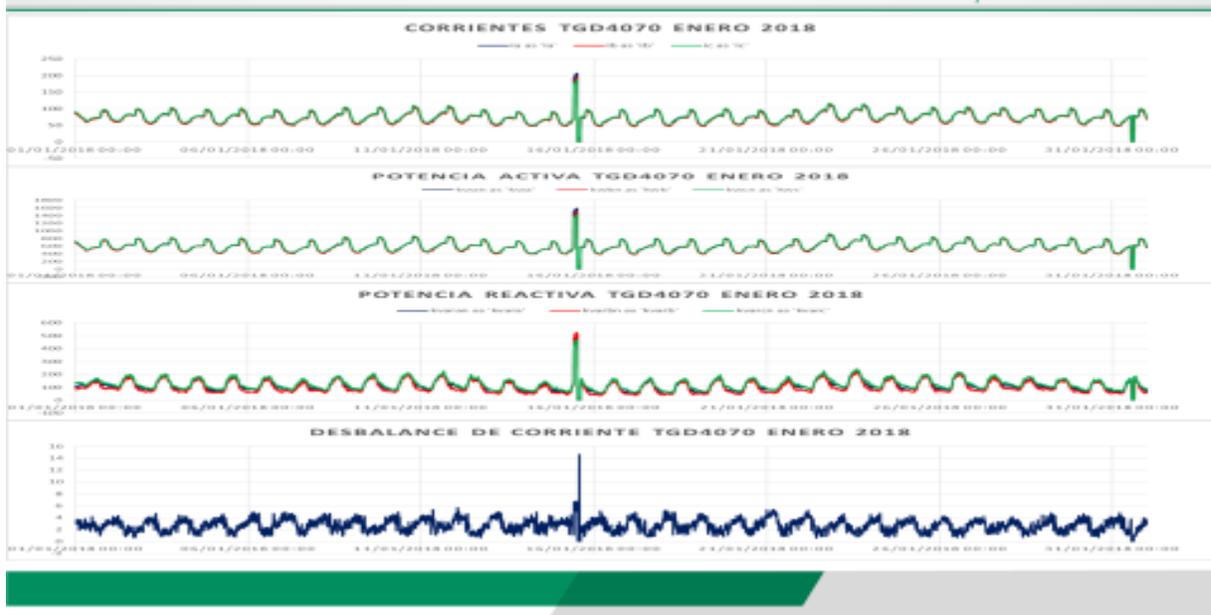
Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. DICIEMBRE 2018



Comparativo 72. TGD4060 Diciembre 2018

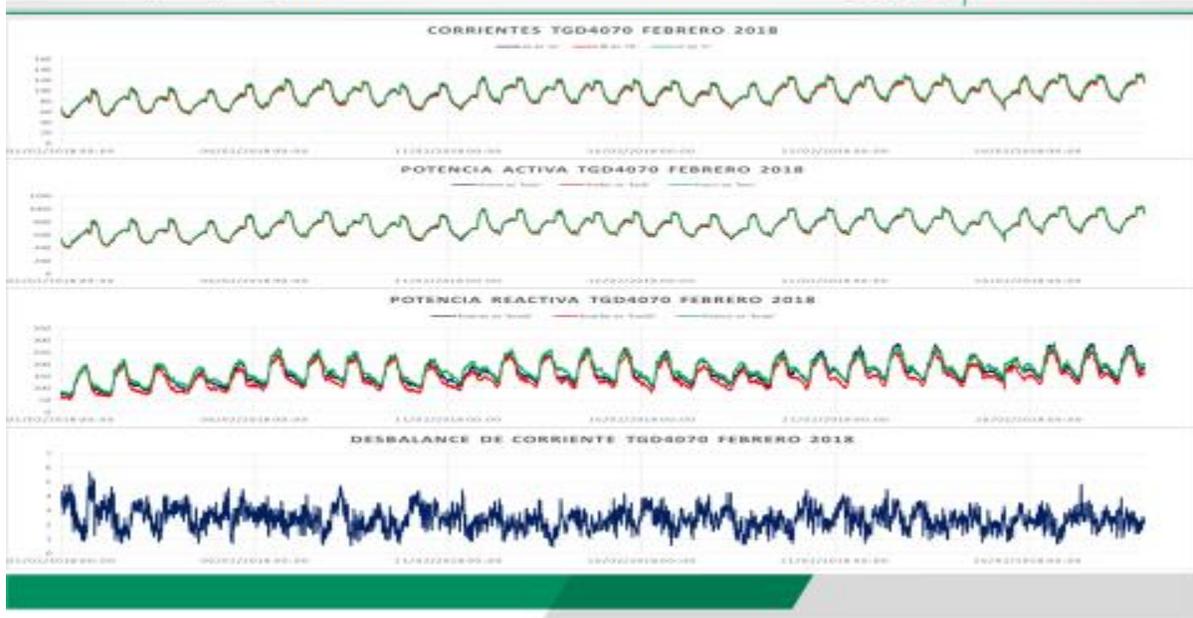
ANEXO G. Parámetros anuales TGD4070

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. ENERO 2018



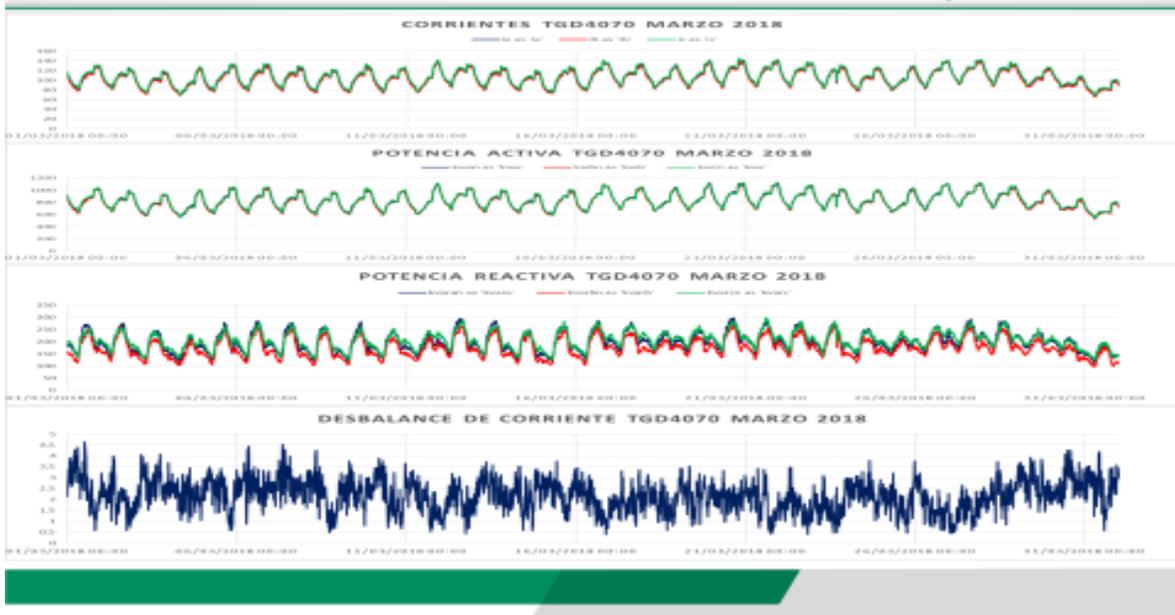
Comparativo 73. TGD4070 Enero 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. FEBRERO 2018



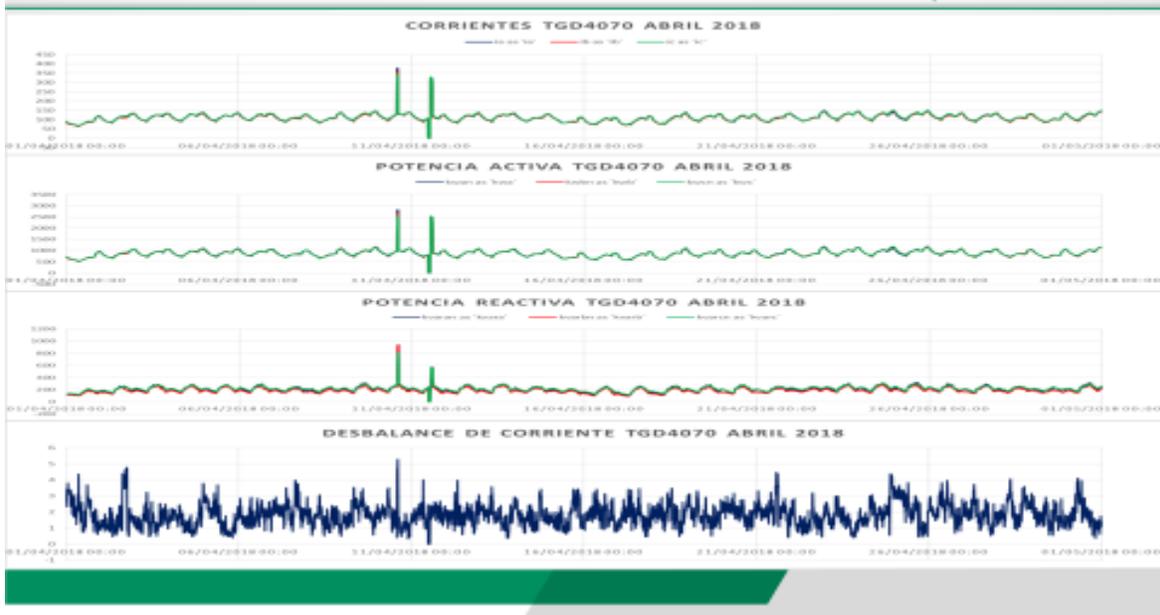
Comparativo 74. TGD4070 Febrero 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MARZO 2018



Comparativo 75. TGD4070 Marzo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. ABRIL 2018



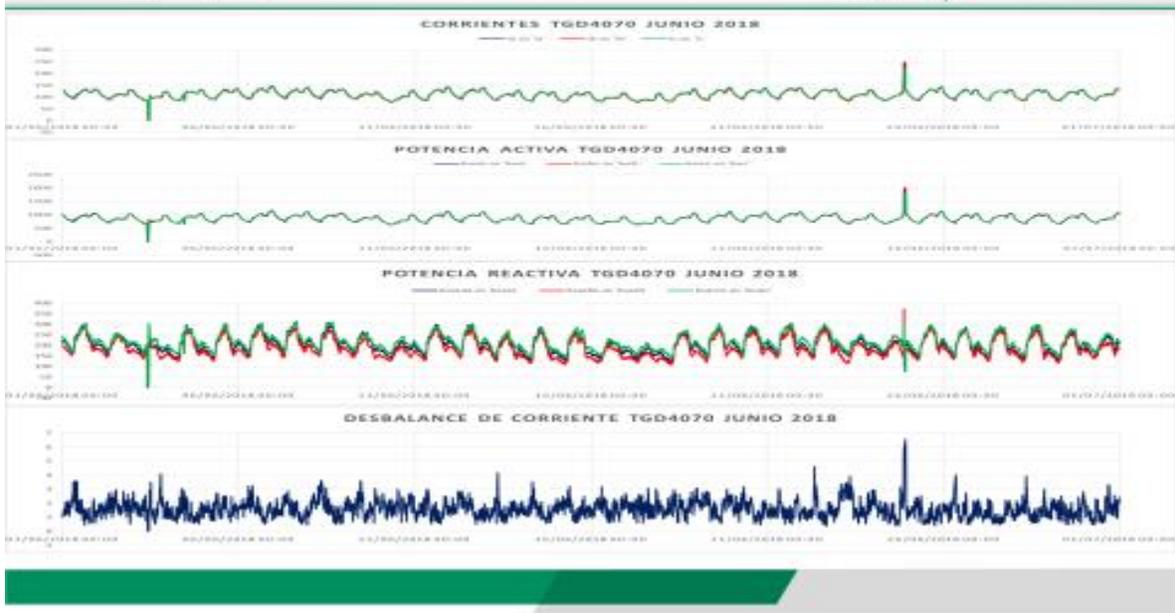
Comparativo 76. TDG4070 Abril 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MAYO 2018



Comparativo 77. TGD4070 Mayo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JUNIO 2018



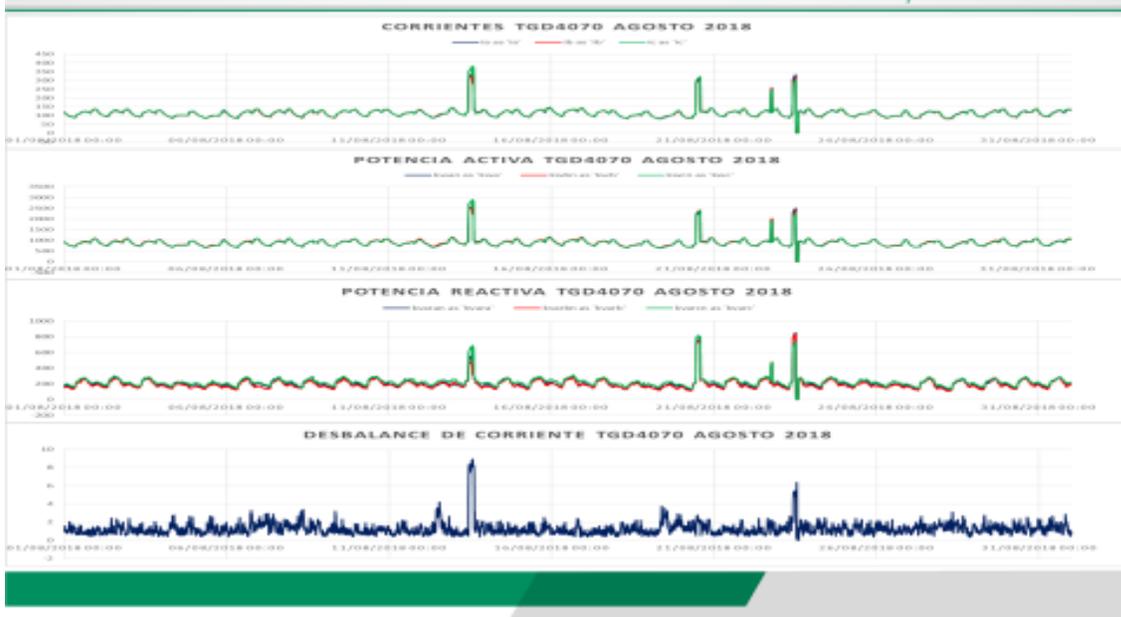
Comparativo 78. TGD4070 Junio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JULIO 2018



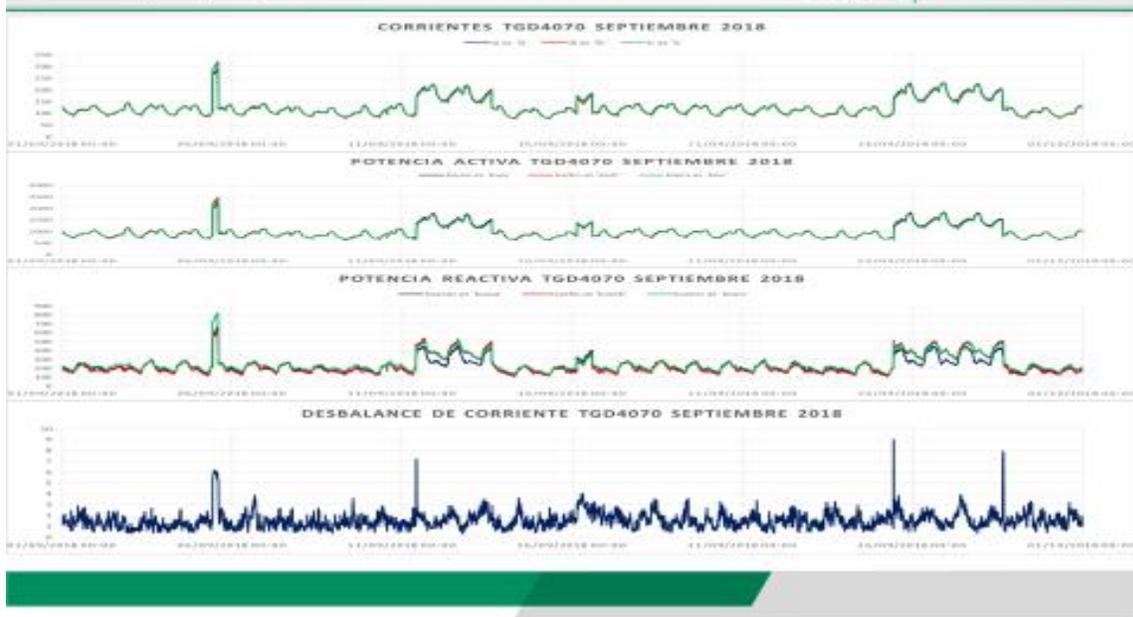
Comparativo 79. TGD4070 Julio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. AGOSTO 2018



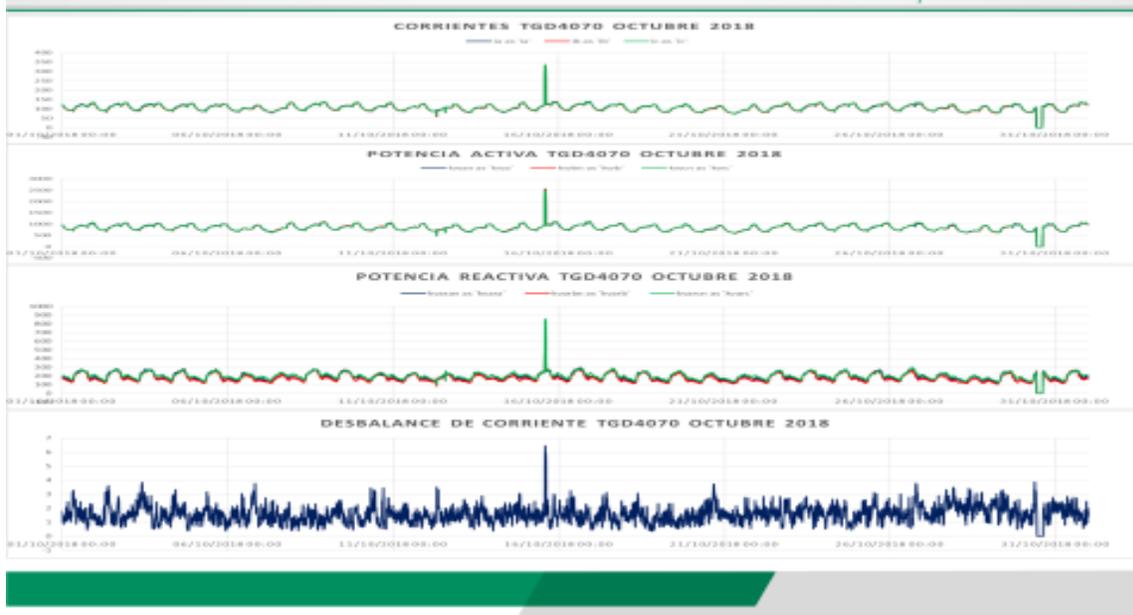
Comparativo 80. TGD4070 Agosto 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. SEPTIEMBRE 2018



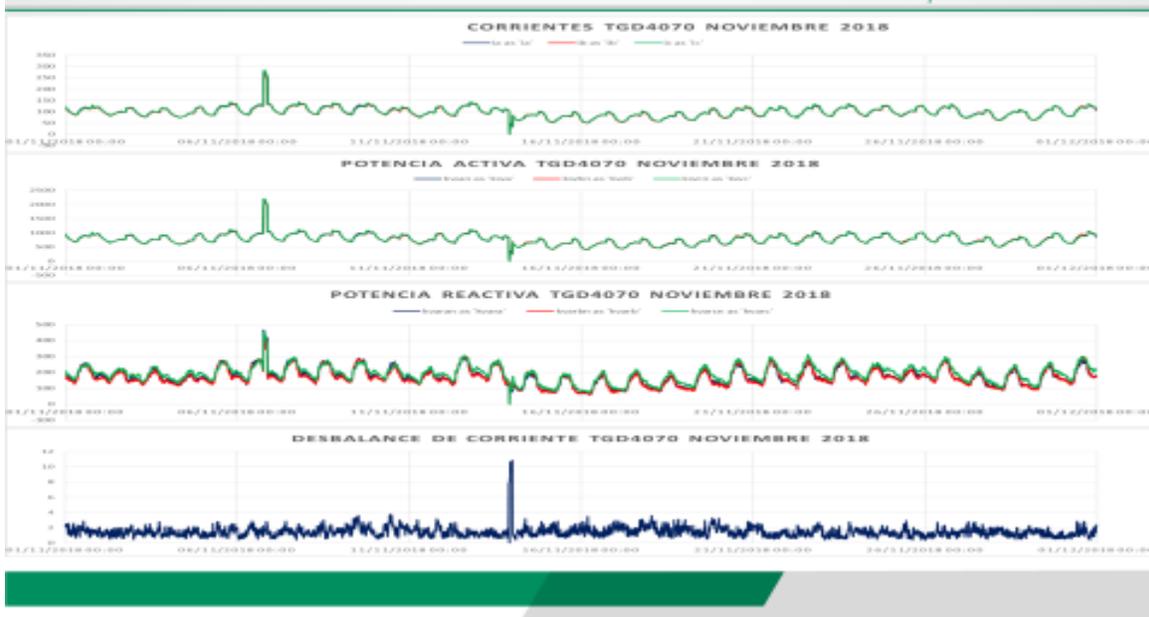
Comparativo 81. TGD4070 Septiembre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. OCTUBRE 2018



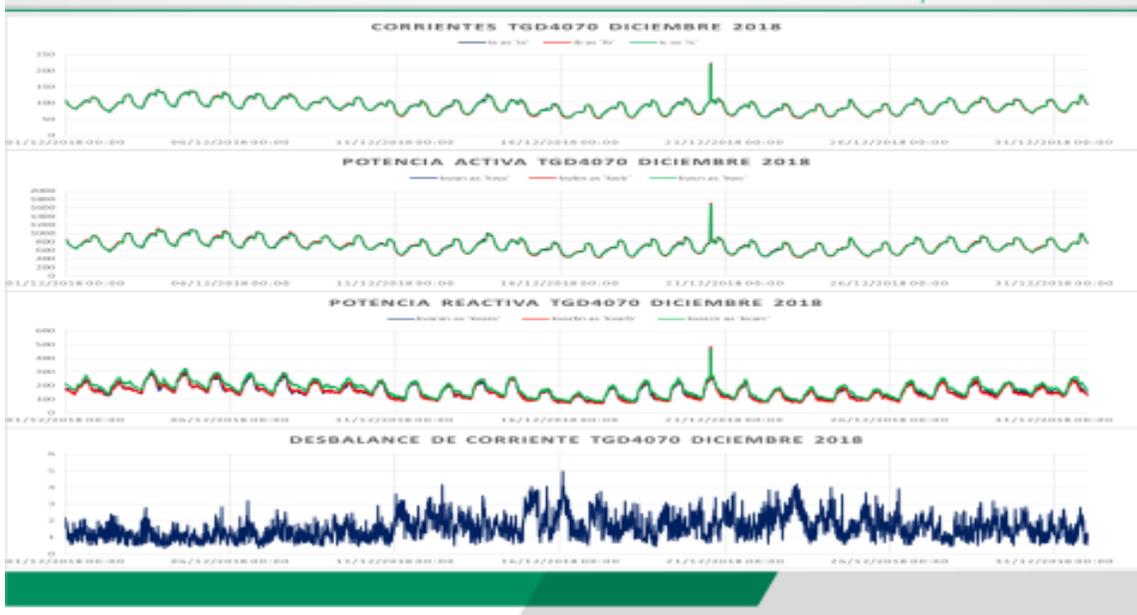
Comparativo 82. TGD4070 Octubre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. NOVIEMBRE 2018



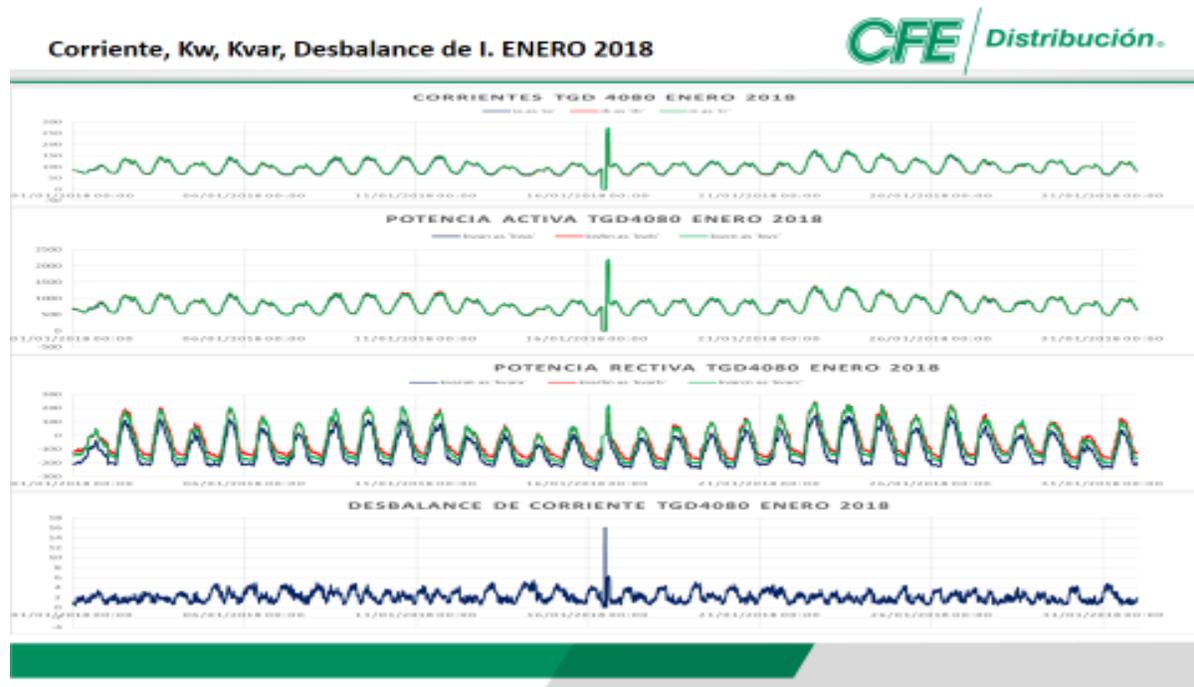
Comparativo 83. TGD4070 Noviembre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. DICIEMBRE 2018

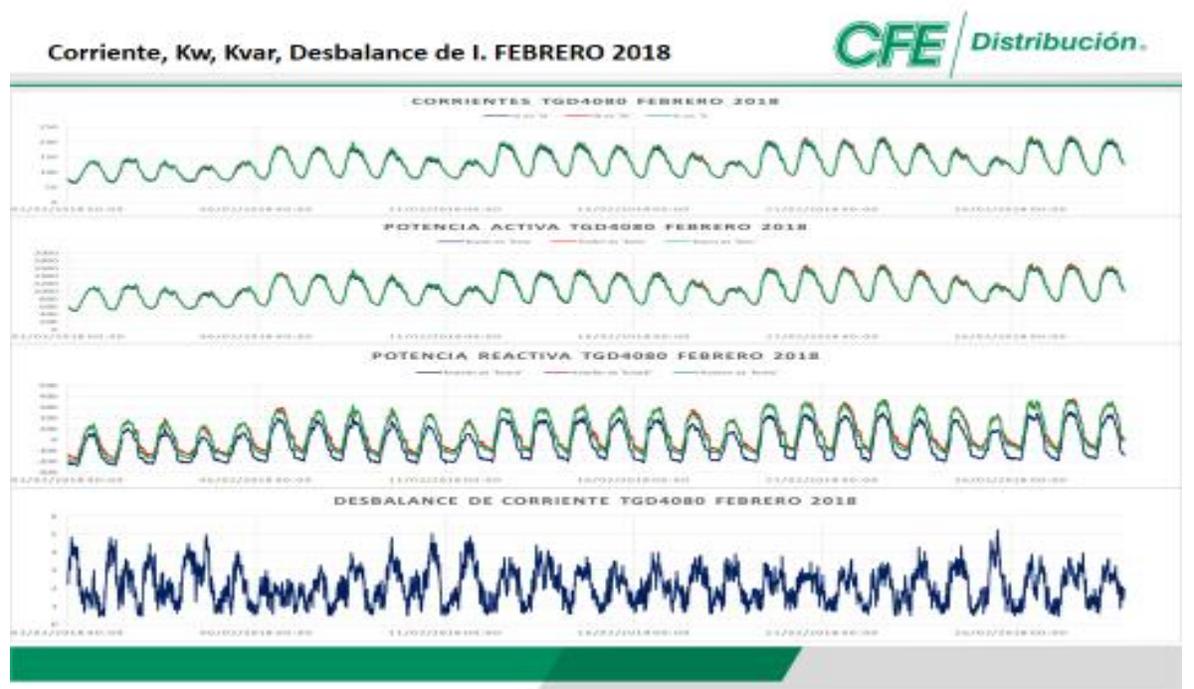


Comparativo 84. TG4070 Diciembre 2018

ANEXO H. Parámetros anuales TGD4080

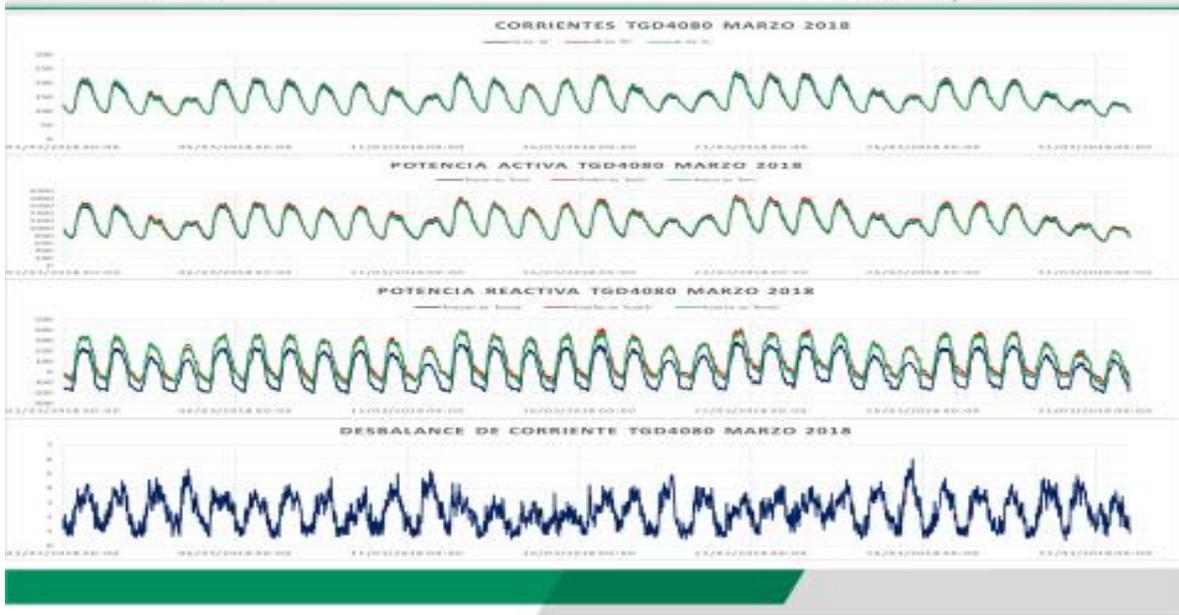


Comparativo 85. TGD4080 Enero 2018



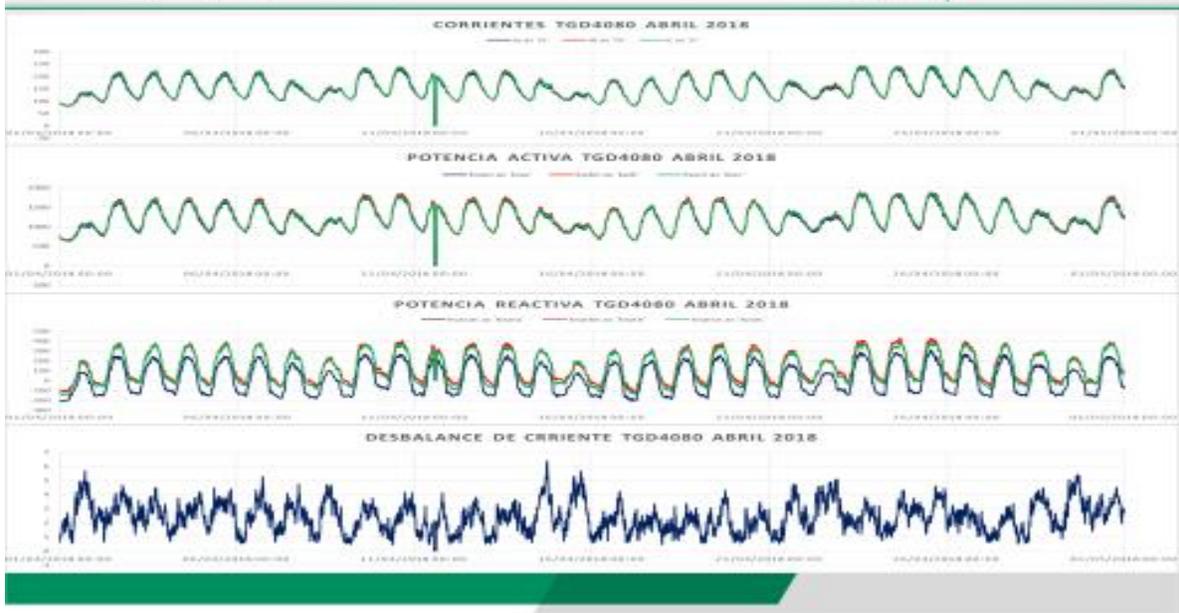
Comparativo 86. TGD4080 Febrero 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MARZO 2018



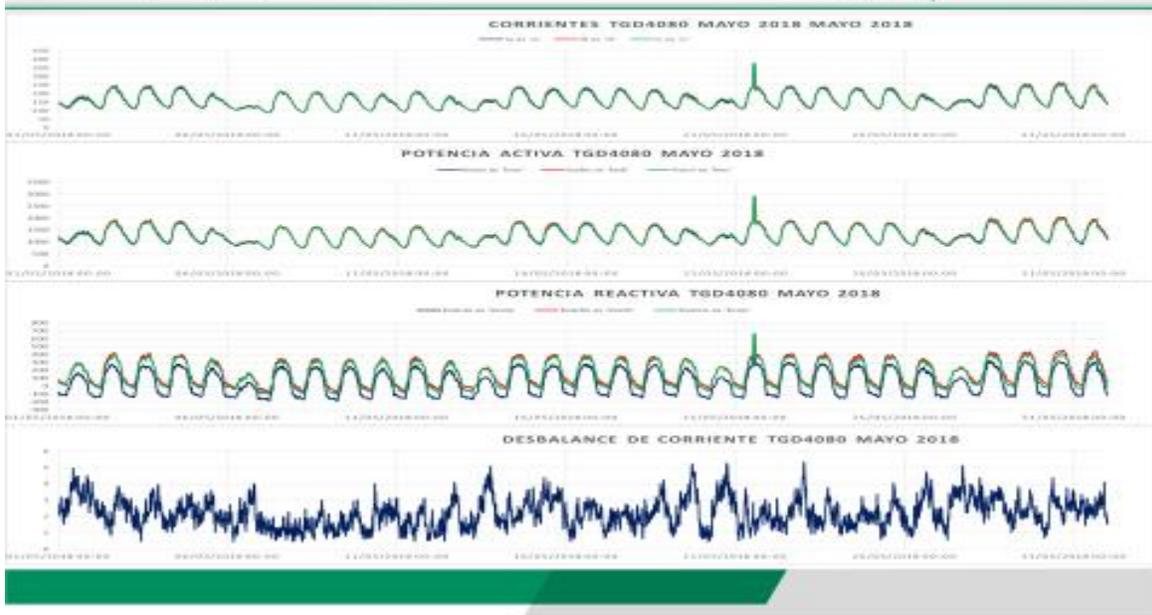
Comparativo 87. TGD4080 Marzo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. ABRIL 2018



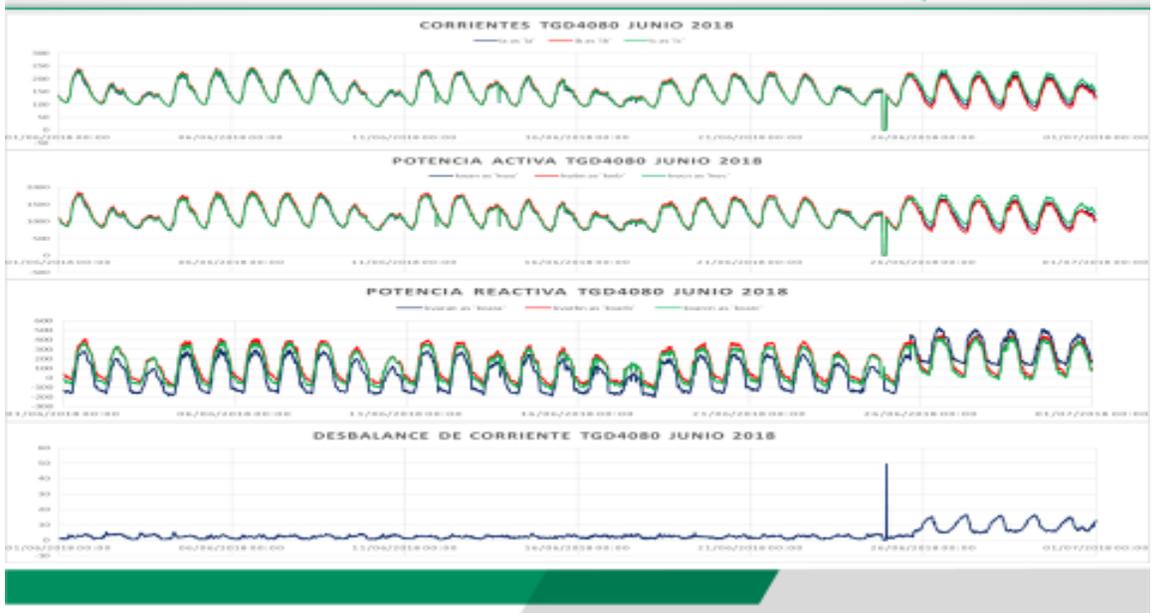
Comparativo 88. TGD4080 Abril 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. MAYO 2018



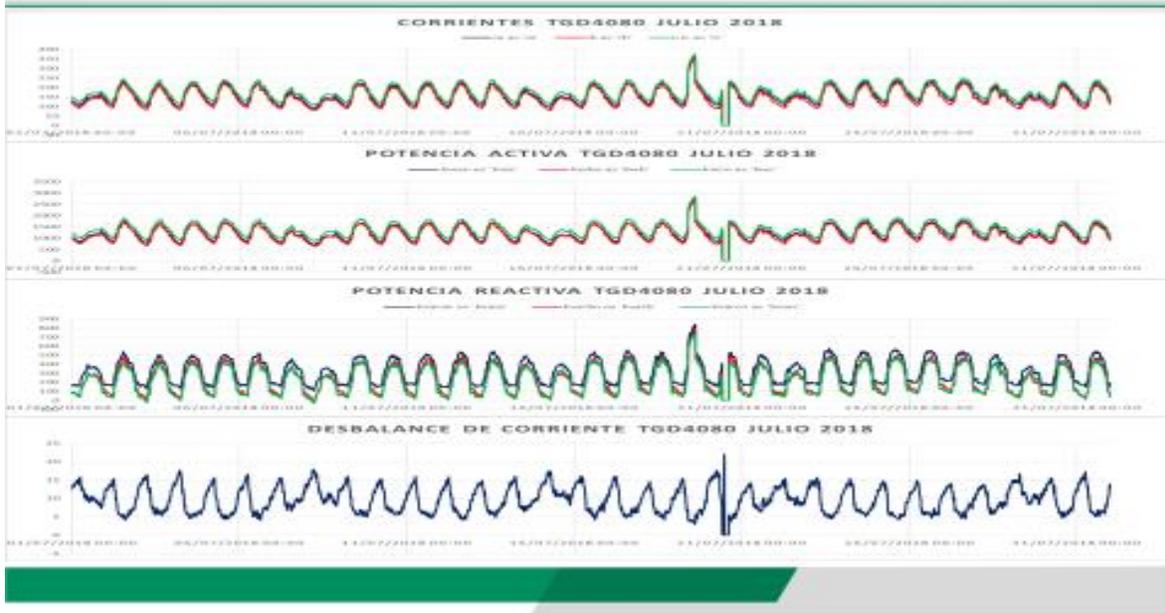
Comparativo 89. TGD4080 Mayo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JUNIO 2018



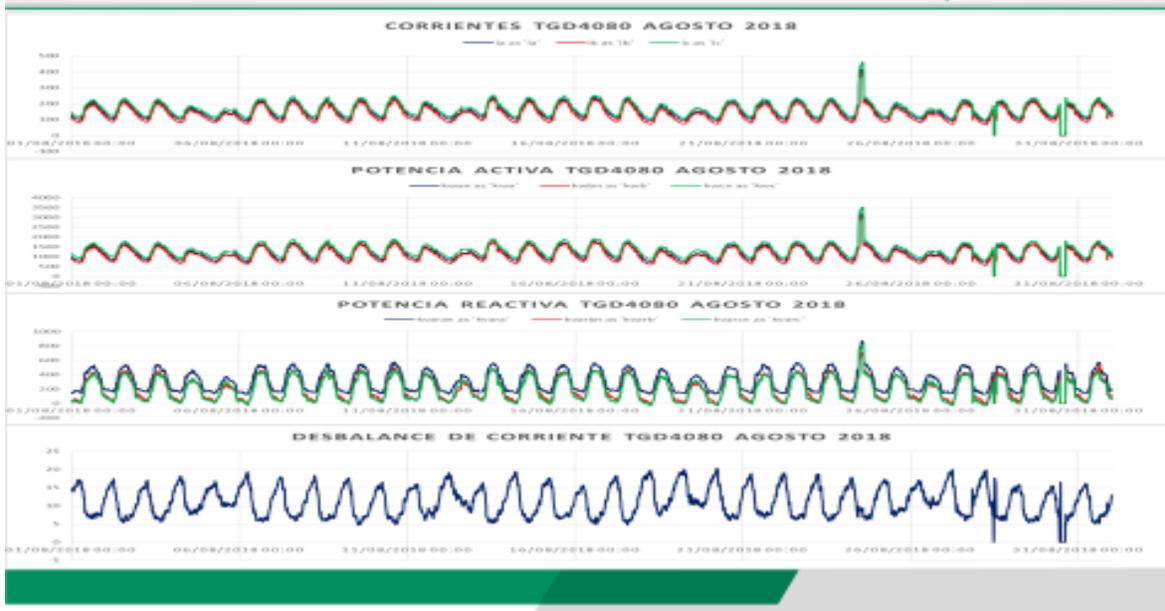
Comparativo 90. TGD4080 Junio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. JULIO 2018



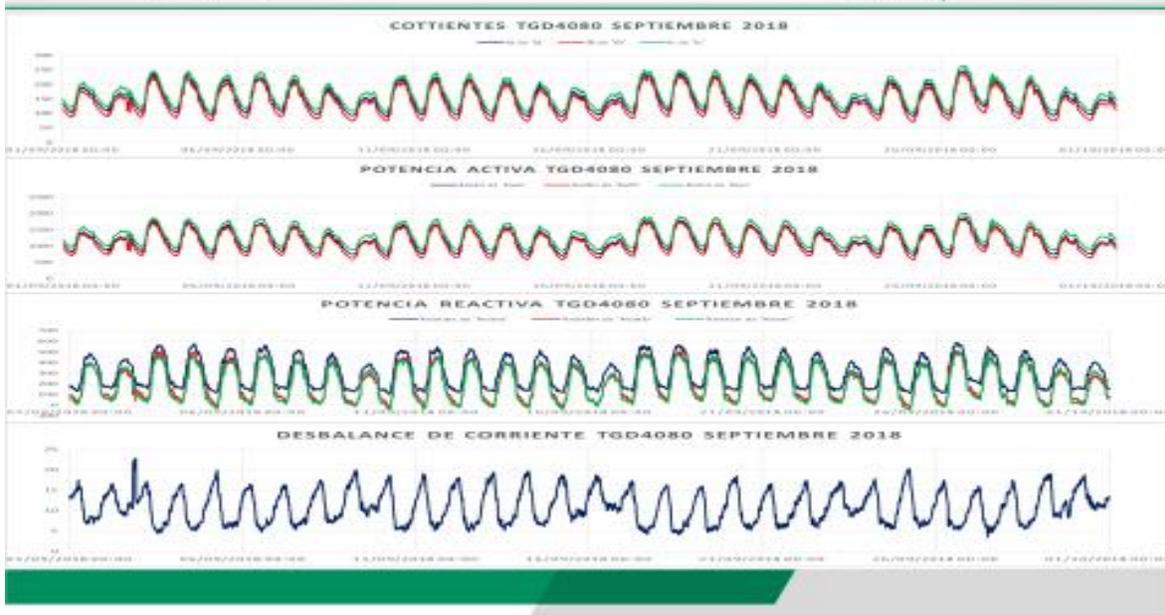
Comparativo 91. TGD4080 Julio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. AGOSTO 2018



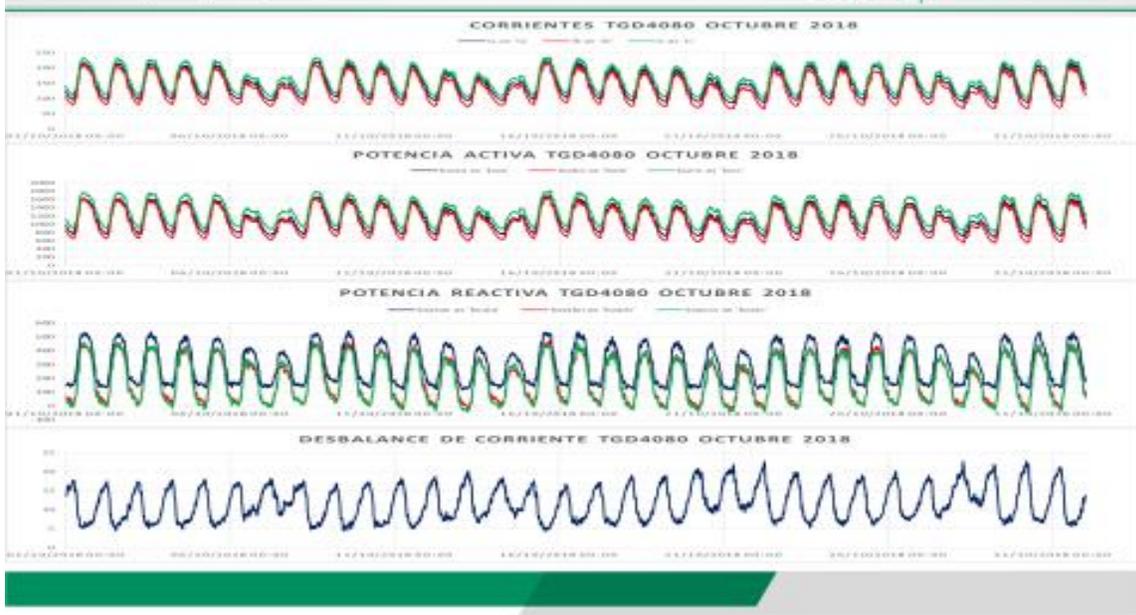
Comparativo 92. TGD4080 Agosto 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. SEPTIEMBRE 2018



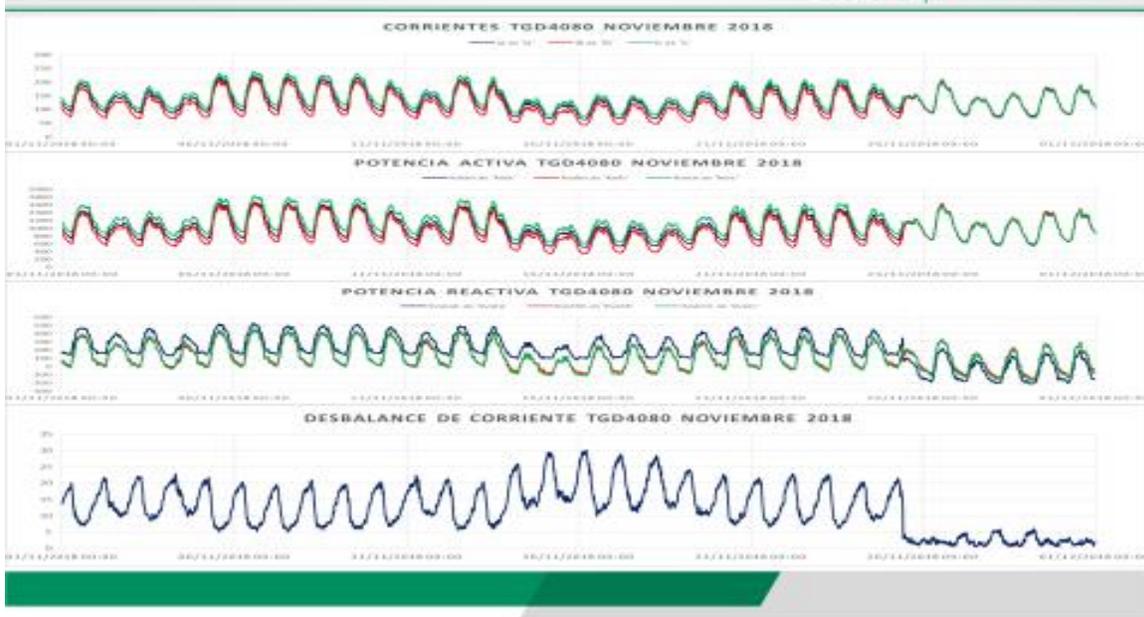
Comparativo 93. TGD4080 Septiembre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. OCTUBRE 2018



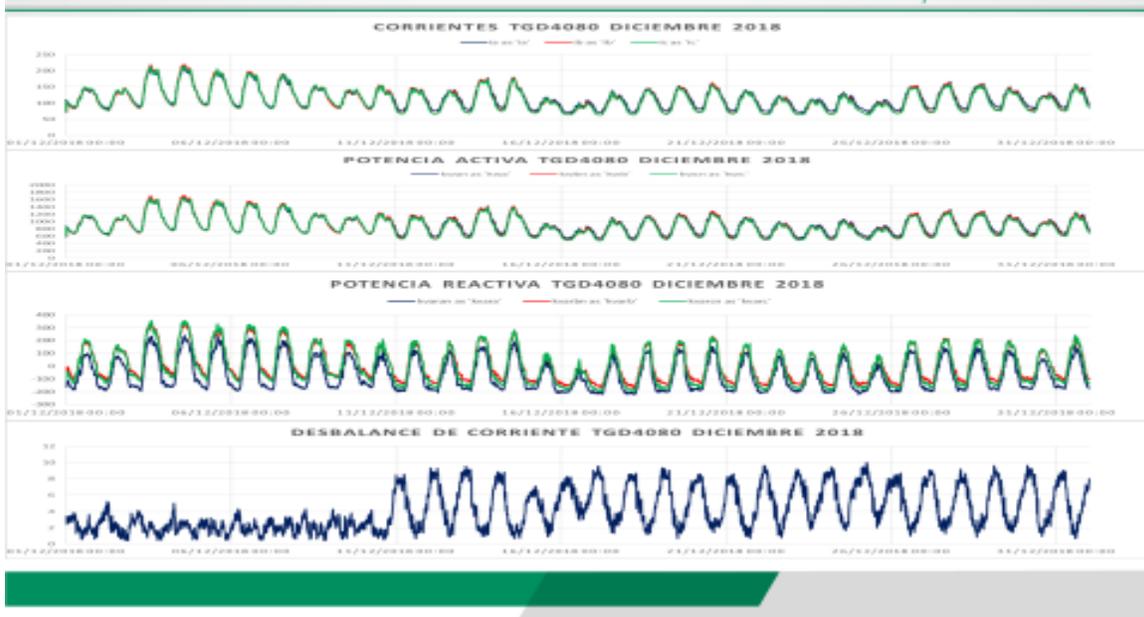
Comparativo 94. TGD4080 Octubre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. NOVIEMBRE 2018



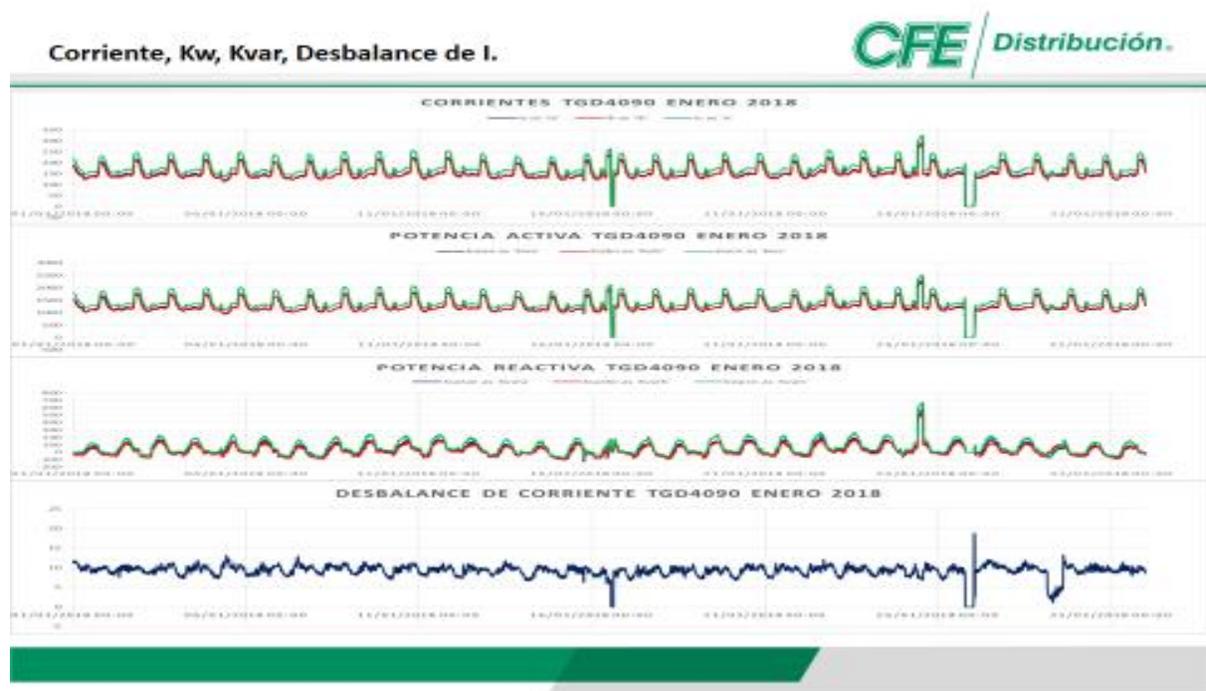
Comparativo 95. TGD4080 Noviembre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I. DICIEMBRE 2018

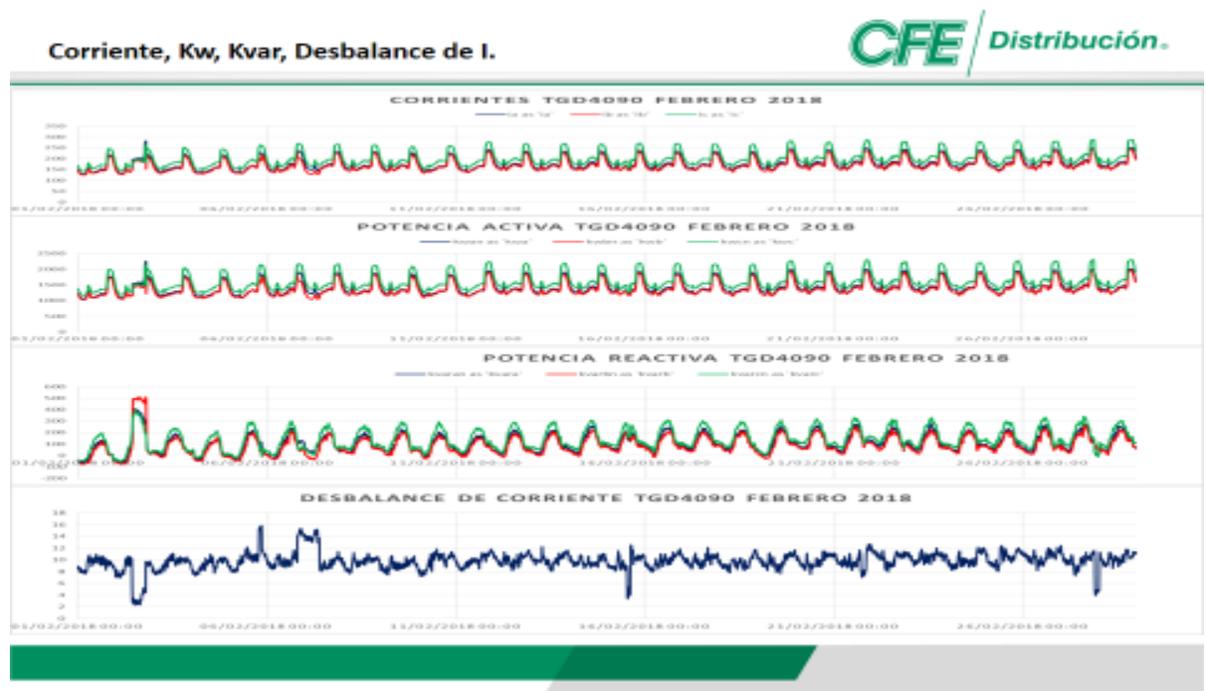


Comparativo 96. TGD4080 Diciembre 2018

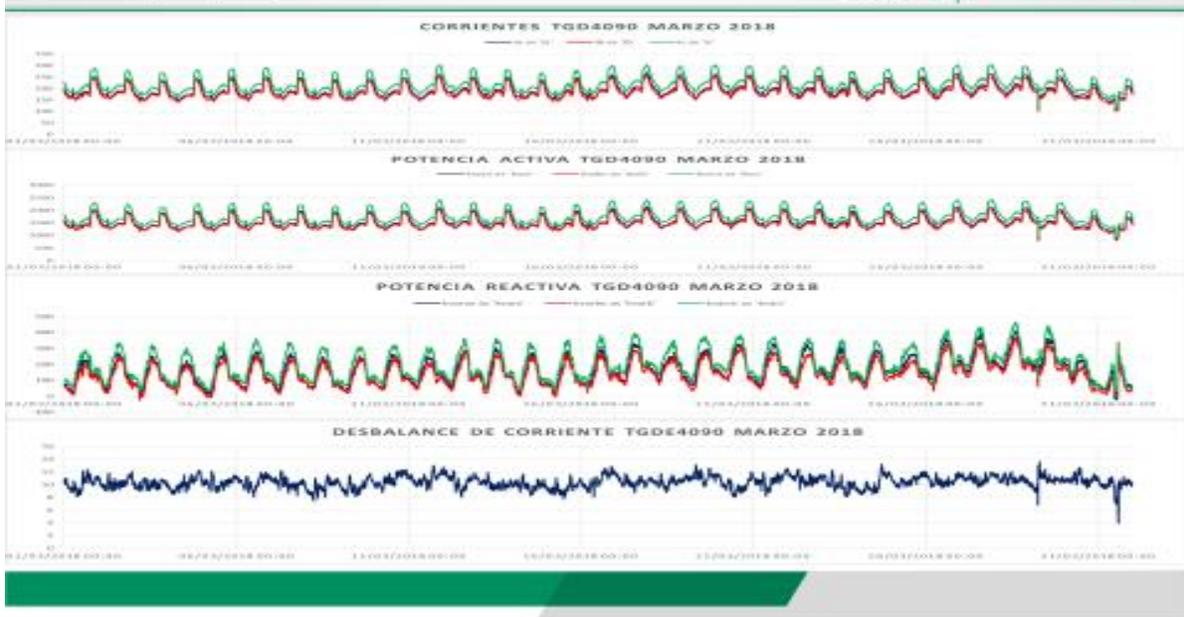
ANEXO I. Parámetros anuales TGD4090



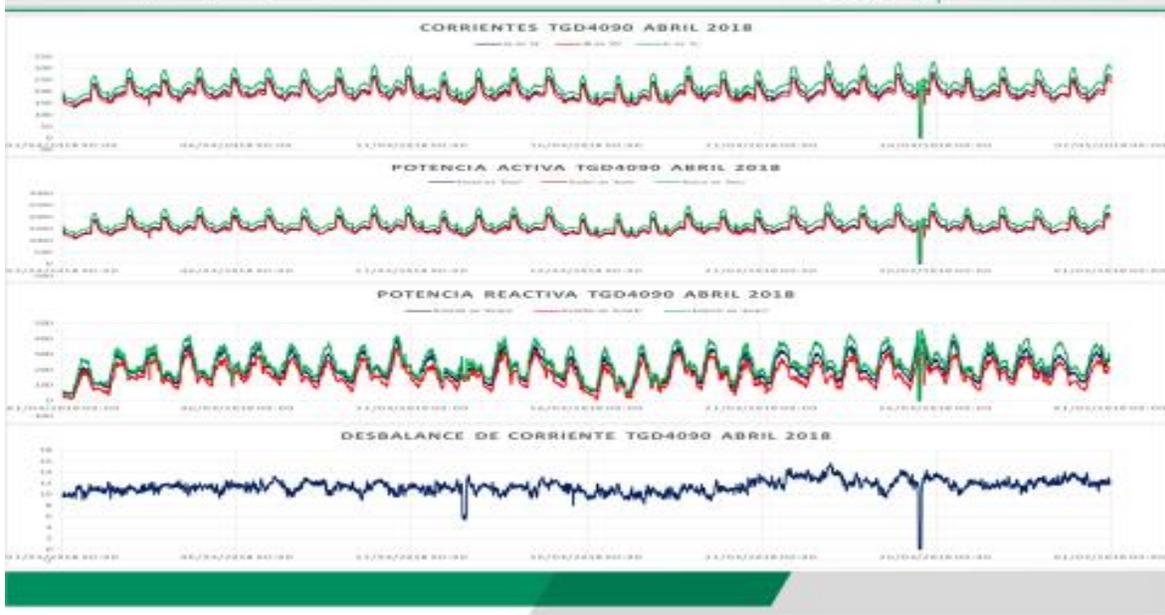
Comparativo 97. TGD4090 Enero 2018



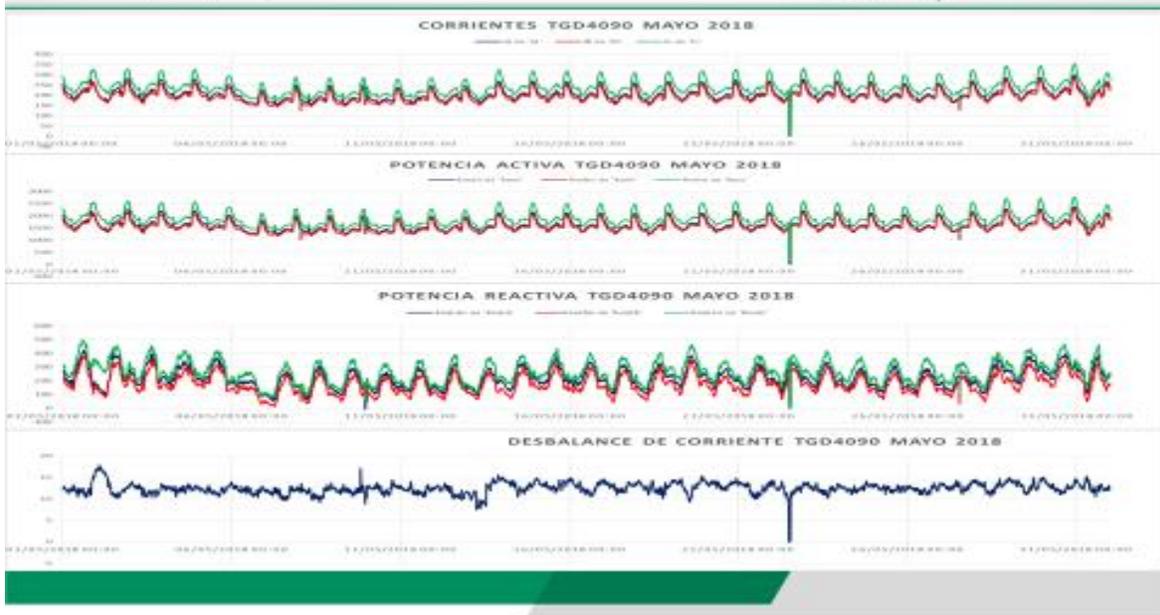
Comparativo 98. TGD4090 Febrero 2018



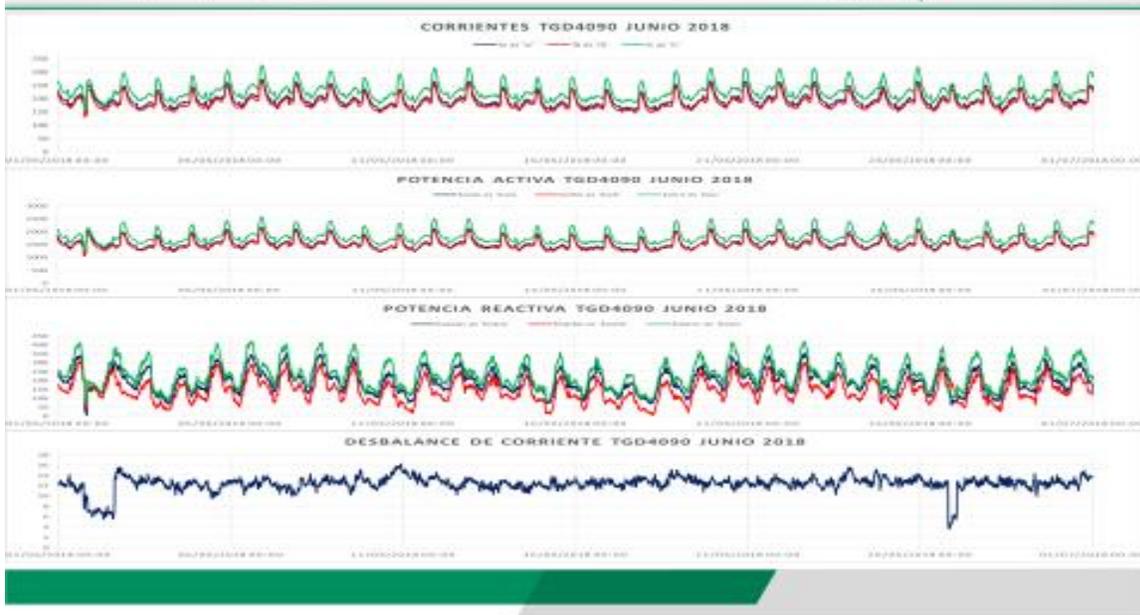
Comparativo 99. TGD4090 Marzo 2018



Comparativo 100. TGD4090 Abril 2018

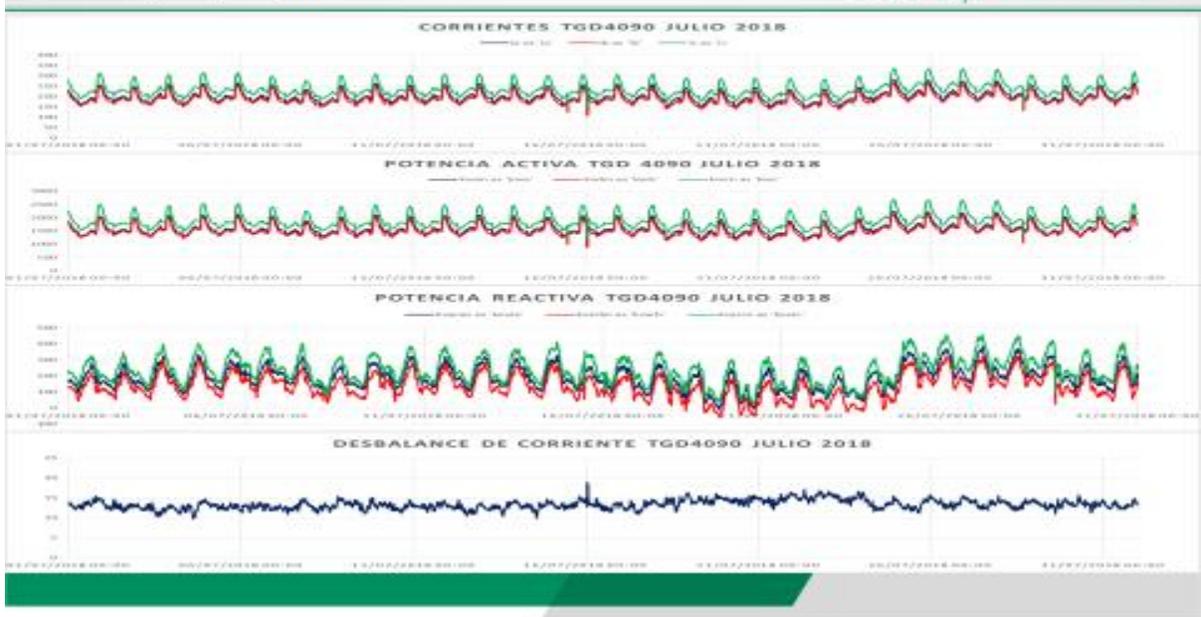


Comparativo 101. TGD4090 Mayo 2018



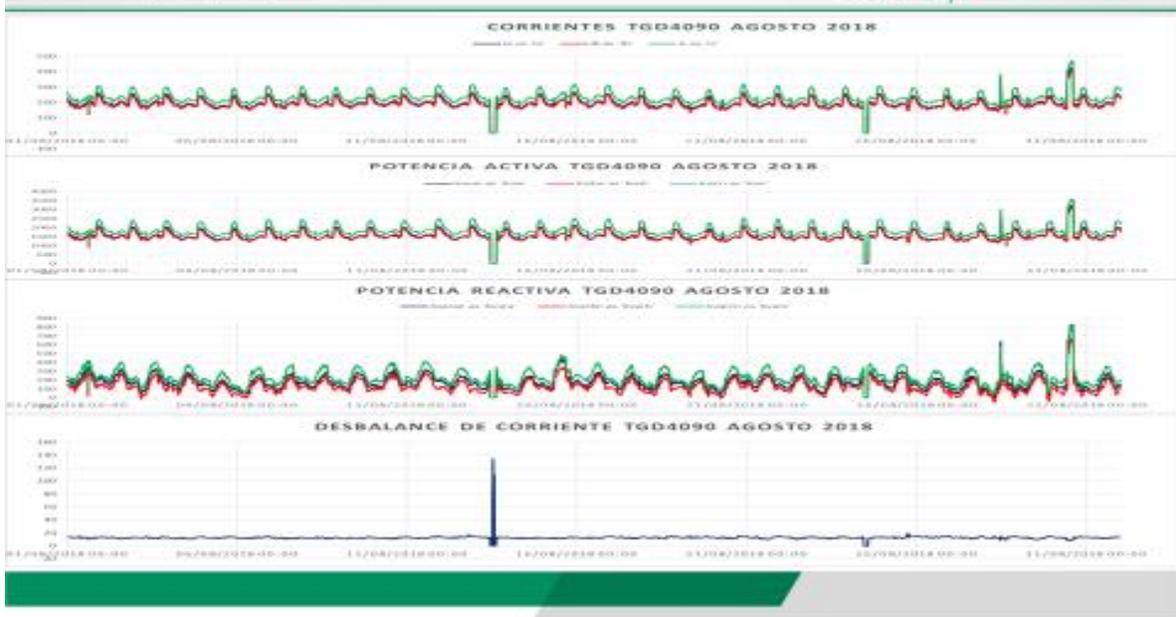
Comparativo 102. TGD4090 Junio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



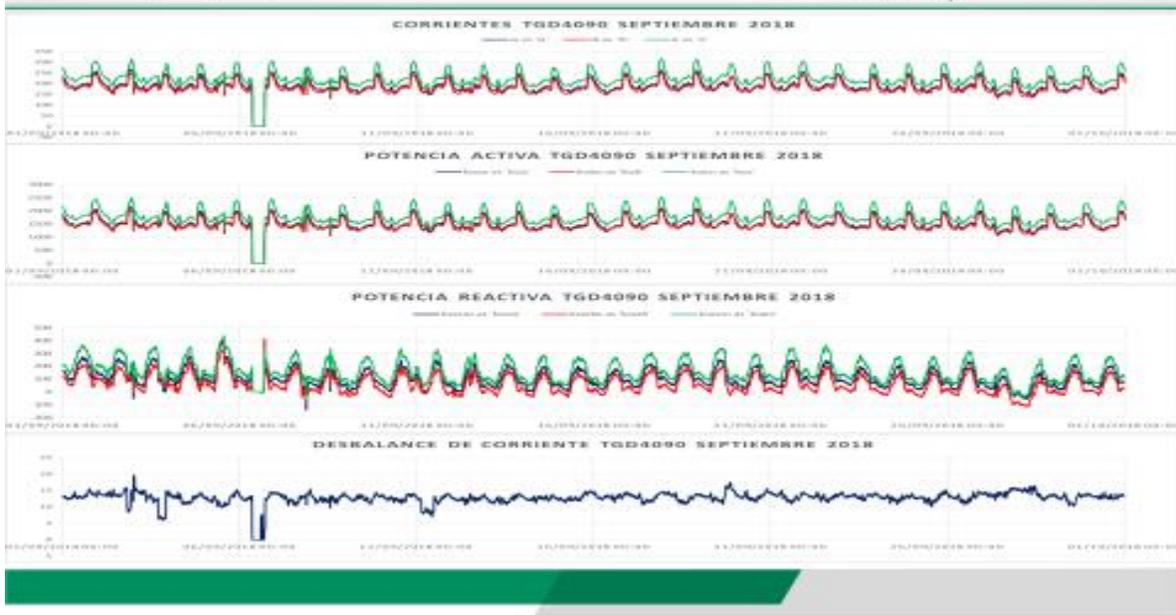
Comparativo 103. TGD4090 Julio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



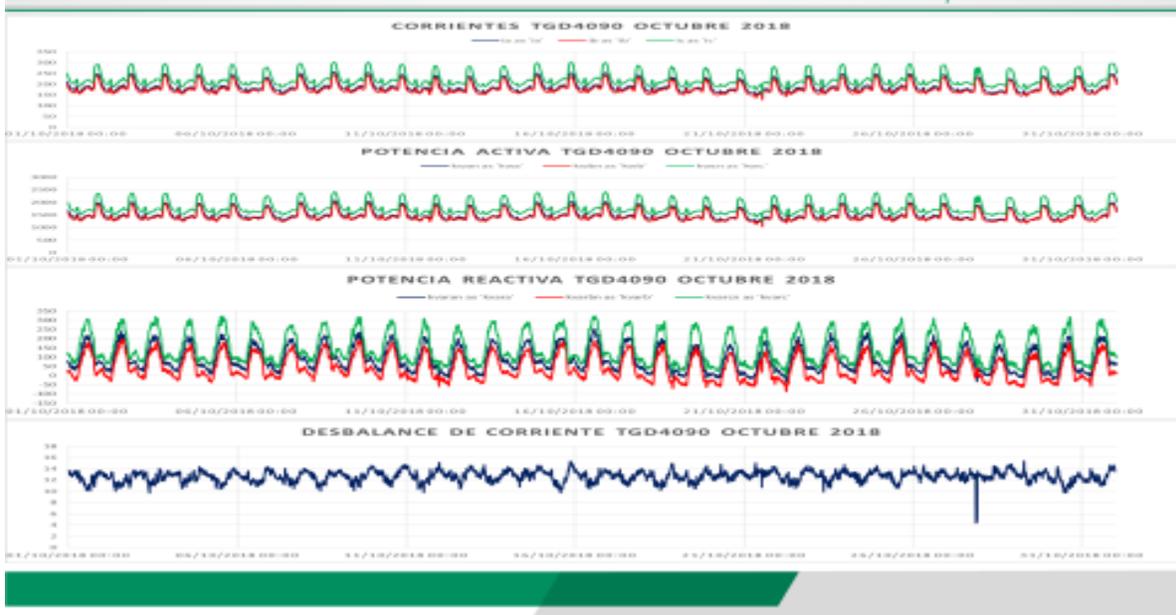
Comparativo 104. TGD4090 Agosto 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.

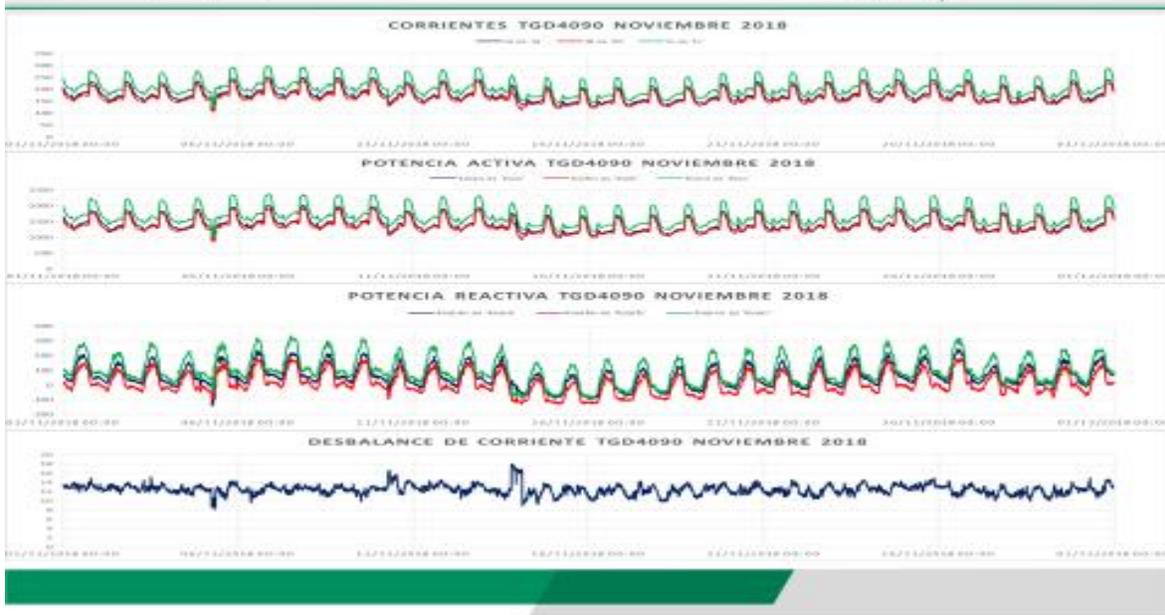


Comparativo 105. TGD4090 Septiembre 2018

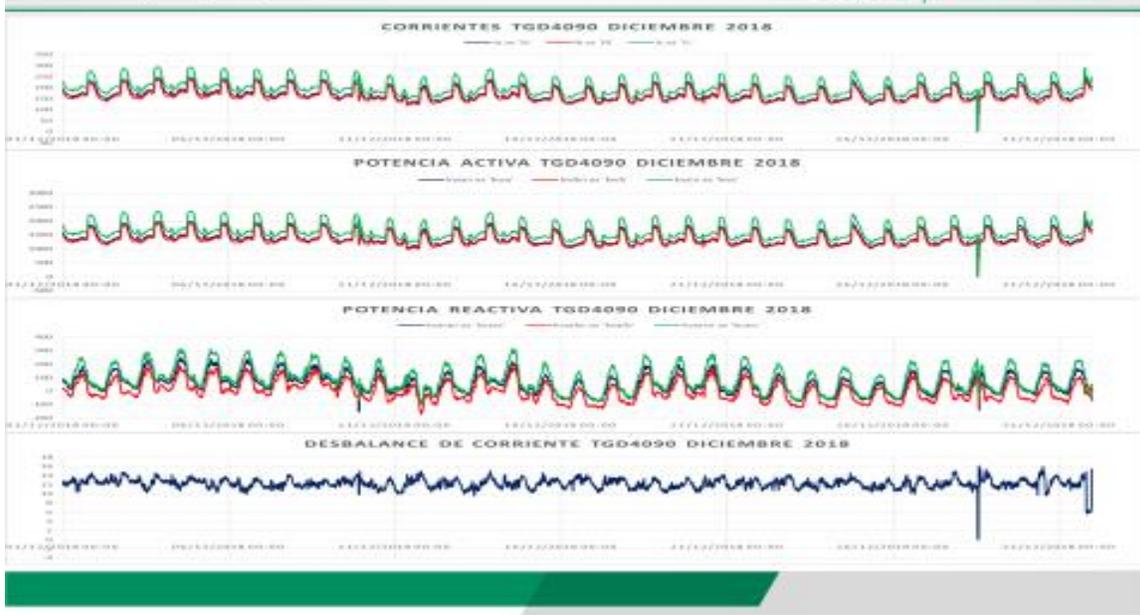
Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



Comparativo 106. TGD4090 Octubre 2018

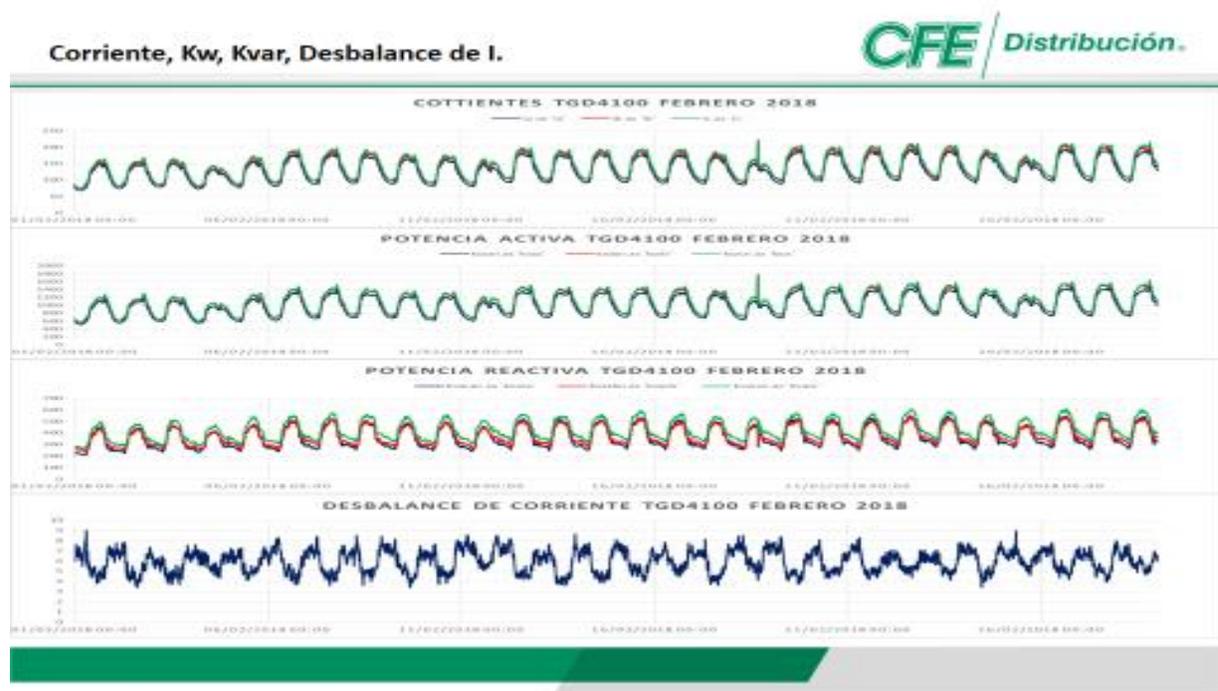
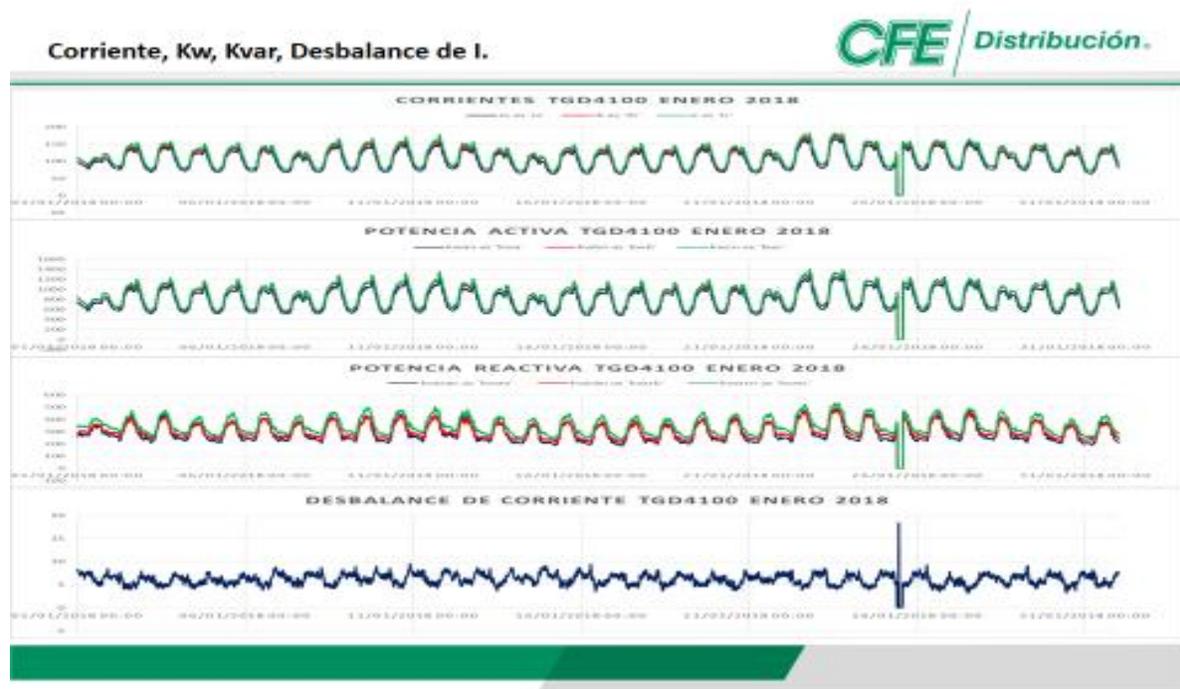


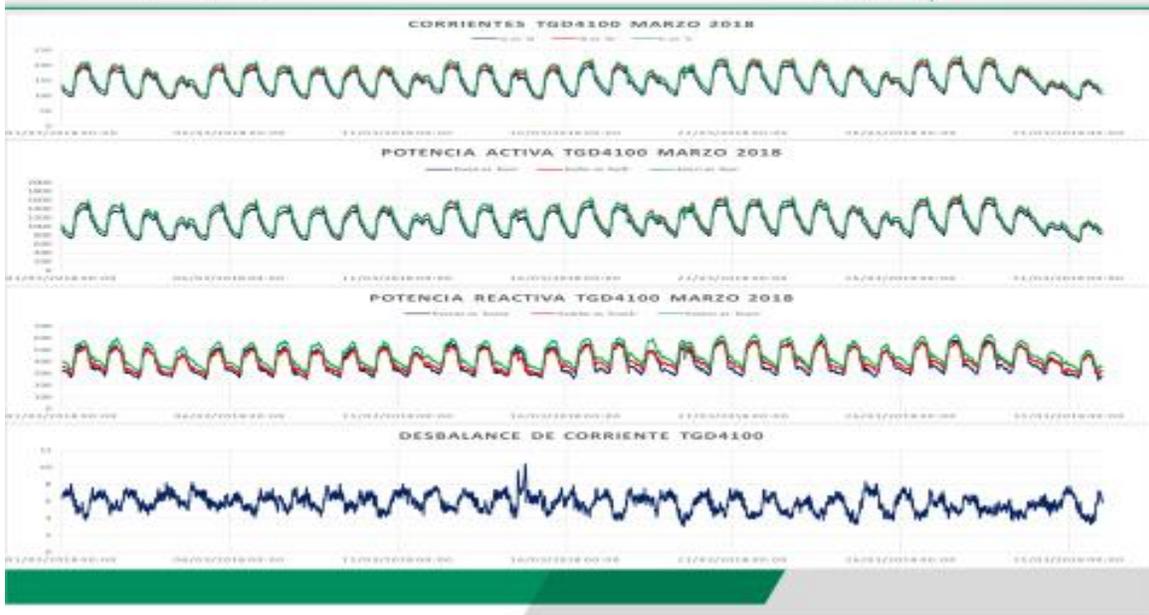
Comparativo 107. TGD4090 Noviembre 2018



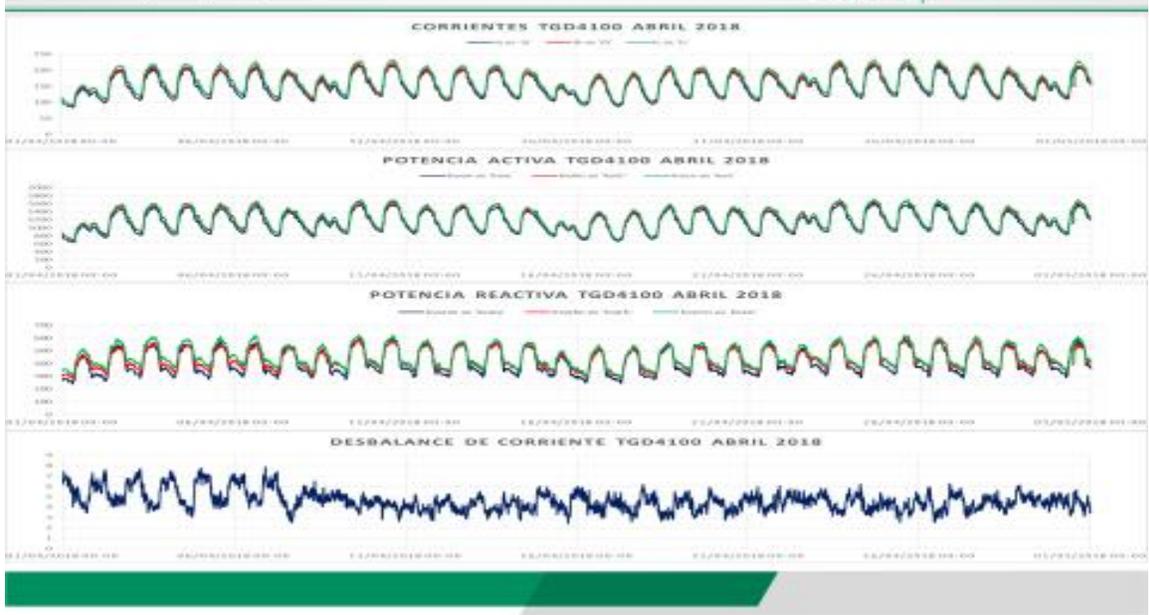
Comparativo 108. TGD4090 Diciembre 2018

ANEXO J. Parámetros anuales TGD4100



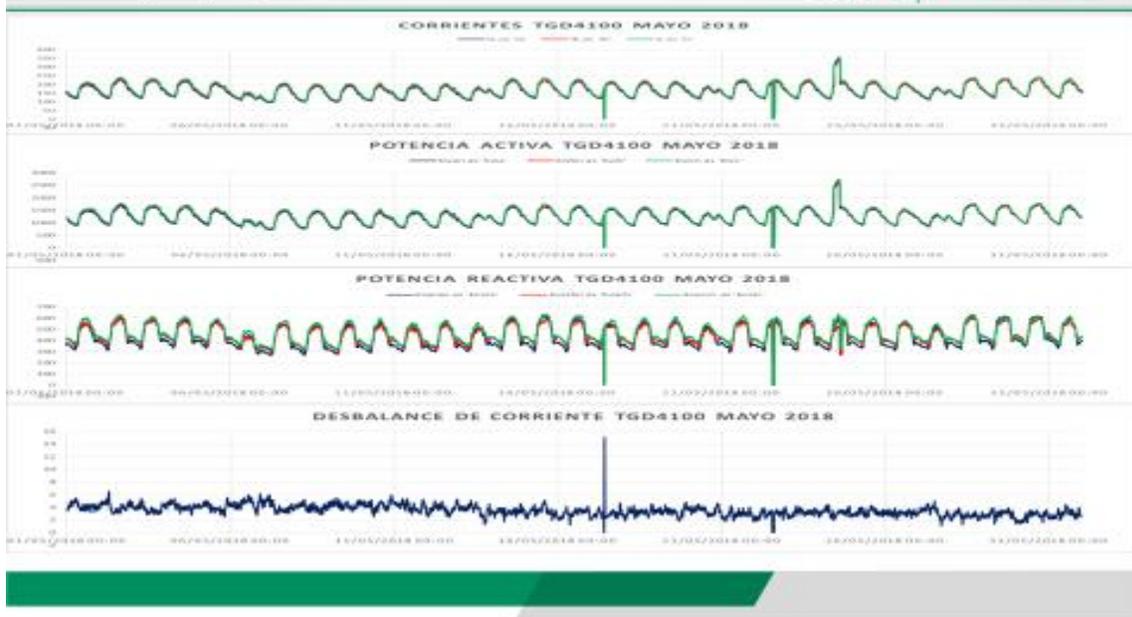


Comparativo 111. TGD4100 Marzo 2018



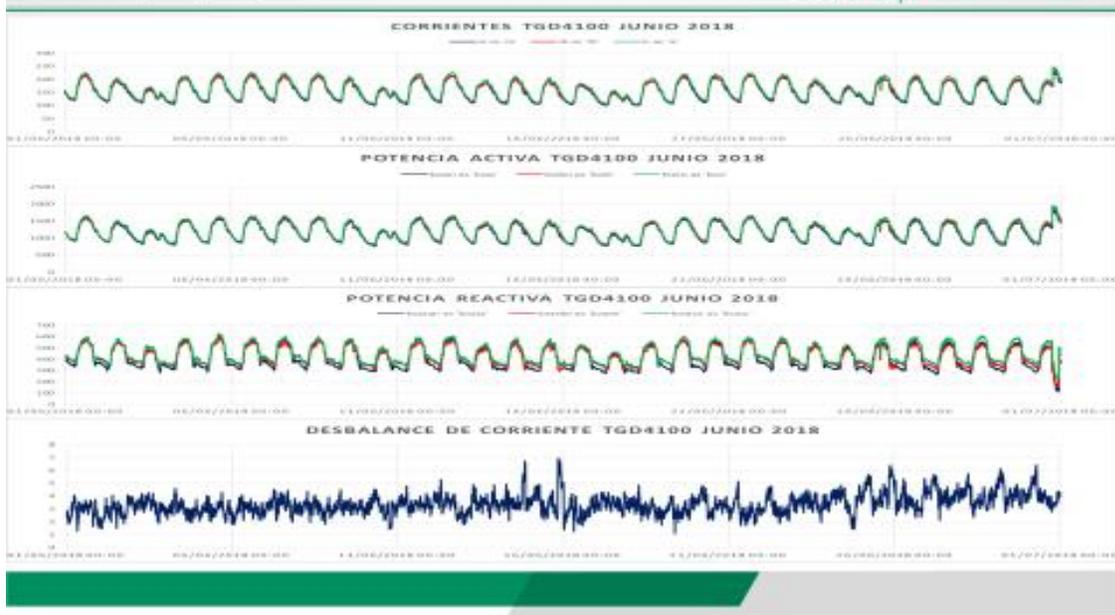
Comparativo 112. TGD4100 Abril 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.

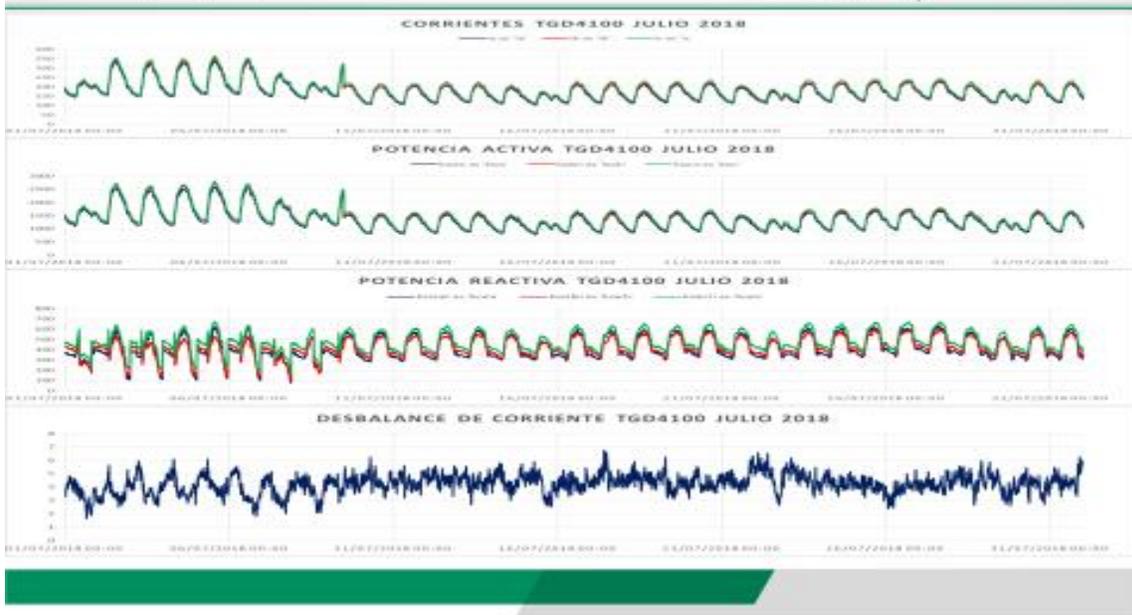


Comparativo 113. TGD4100 Mayo 2018

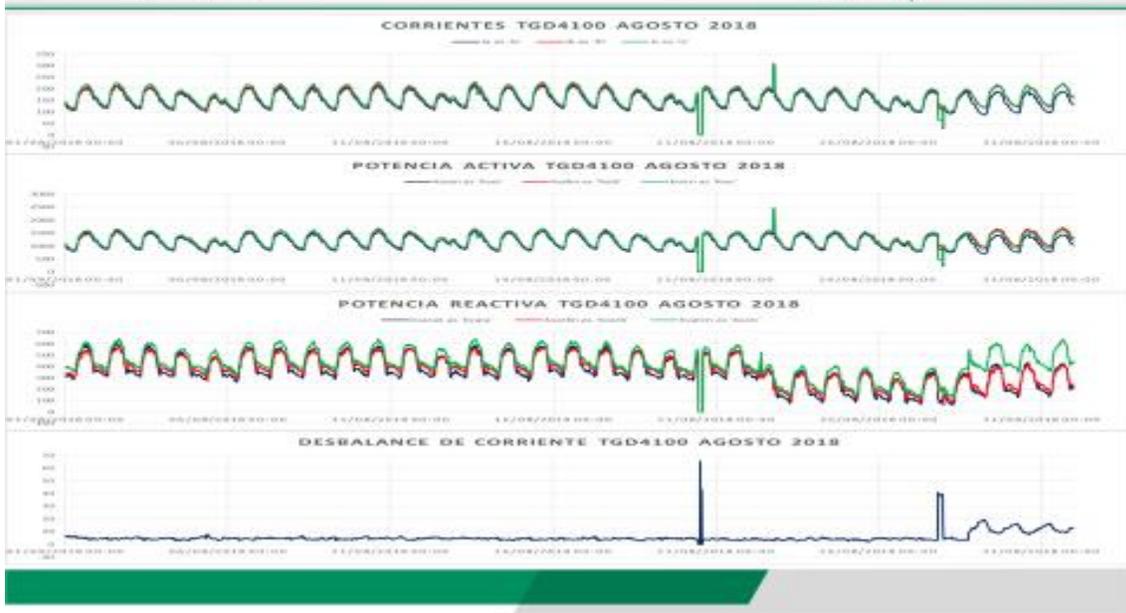
Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



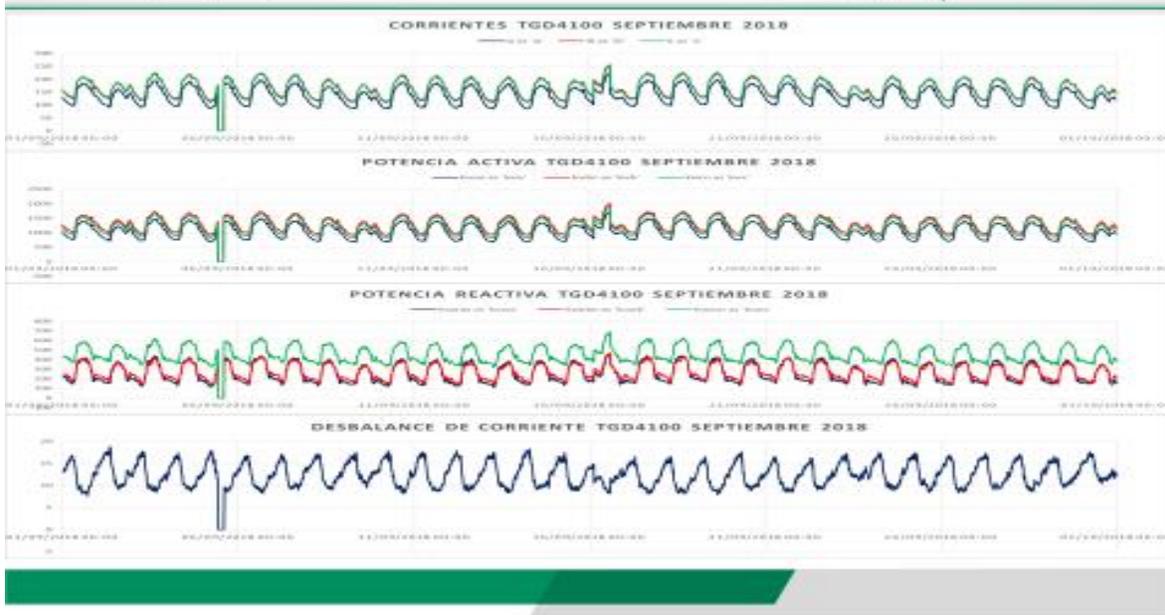
Comparativo 114. TGD4100 Junio 2018



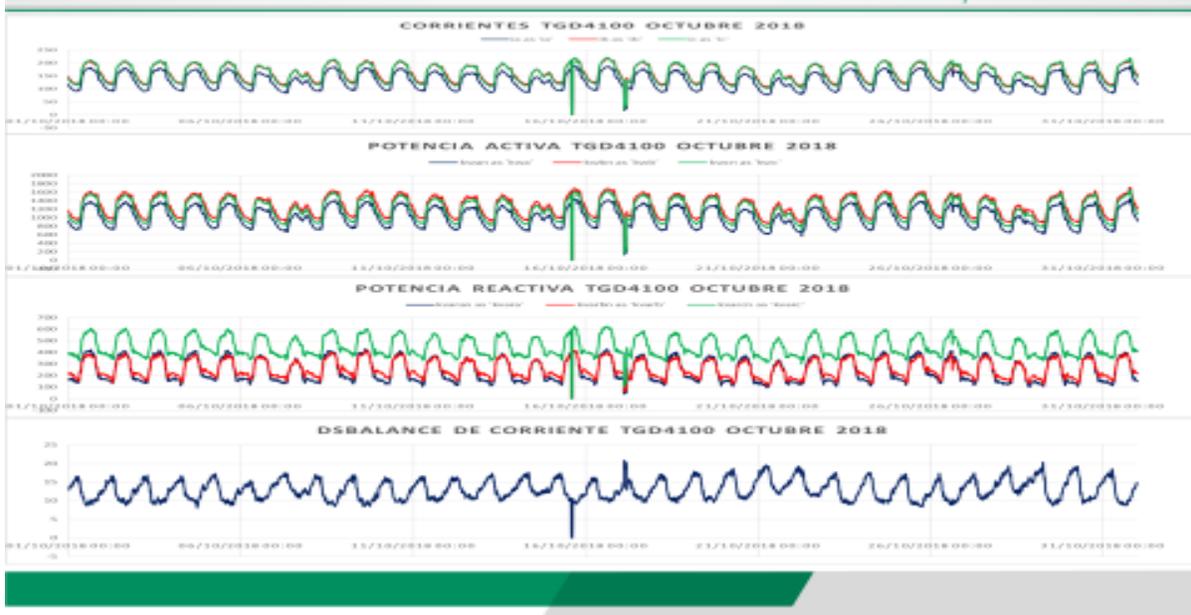
Comparativo 115. TGD4100 Julio 2018



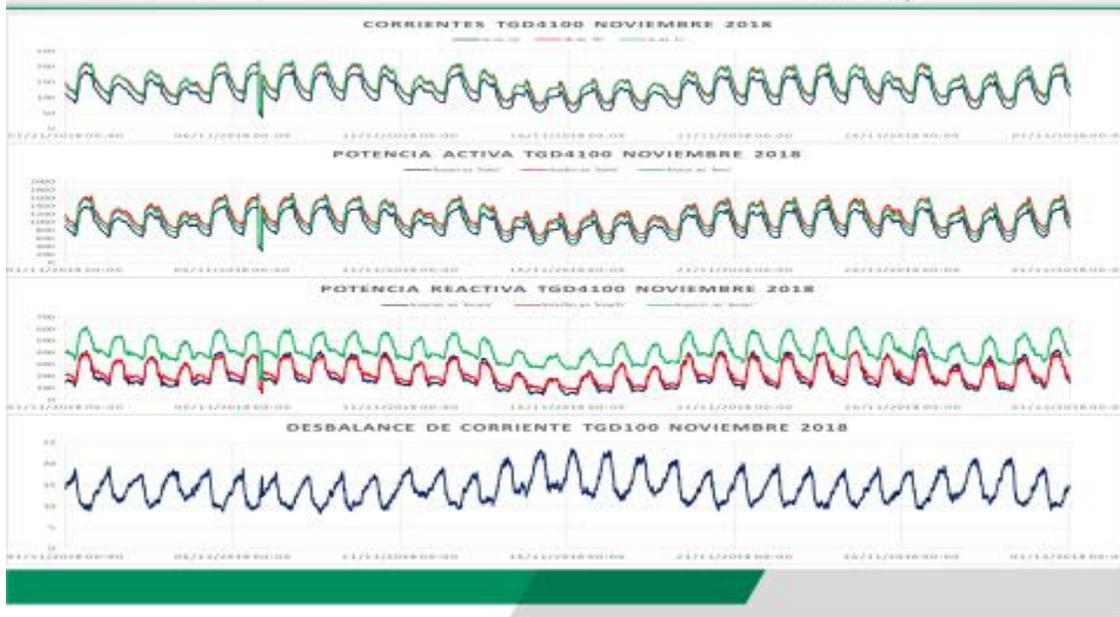
Comparativo 116. TGD4100 Agosto 2018



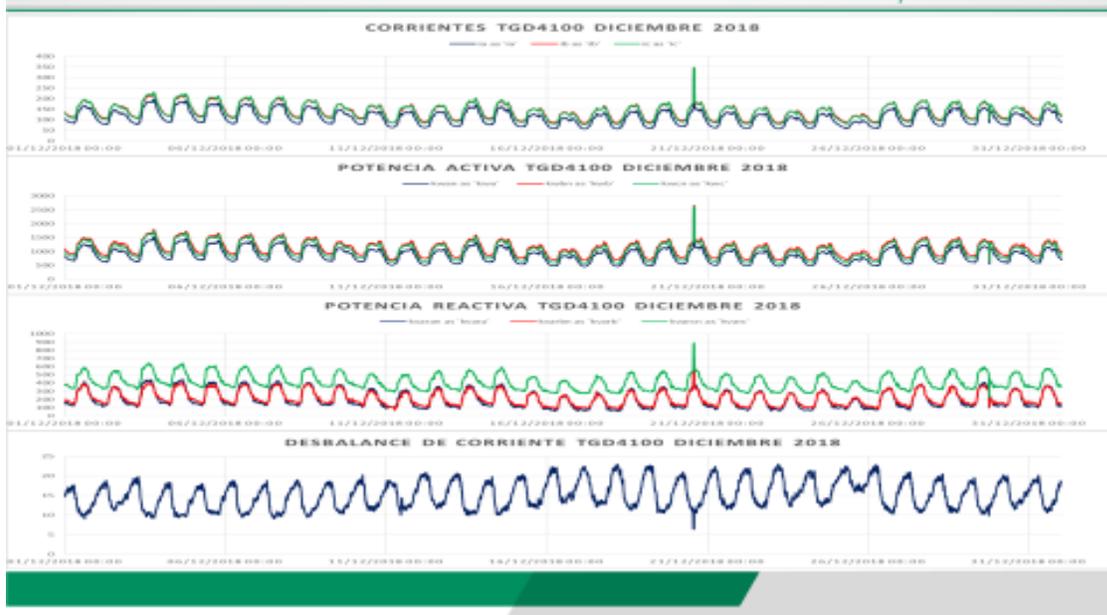
Comparativo 117. TGD4100 Septiembre 2018



Comparativo 118. TGD4100 Octubre 2018

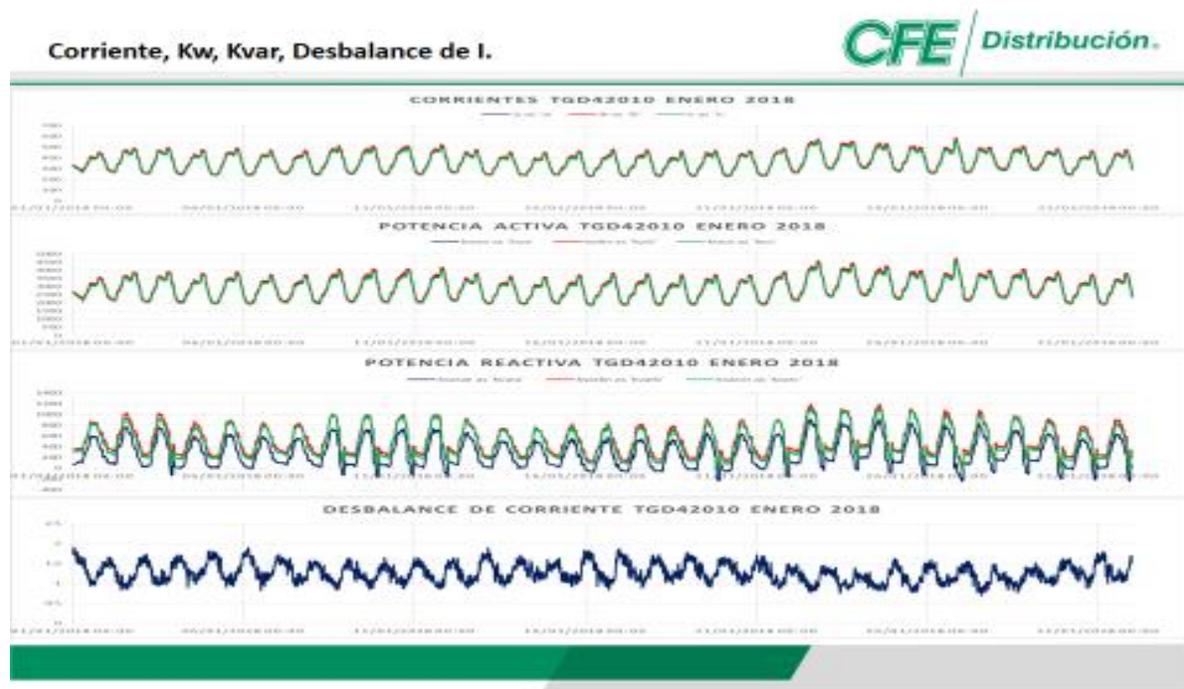


Comparativo 119. TGD4100 Noviembre 2018

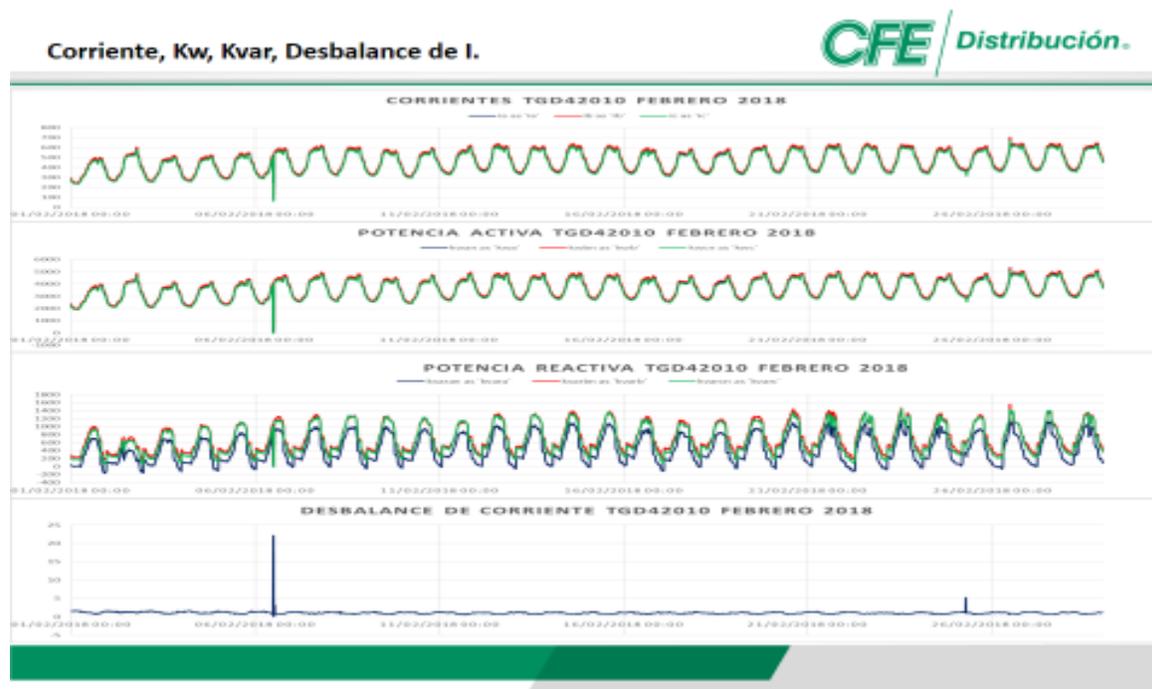


Comparativo 120. TGD4100 Diciembre 2018

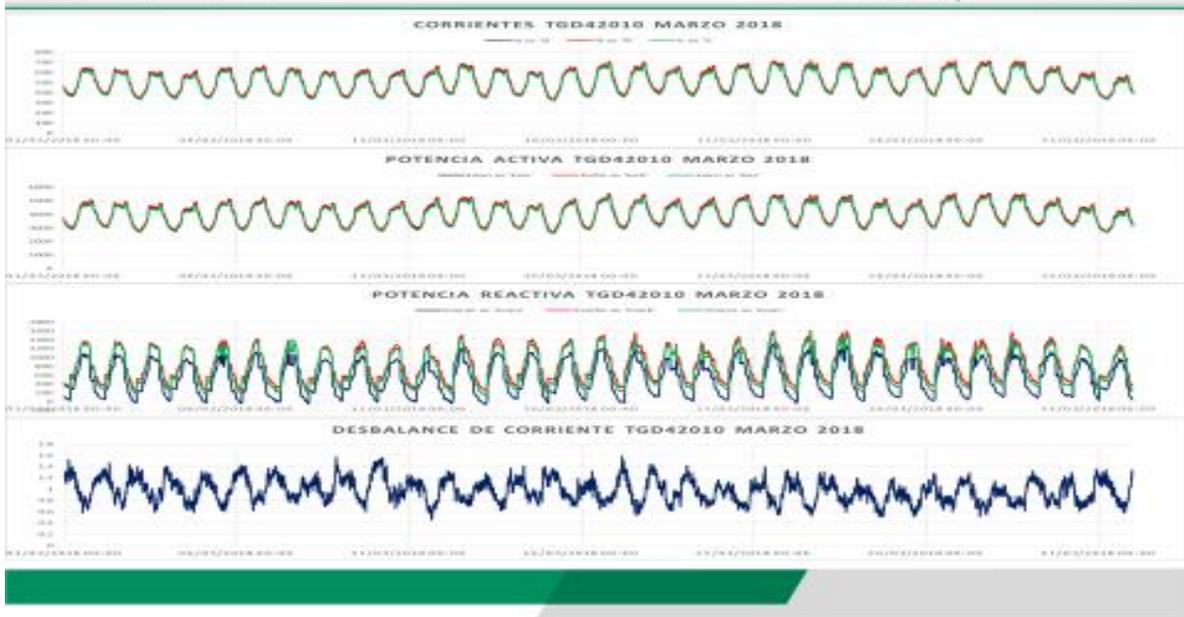
ANEXO K. Parámetros anuales TGD41010



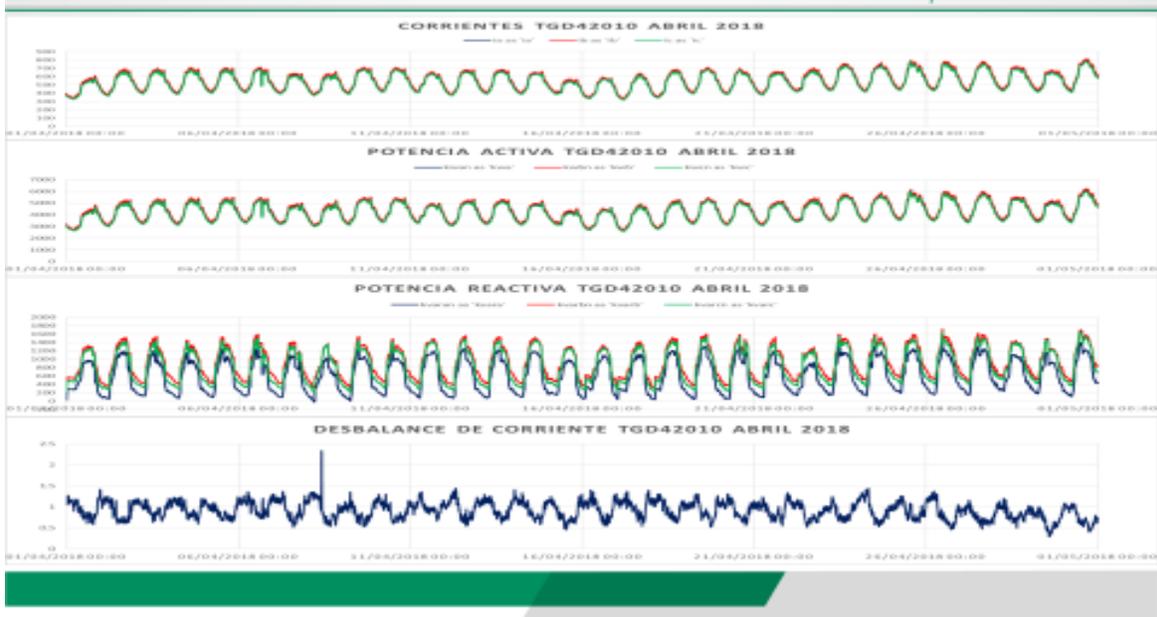
Comparativo 121. TGD41010 Enero 2018



Comparativo 122. TGD41010 Febrero 2018

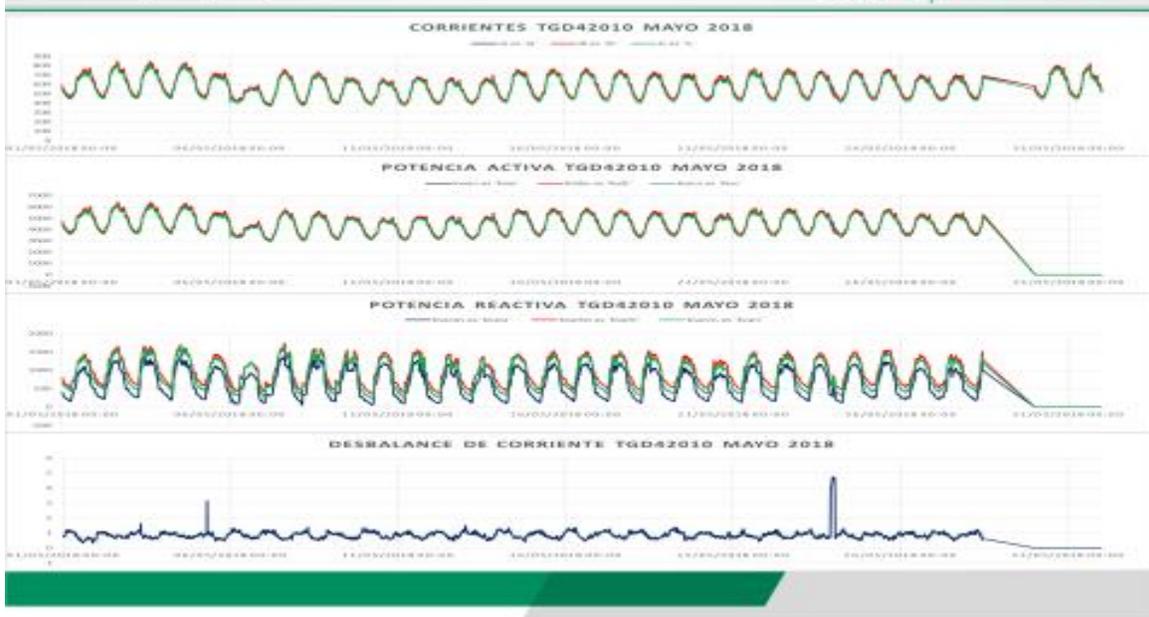


Comparativo 123. TGD41010 Marzo 2018



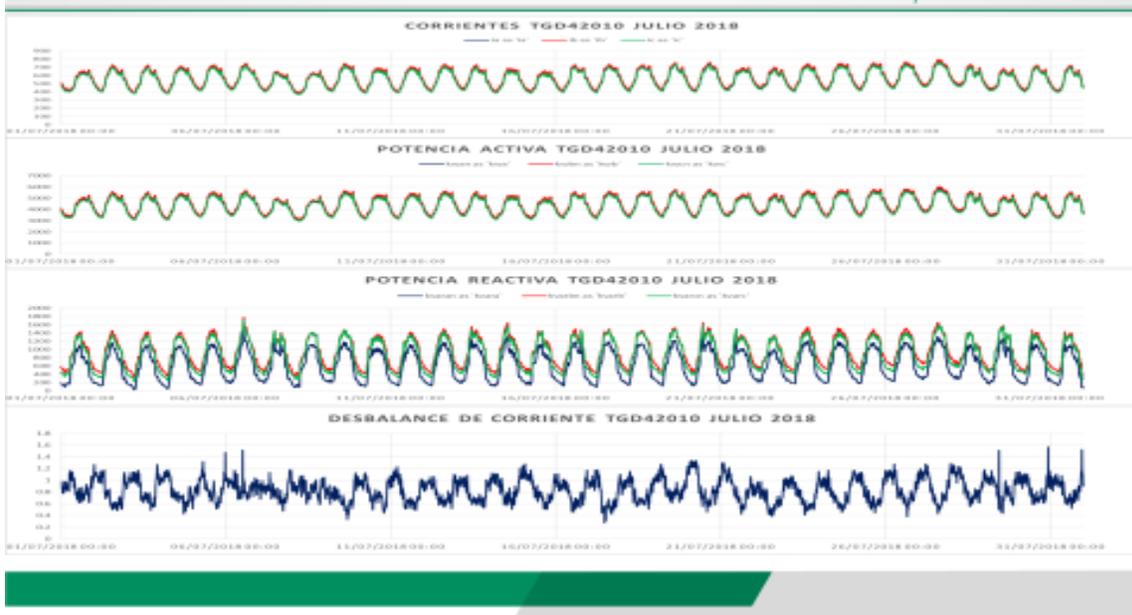
Comparativo 124. TGD41010 Abril 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.

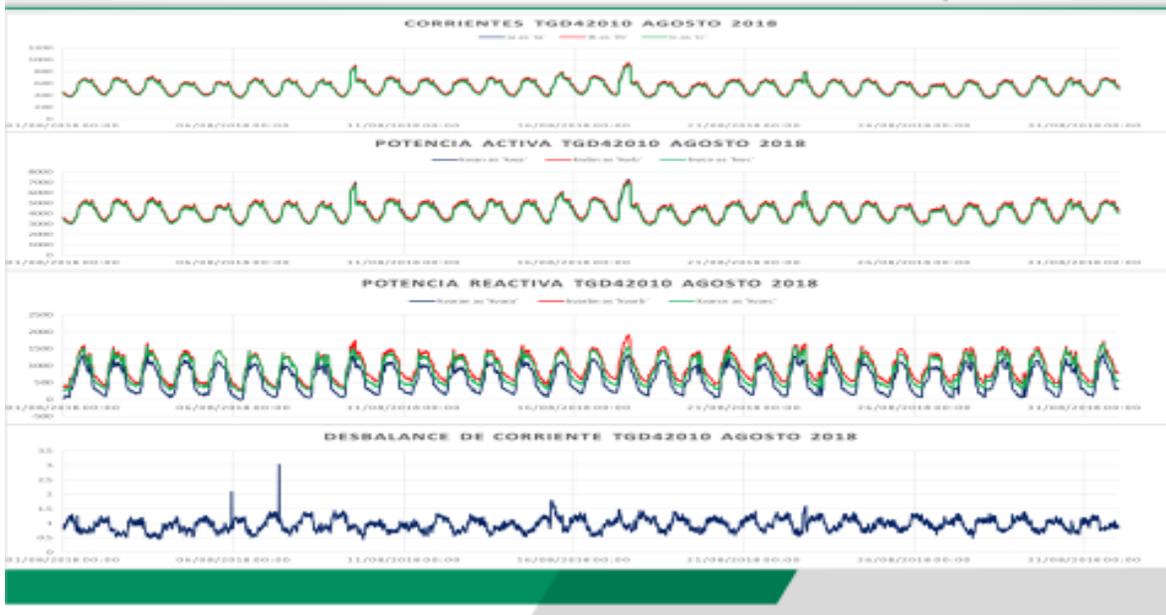


Comparativo 125. TGD41010 Mayo 2018

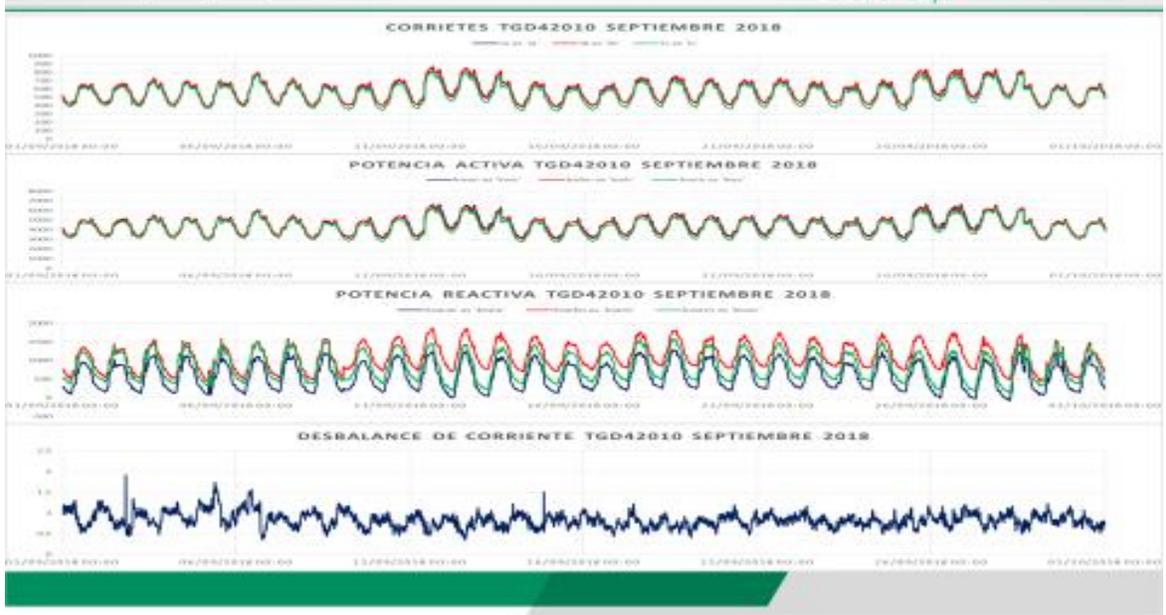
Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



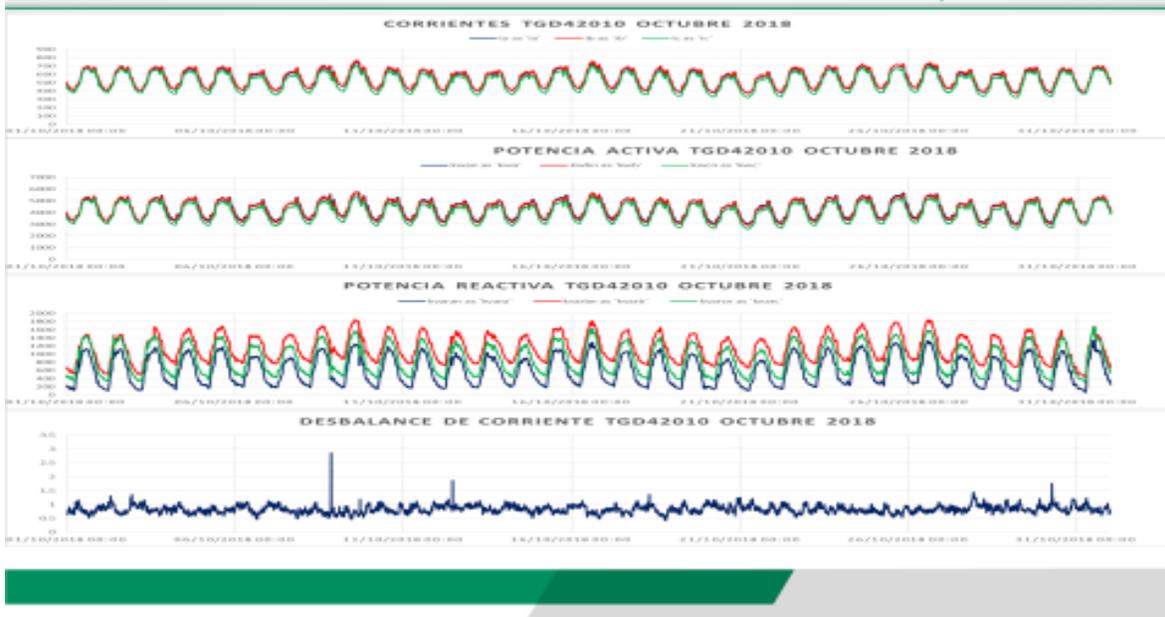
Comparativo 126. TGD41010 Julio 2018



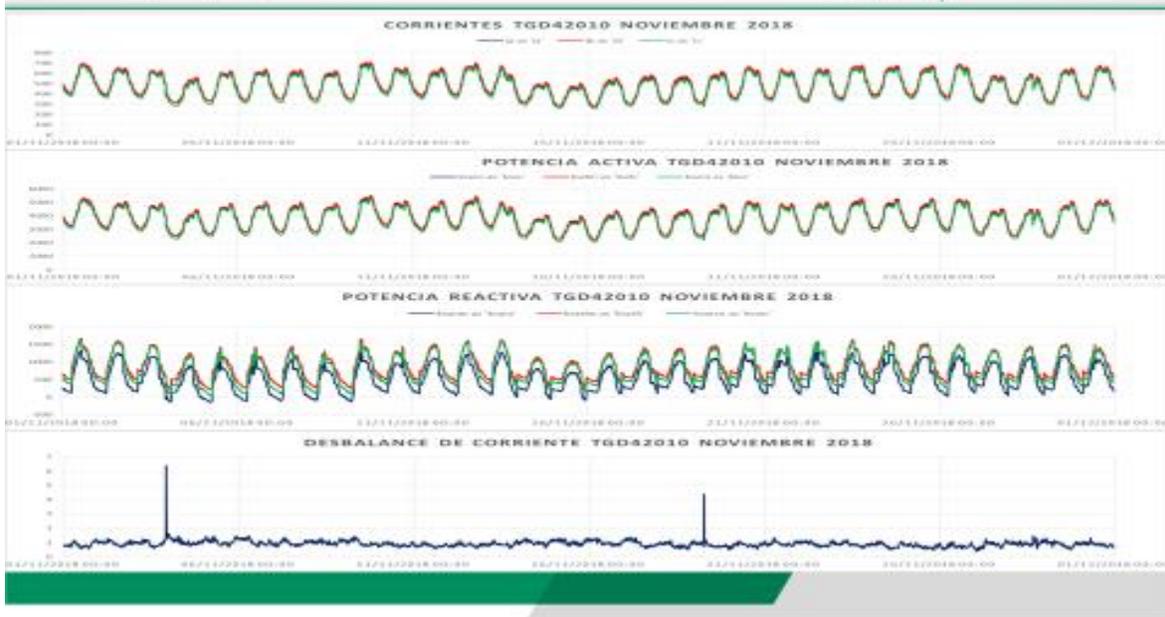
Comparativo 127. TGD41010 Agosto 2018



Comparativo 128. TGD41010 Septiembre 2018

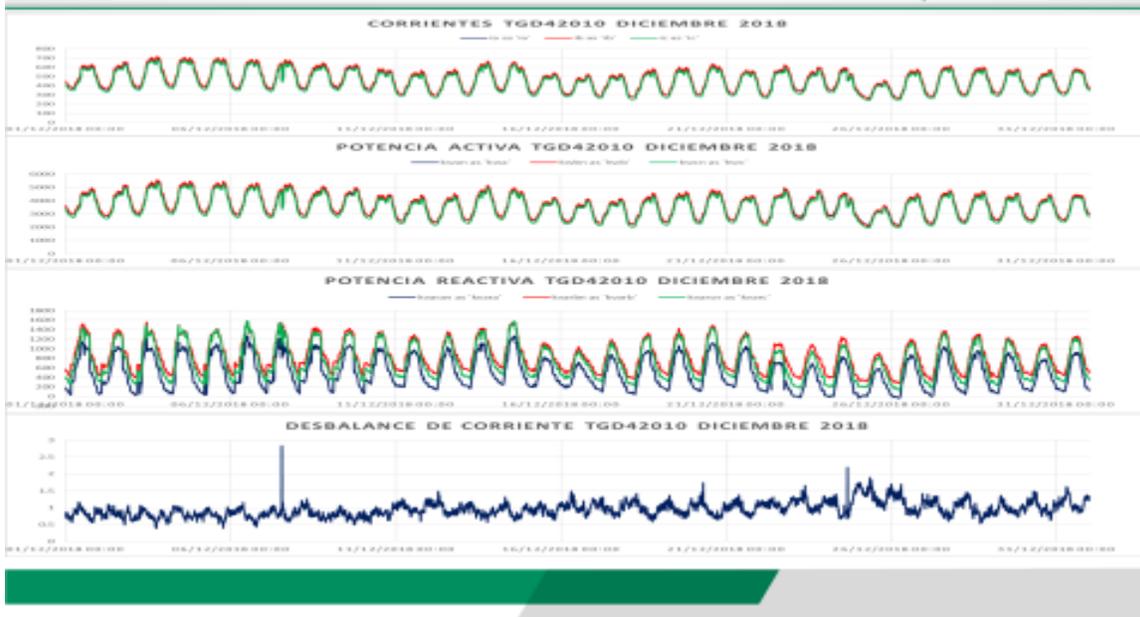


Comparativo 129. TGD41010 Octubre 2018



Comparativo 130. TGD41010 Noviembre 2018

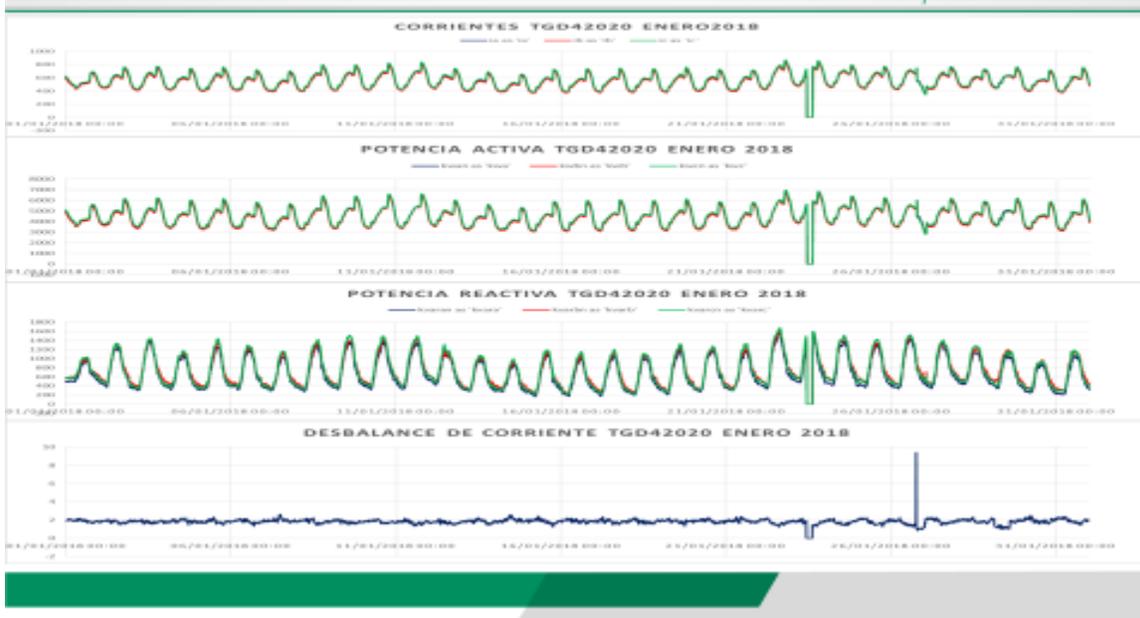
Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



Comparativo 131. TGD41010 Diciembre 2018

ANEXO L. Parámetros anuales TGD42020

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



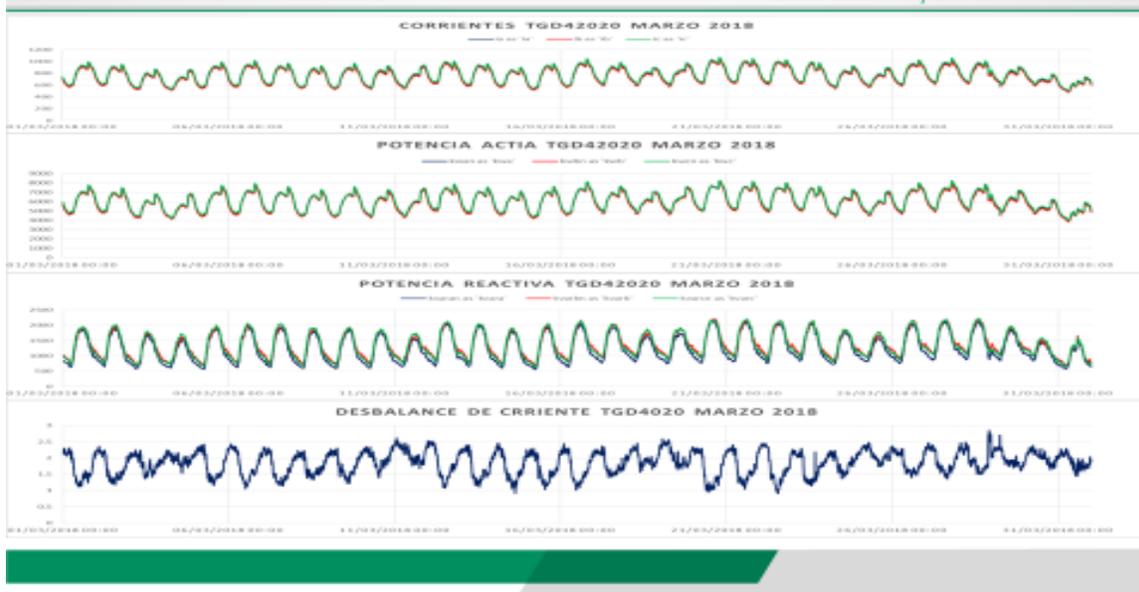
Comparativo 132. TGD42010 Enero 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.

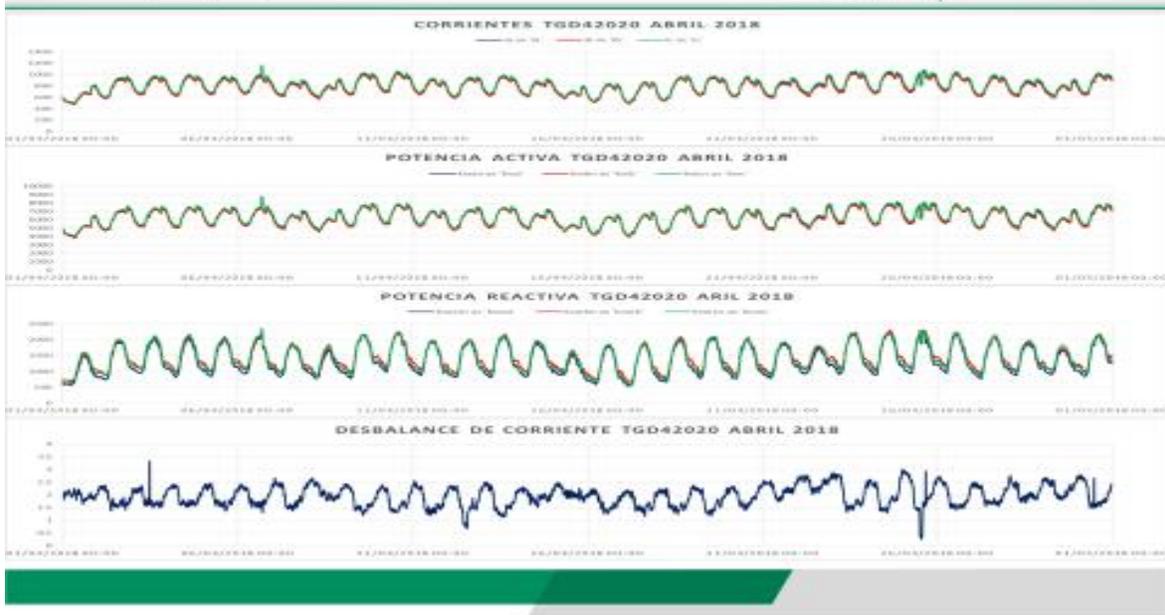


Comparativo 134. TGD42010 Febrero 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



Comparativo 133. TGD42020 Marzo 2018

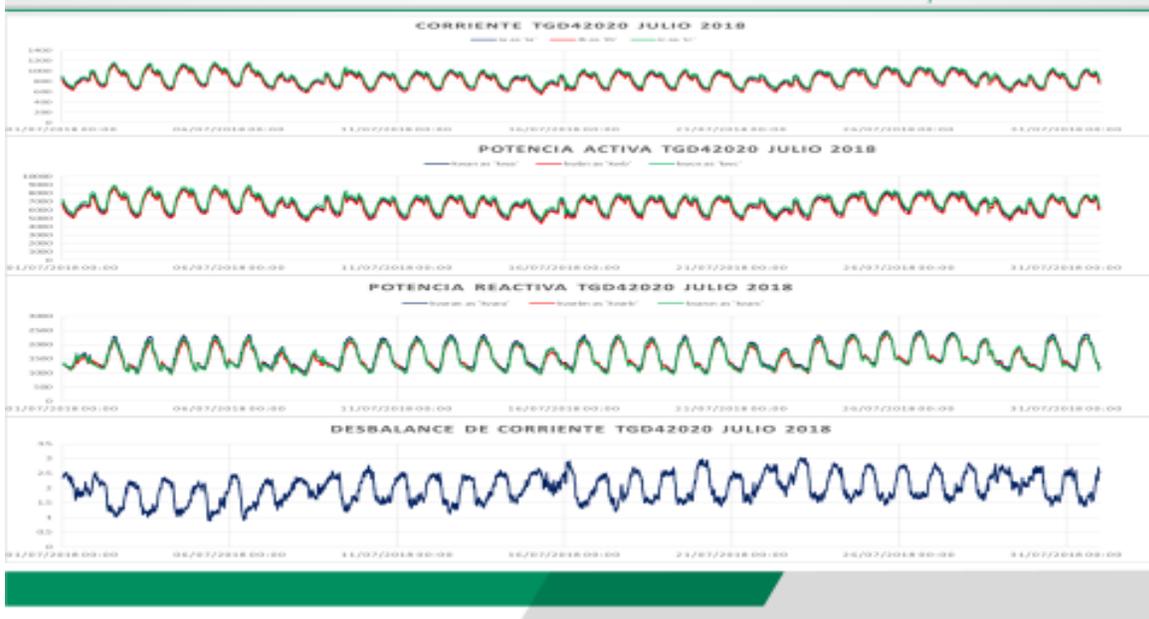


Comparativo 135. TGD42020 Abril 2018



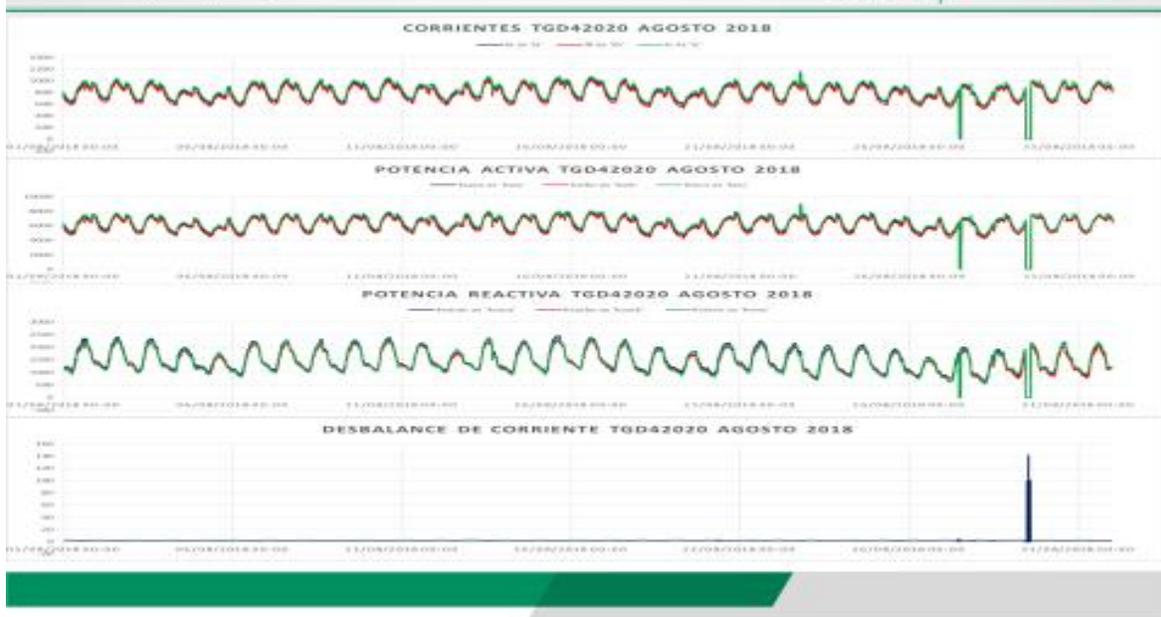
Comparativo 136. TGD42020 Mayo 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



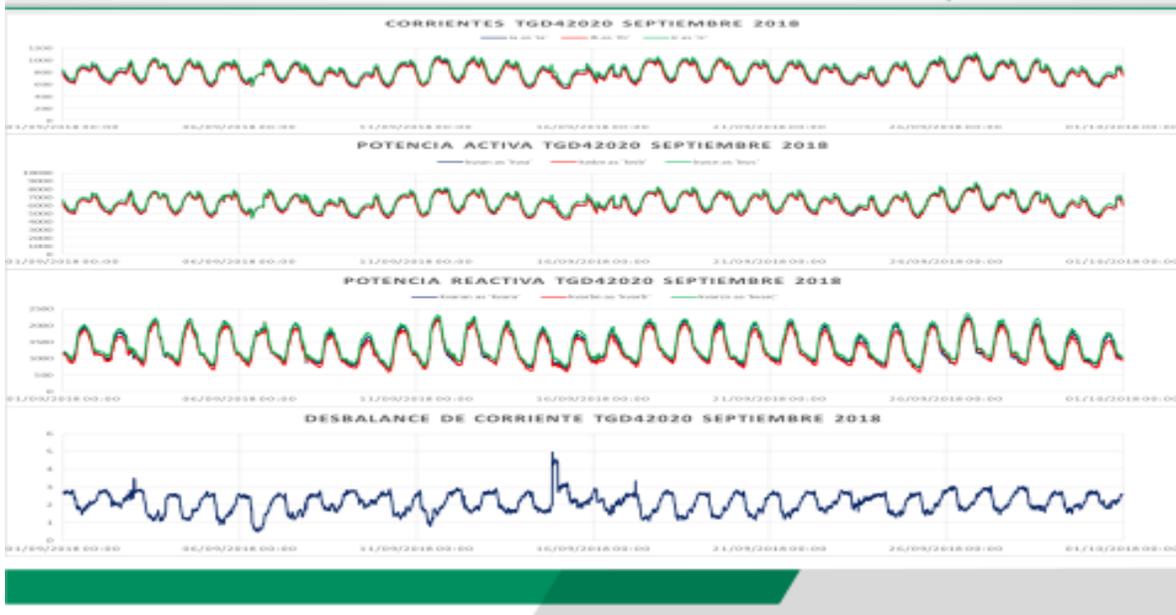
Comparativo 137. TGD42020 Julio 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



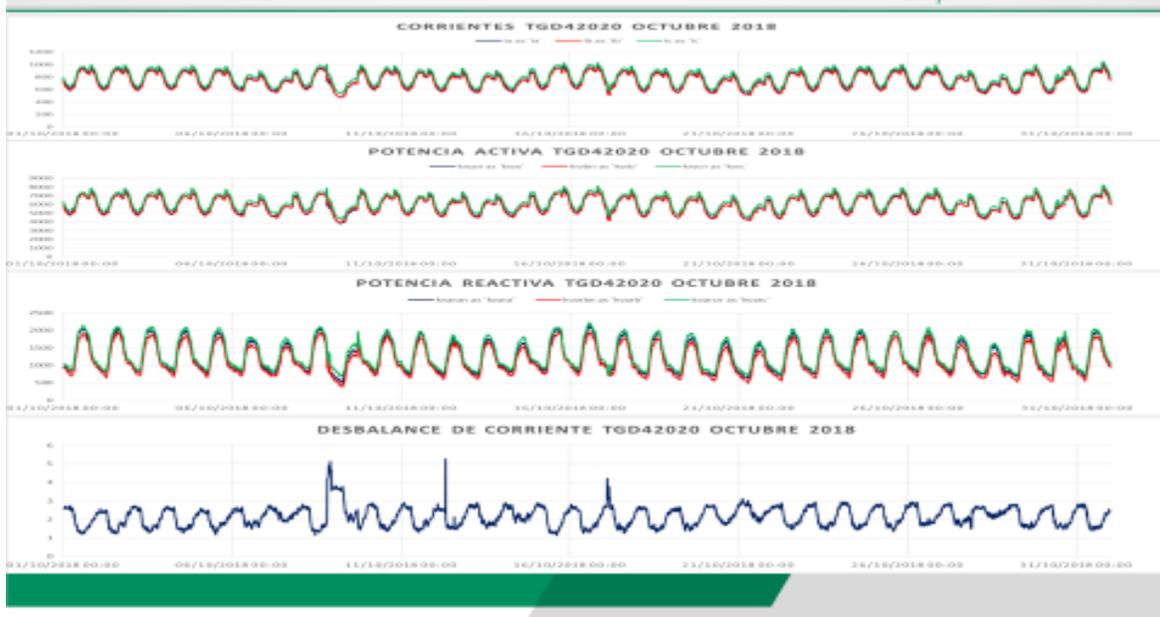
Comparativo 138. TGD42020 Agosto 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



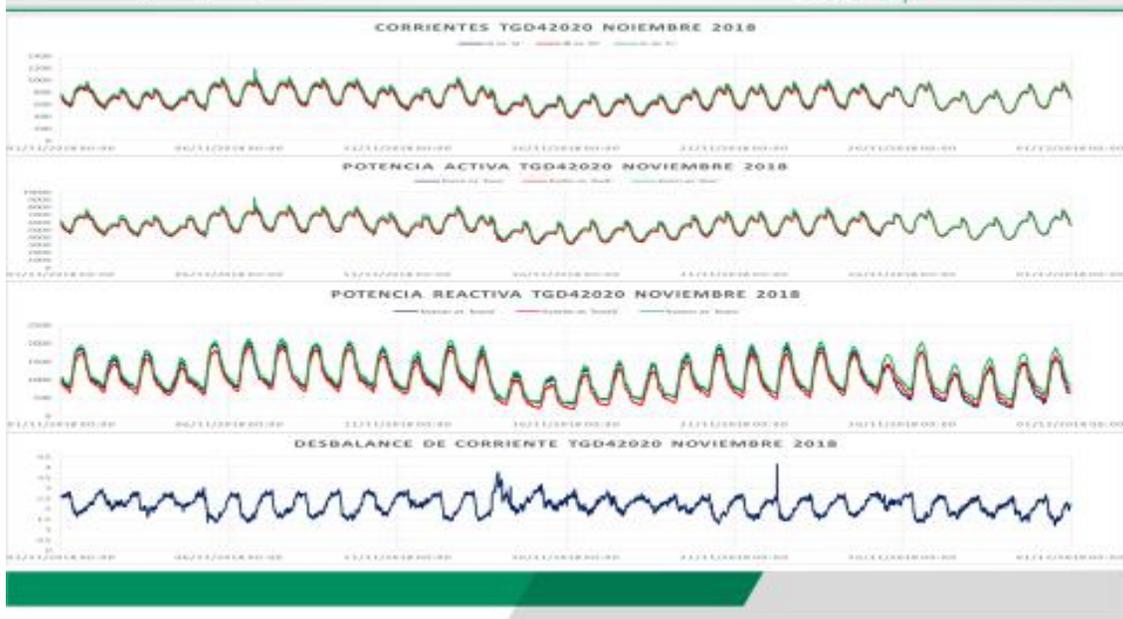
Comparativo 139. TGD42020 Septiembre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



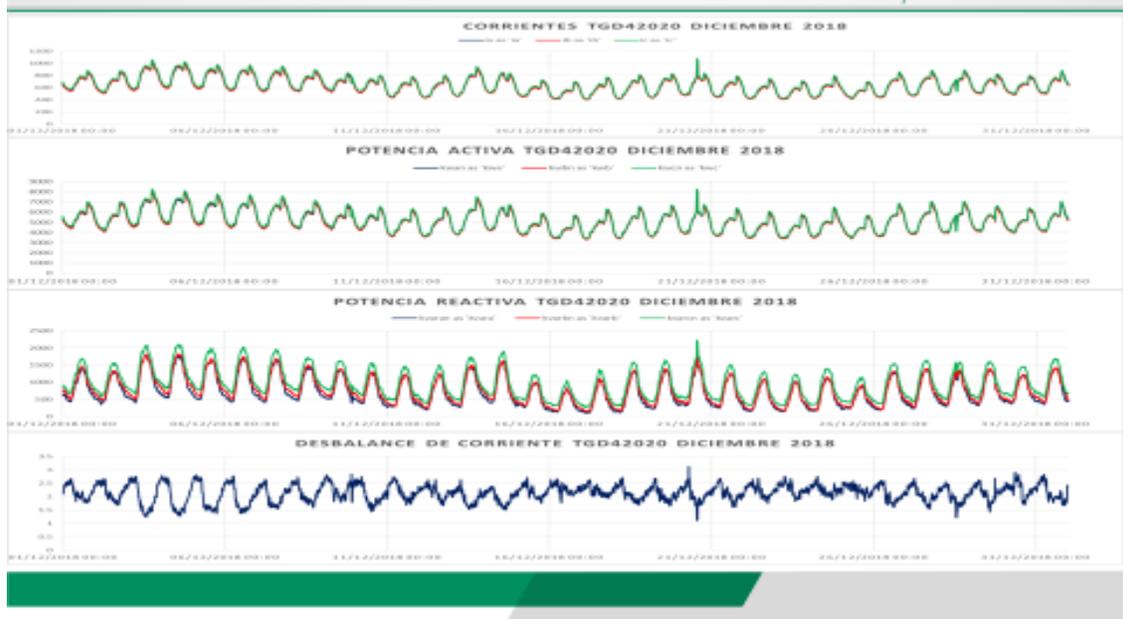
Comparativo 140. TGD42020 Octubre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



Comparativo 141. TGD42020 Noviembre 2018

Corriente, Kw, Kvar, Desbalance de I.



Comparativo 142. TGD42020 Diciembre 2018