

ANÁLISIS DE LA CALIDAD DEL TRANSPORTE DE POTENCIA

López Bautista Eder Santiago, Ing.

Escuela Politécnica Nacional

INTRODUCCIÓN:

En el presente trabajo se realiza la evaluación y análisis de la Regulación N° CONELEC - 002/06, “Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el S.N.I.”, con el propósito de establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio de transporte de potencia y los procedimientos de evaluación a ser observados por los agentes del MEM, para conectarse al sistema de transmisión, tanto para las instalaciones existentes como para las futuras, así también, se determina las acciones que debe considerar la Empresa de Transmisión, en la planificación de la expansión, operación y mantenimiento de sus instalaciones, cumpliendo con los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad.

Se describe la estructura del S.N.T. en su configuración técnica como en su funcionamiento operativo, con la finalidad de conocer el proceso de transferencia de energía eléctrica, entre los centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional.

Posteriormente, se elabora un análisis de Regulaciones Internacionales relacionadas al Transporte de Potencia, con el propósito de describir los parámetros eléctricos que deben ser evaluados, para conseguir un nivel

óptimo de calidad. Se desarrolla el análisis técnico de cada uno de los parámetros eléctricos considerados para evaluar los niveles de calidad, describiendo el origen y efectos que provocan en un sistema eléctrico, para luego definir su metodología de cálculo,

en función de sus límites establecidos en la Regulación vigente. Se presenta el análisis de los proceso de medición, bajo la presencia de armónicos, para así definir las características técnicas que deben cumplir los aparatos de medida, para conseguir un mínimo error en la medida. Se realiza un análisis que muestra los procedimientos de evaluación de la calidad del transporte de potencia, así como los incumplimientos de calidad registrados en los puntos donde se efectuaron las mediciones. Finalmente se presentan las conclusiones a las que se llegó luego de realizar la evaluación de la calidad y se sugieren recomendaciones con el fin de realizar un correcto proceso en el registro de mediciones.

EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN - S.N.T

El Sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica – S.N.T. corresponde al conjunto de instalaciones de transmisión del S.N.I., incluyendo el equipamiento de compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, control y comunicaciones, tanto existentes tanto aquellas que se incorporen como resultado de expansiones efectuadas en los términos del Plan de Expansión aprobado por el CONELEC, destinadas al servicio público de transporte de energía eléctrica, operado por la empresa única de transmisión [1].

El servicio de transporte de energía eléctrica es la actividad que tiene por objeto vincular eléctricamente a las instalaciones de los diferentes agentes del MEM o los nodos de interconexión internacional, utilizando para ello instalaciones propiedad del transmisor, de un distribuidor o una línea de interconexión.

EL S.N.T., esta compuesto por subestaciones y líneas de transmisión a lo largo de todo el territorio nacional, TRANSELECTRIC S.A. dispone de: 31 subestaciones a nivel nacional, 1.531 km de líneas de transmisión de 230 kV, 1.647 km de líneas de transmisión de 138 kV, y una capacidad instalada de transformación (MVA) 7.297 [2].

La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica del Ecuador, es responsable de prestar el servicio de transporte de energía eléctrica, desde los usuarios generadores hacia los usuarios distribuidores. Su gestión se desarrolla en el Mercado Eléctrico Mayorista ecuatoriano, constituido por 17 agentes generadores (8 de capital privado, 8 con participación del Estado y 1 con administración temporal designada por el Estado), 18 Distribuidoras incorporadas al S.N.I. más 2 no incorporadas; y 111 usuarios calificados como Grandes Consumidores, de los cuales a 8 se les ha revocado la calificación, 17 actúan como clientes regulados de las Distribuidoras de su área de concesión, 38 están recibiendo energía a través de sus Distribuidoras mediante Contratos a Plazo; 46 obtienen la energía de Generadoras y 2 son consumo propio de la empresa Autoproductora Hidroabánico.[3]

REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL TRANSPORTE DE POTENCIA

La reestructuración del Sector Eléctrico Ecuatoriano introdujo nuevos conceptos en lo que respecta a la Calidad del Servicio de Eléctrico. Los requerimientos de capital para invertir y desarrollar el Sistema Nacional de Transmisión, y así extender el servicio y mejorar su calidad, conduce a la necesidad de desarrollar nuevas Regulaciones, que permitan implementar procedimientos de control para la prestación en lo que se refiere a la calidad del Transmisión de Energía, obteniendo así el aumento de la eficiencia de los sistemas de energía eléctrica y la reducción del costo del suministro eléctrico.

CONTRATOS DE CONEXIÓN [4]

Un agente del MEM y el Transmisor, están facultados para suscribir un contrato de conexión, para entregar y/o recibir energía a través del S.N.T., dentro del cual se incorporan los aspectos legales, técnicos y económicos que en calidad de derechos y obligaciones, deben ser observados por los suscriptores. En el contrato de conexión, el agente y el Transmisor, definen el punto de conexión, las instalaciones y equipos para servicio exclusivo del agente (campo de conexión) y establecen las fronteras físicas de sus instalaciones y las responsabilidades sobre la propiedad, la operación y el mantenimiento de los equipos. El cargo por conexión se calculará en base a los equipos e instalaciones consideradas en el campo de conexión.

NORMATIVA INTERNACIONAL

Una norma internacional es una norma elaborada por una organización a la cual tienen acceso todos los países reconocidos por las Naciones Unidas. Estas normas recogen en si mismas la realidad de diferentes países con la variedad de condiciones que ello significa.

ANÁLISIS COMPARATIVO

La Regulación No. CONELEC - 002/06, evalúa en gran parte los parámetros técnicos de control de la calidad de la transmisión de energía eléctrica, estipulados en Normativas Internacionales, sin embargo existen ciertos aspectos que no fueron considerados para efectuar el control de la calidad, tal como es el caso del flicker. Otro de los aspectos no considerados en el Regulación vigente, son los procedimientos para la aplicación de compensaciones por incumplimientos de la Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el S.N.I.

NORMATIVA INTERNACIONAL CALIDAD DEL TRANSPORTE DE POTENCIA						
PARÁMETROS DE CONTROL						
País	Descripción	CALIDAD DEL PRODUCTO				CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO
		Niveles de voltaje	Distorsión armónica	Ricker	Desbalance	Factor de Rotonda
Panamá	NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Resolución ID 920 24 de julio de 1988	X	X	X		X
Bolivia	REGLA MENTO DE LA CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN Decreto Supremo N° 24711 17 de julio de 1987					
Guatemala	CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Resolución ONEE 50-99	X	X	X	X	X
Colombia	CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA CREG Resolución 070 1988	X	X	X		X
Ecuador	CALIDAD DEL TRANSPORTE DE POTENCIA Y DEL SERVICIO DE CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO-REGULACIÓN No. CONELEC-00206	X	X		X	X
Brasil	CONTINUIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANEEL Resolución No. 024 2000	X				
Chile	NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO					

Tabla 1. Parámetros de control de calidad del transporte de potencia del Ecuador y otros países [5],[6],[7],[8],[9],[10],[11].

PARÁMETROS DE LA CALIDAD DEL TRANSPORTE DE POTENCIA REGULADOS POR EL CONELEC

La Calidad de potencia de un sistema eléctrico describe y valora la idoneidad de las formas de onda de tensión corriente en el mismo con el objetivo de conseguir un funcionamiento compatible de los diferentes equipos y sistemas que lo constituyen. El ámbito de calidad de potencia abarca desde

$$VTHD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} V_i^2}}{V_n} \quad (1)$$

el estudio y medida de las causas y efectos de las perturbaciones electromagnéticas, hasta el diseño de medidas mitigatorias de las mismas.

1.- Nivel de Voltaje

Está relacionada con las desviaciones de la tensión respecto a la ideal. La tensión ideal

en un sistema trifásico consiste en tres sinusoides equilibradas de secuencia positiva con magnitud y frecuencia constante.

BANDAS DE VARIACION DE VOLTAJES SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN					
% del voltaje nominal	BARRAS DE 230 Kv	BARRAS DE 138 Kv	BARRAS DE 69 Kv	BARRAS DE 46 Kv	BARRAS DE 34,5 Kv
3%			71,07	47,38	35,535
-3%			66,93	44,62	33,465
5%	241,5	144,9			
-5%	218,5				
-7%		128,34			

Tabla 2. Bandas de Variación de Voltaje [12]

2.- Contenido Armónico de Voltaje

Se determina sobre la base de índices que consideran el porcentaje de contenido armónico individual y el valor de Distorsión Armónica Total de Voltaje (VTHD), en barras de los sistemas de transmisión que tengan puntos de conexión. Para efectos de esta Regulación, se consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 40°, incluyendo las mismas.

LÍMITES PARA CONTENIDO ARMÓNICO DE VOLTAJES (IEEE 519)		
VOLTAJE DE BARRAS KV	CONTENIDO ARMÓNICO INDIVIDUAL MÁXIMO V_i (%)	VTHD MÁXIMO (%)
$V_n \leq 69$ KV	3.00	5.00
69 KV $< V_n \leq 161$ KV	1.50	2.50
$V_n > 161$ KV	1.00	1.50

Tabla 3. Los valores límites de contenido armónico y de VTHD, se regirán a lo indicado en las guías IEEE 519 Harmonic Control. [13]

En donde el contenido armónico individual máximo en porcentaje, es respecto al voltaje nominal de operación V_n de la barra. El valor del VTHD viene dado por:

3.- Contenido Armónico de Corriente

Se calcula sobre la base de índices que consideran el porcentaje de contenido armónico individual en la onda de corriente y el valor del TDD (Factor de Distorsión Total de la Demanda) de la carga conectada por los Agentes en los puntos de conexión. Para efectos de esta Regulación, se

consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 30°, incluyendo las mismas. Los valores límites de contenido armónico y de TDD, se regirán a lo indicado en la guía IEEE 519 Harmonic Control.

El valor del TDD, viene dado por:

$$TDD = ITHD * CMD / CNC \quad (2)$$

Siendo:

ITHD: distorsión armónica total de la corriente.

CMD: corriente (Ic) promedio de las máximas demandas registradas en el mes.

CNC: corriente nominal del circuito en el punto de conexión.

El valor del **ITHD** se calcula de la manera siguiente:

$$ITHD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{30} I_h^2}}{I_c} \quad (3)$$

I_h = magnitud de componentes armónicas individuales (rms amps)

h = orden de la armónica

I_L = corriente de carga en máxima demanda (rms amps) definida aproximadamente

Los límites de componentes armónicos individuales de corrientes I_h indicados en la tabla 4, se aplican sólo para componentes impares. Para los componentes de armónicos pares, los límites son el 25% de los valores indicados en la tabla.

LÍMITES PARA CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTES (IEEE 519)					
Valores de I _h en porcentaje de I _L					
V _n < 69 kV					
SCR = I _{sc} / I _L	h < 11	11 < h < 17	17 < h < 23	23 < h < 35	TDD (%)
< 20	4.00	2.00	1.50	0.60	5.00
20 - 50	7.00	3.50	2.50	1.00	8.00
50 - 100	10.00	4.50	4.00	1.50	12.00
100 - 1000	12.00	5.50	5.00	2.00	15.00
> 1000	15.00	7.00	6.00	2.50	20.00
69 kV < V _n < 161 kV					
< 20	2.00	1.00	0.75	0.30	2.50
20 - 50	3.50	1.75	1.25	0.50	4.00

50 - 100	5.00	2.25	2.00	1.25	6.00
100 - 1000	6.00	2.75	2.50	1.00	7.50
> 1000	7.50	3.50	3.00	1.25	10.00
V _n > 161 kV					
< 50	2.00	1.00	0.75	0.30	2.50
≥ 50	3.50	1.75	1.25	0.50	4.00

Tabla 4. Límites de inyección de corriente armónica especificados en la IEEE 519-1992.[13]

La relación de cortocircuito SCR en el punto de conexión, definida como: la corriente de cortocircuito trifásico mínima calculada I_{sc}, dividido para la corriente I_c promedio de las demandas máximas en el mes.

Los límites de contenido armónico de corriente I_h, están expresados en porcentaje de la corriente I_c promedio de las demandas máximas en el mes y h es el orden de la armónica.

4.- Desbalance de Voltaje [14]

El fenómeno de desbalance en sistemas trifásicos es aquel en el cual los valores rms de los voltajes o de los ángulos de fases entre fases consecutivas no son iguales y se presenta, normalmente, más en las cargas de usuarios individuales, sobre todo donde se utilizan grandes cargas monofásicas sin realizar un balance adecuado.

Los indicadores de severidad de desbalance de fases puede ser referidas como “desbalance de secuencia negativa,” “desbalance de magnitud,” y “desbalance de fase,” respectivamente. La severidad del efecto de desbalance trifásico de voltaje puede ser expresado de las siguientes maneras:

- La relación entre las componentes de voltaje de secuencia negativa y de secuencia positiva.
- La relación de diferencia entre el valor de la magnitud del voltaje más alto y el valor más bajo y el promedio de las tres magnitudes de voltaje.

- La diferencia entre la más grande y la más pequeña diferencia de fases entre las fases consecutivas.

De acuerdo a la Regulación analizada en este trabajo, el desbalance de voltaje se calculará sobre la base del factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa MV2, dado por la relación siguiente:

$$MV2 = VSN / VSP \quad (4)$$

Siendo:

VSN: Voltaje de secuencia negativa

VSP: Voltaje de secuencia positiva

El balance de voltaje se medirá en barras de los sistemas de transmisión, que tienen puntos de conexión. El factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa no será superior al 1.3%.

A continuación se presenta las formas de cuantificar el desbalance:

Según ANSI/NEMA MG-1:

$$\text{Desbalance}(\%) = \frac{\text{Máxima desviación del promedio del voltaje de fase}}{\text{Promedio de voltaje de fase}} * 100 \quad (5)$$

Según IEC 1000-4-30:

$$\text{Factor de Desbalance}(\%) = \frac{\text{Voltaje secuencia negativa}}{\text{Voltaje secuencia positiva}} * 100 \quad (6)$$

También se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Desbalance}(\%) = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} * 100 \quad (7)$$

Con:

$$\beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2} \quad (8)$$

5.- Desbalance de corrientes [11]

Se medirán en los puntos de conexión de los Agentes con los sistemas de transmisión y se determinarán sobre la base del factor de desbalance de corrientes de carga de

secuencia negativa MC2, cuyo valor no será superior al 3%, dado por la siguiente relación:

$$MC2 = CSN / CSP \quad (9)$$

Siendo:

CSN: Corriente de carga de secuencia negativa.

CSP: Corriente de carga de secuencia positiva.

6.- Factor de Potencia de la Carga

El CONELEC establecerá los límites de factor de potencia de la carga conectada por el Agente, conforme al procedimiento que se indica en la en la Regulación CONELEC 004/02 Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, además se establece la responsabilidad del CENACE de actualizar los valores del factor de potencia que deben presentar los Distribuidores y Grandes Consumidores en sus puntos de conexión con el Transmisor o Distribuidor, según corresponda.

Distribuidores y Grandes Consumidores	Demanda Punta	0,96 o superior inductivo
	Demanda Media	0,96 o superior inductivo
	Demanda base	0,99 o menor inductivo

Tabla 5. Factores de potencia en puntos de entrega [12]

FLICKER [15]

Según el estándar IEEE 1159-1995, el término “flicker” se define como “Una impresión de variación en la sensación inducida por un ligero estímulo que la luminiscencia o distribución espectral fluctúa con el tiempo”.

El Flicker depende fundamentalmente de la amplitud, frecuencia y duración de las variaciones de la tensión y se expresa como el cambio de la tensión rms dividido por la tensión promedio rms. Ocurre en un rango de frecuencias que va desde 0.5 a 25 Hz; mientras que el ojo humano es muy sensible a frecuencias moduladoras en el rango de 8 a

10 Hz con variaciones de tensión en el rango de 0.3% a 0.4% de magnitud a estas frecuencias. Las fluctuaciones en la tensión del sistema eléctrico se producen por cargas que se conectan y desconectan rápidamente y depende de la operación de los consumidores y de lo robusto del sistema que suministra electricidad, es decir del nivel de cortocircuito de la red. El flicker es medido a través de dos índices:

- Pst (índice de severidad de fluctuaciones rápidas de tensión de corta duración).
- Plt (índice de severidad de fluctuaciones rápidas de tensión de larga duración).

El Pst es calculado a través del método de medición “Flickermeter”, según la norma IEC 61000-4-15 (versión anterior IEC 868), en intervalos de 10 min:

$$P_{st} = \sqrt{k_{0,1}P_{0,1} + k_1P_{1s} + k_3P_{3s} + k_{10}P_{10s} + k_{50}P_{50s}} \quad (10)$$

Los perceptibles P0.1 , P1 , P3 , P10 , P50 son niveles de flicker excedidos en 0.1 , 1 , 3 , 10 y 50 % del tiempo de medición.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}} \quad (11)$$

El Plt es calculado basándose en 12 mediciones sucesivas del Pst (para un período de 2 horas):

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N Pst_i^3}{N}} \quad (12)$$

CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y CONEXIÓN [11]

1.- Disponibilidad de una Instalación

El porcentaje de disponibilidad de una instalación se calcula sobre la base de las horas de indisponibilidad, de acuerdo a la relación siguiente:

$$Disponibilidad = \left[1 - \left[\frac{(Horas Indisponibilidad)}{8760} \right] \right] \times 100\% \quad (13)$$

En el cálculo de las horas de indisponibilidad anual de una instalación, se toma en cuenta las siguientes indisponibilidades:

- **La indisponibilidad parcial (IP):** está asociada con las horas de disminución de su capacidad de transporte normal. Se calcula mediante la relación siguiente:

$$IP = \sum_{i=1}^n T_i * \left[1 - \frac{CR_i}{CN} \right] \quad (14)$$

- **IP:** Horas acumuladas de indisponibilidad parcial de la instalación.
- **i:** Evento i-ésimo de indisponibilidad parcial.
- **n:** Número total de indisponibilidades parciales en el período considerado.
- **Ti:** Horas de indisponibilidad parcial de la instalación en el evento i-ésimo.
- **CRi:** Capacidad reducida del elemento, asociada al evento i-ésimo.
- **CN:** Capacidad efectiva de la instalación en condiciones normales de operación.

- **La Indisponibilidad Total (IT):** se determinará sobre la base del tiempo de duración de las salidas de servicio o desconexiones:

$$IT = \sum_{i=1}^j T_i \quad (15)$$

- **IT:** Horas reales acumuladas de indisponibilidad total de la instalación.
- **i:** Evento i-ésimo de indisponibilidad total.
- **j:** Número de indisponibilidades totales en el período considerado.
- **Ti:** Horas de indisponibilidad total de la instalación en el evento i-ésimo.

Por lo indicado anteriormente, el porcentaje de disponibilidad anual de una instalación se calculará sobre la base de la expresión siguiente:

$$Disponibilidad = \left[1 - \left[\frac{(IP+IT)}{8760} \right] \right] \times 100\% \quad (16)$$

2.- Número de Desconexiones

El número de desconexiones de una instalación, se calcula sobre la base de su número de indisponibilidades totales anuales. El Transmisor y los Agentes deberán cumplir para cada tipo de instalación, con un máximo de desconexiones (NDP). El Transmisor y los Agentes deberán cumplir para cada una de las instalaciones, con un máximo de horas de indisponibilidad (LHI) y de número de desconexiones (NDP), indicadas en la tabla siguiente:

LÍMITES ANUALES DE HORAS DE INDISPONIBILIDAD Y NÚMERO DE DESCONEXIONES				
TIPO DE INSTALACIÓN		DISPONIBILIDAD (%)	HORAS INDISPONIBILIDAD (LHI)	NÚMERO DESCONEXIONES (NDP)
CAMPO DE CONEXIÓN (1)	AGENTE			5
	TRANSMISOR	99,920	7	3
CAMPO DE CONEXIÓN (2)	AGENTE			5
	TRANSMISOR	99,772	20	4
CIRCUITO TRANSMISIÓN 230 KV		99,658	30	7
CIRCUITO TRANSMISIÓN 138 KV		99,658	30	7
CAPACITOR Y REACTOR		99,772	20	4
TRANSFORMADOR		99,658	30	4
(1) Campo de Conexión pertenece al Agente				
(2) Campo de Conexión pertenece al Transmisor				

Tabla 6. Límites anuales de horas de indisponibilidad y número de desconexiones

MEDICIÓN DE ARMÓNICOS [13]

De acuerdo con la norma IEEE-519 de 1992, para distorsiones armónicas los requisitos que se deben tener en cuenta para la respuesta de los instrumentos son:

- **Exactitud:** Se debe utilizar un instrumento con un error no mayor del 5% del menor valor por registrar.
- **Selectividad:** Indica la habilidad del instrumento para separar las componentes armónicas de diferentes frecuencias.

- **Promedio o barrido rápido:** Si los armónicos medidos varían en el tiempo es necesario suavizar las componentes. El instrumento debe tener un ancho de banda constante para todo el rango de frecuencias, de acuerdo con la norma.

El equipo de medición de armónicas debe contar con las siguientes características:

- Medir como mínimo la armónica 50 (3000 Hz).
- Mostrar la magnitud y ángulo de las armónicas.
- Mostrar valores RMS y THD como mínimo.
- Contar con transductores de corriente y potencial adecuados para frecuencias de hasta 3000 Hz. Errores < 1% y < 3% para TC's y TP's respectivamente.

Transformadores de Potencial

La IEEE-519 señala que los TPs de medida mas utilizados son los que cuentan con una precisión del 97% en el rango de frecuencia por encima de 5 kHz. Sólo debe utilizarse TP inductivos para las mediciones de armónicas.

Los TP tienen una respuesta de frecuencia con singularidades que amplifican las magnitudes de las señales medidas haciendo erróneas las mediciones.

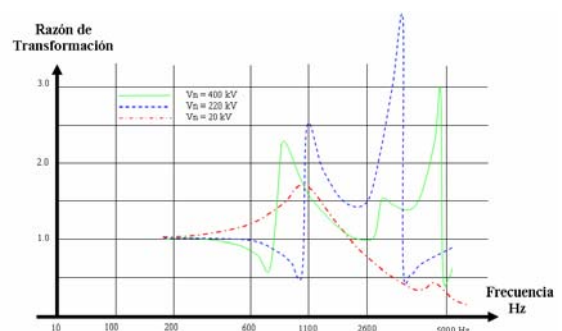


Figura 1. Respuesta de frecuencia de TP típicos.[16]

Transformadores de Corriente

En los transformadores de medida, el principal objetivo que se persigue es la precisión dentro del rango de medidas, tanto en la relación de corrientes de primario / secundario como el desfase entre ambas que debería ser, idealmente, nulo. Fuera del rango de medida, rápidamente se pierden las características de precisión y es incluso beneficioso que el transformador se sature y limite su salida cuando la corriente primaria crece por encima de la nominal.

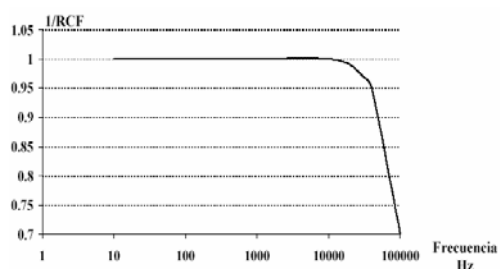


Figura 2. Respuesta de frecuencia de TC típicos. [16]

MEDICIONES EN EL PUNTO DE ACOPLAMIENTO COMUN (PCC)

El Point Of Common Coupling “PCC” es el punto donde convergen varios consumidores, es decir es el punto común donde varios consumidores se conectan al sistema y su calidad de servicio puede verse afectada. Las mediciones en estos puntos del sistema pueden ayudar a realizar una evaluación global del sistema.

Las medidas directamente en bornes de las cargas no lineales sirven para caracterizarlas y analizar su comportamiento temporal. Las mediciones en alimentadores (ramas) donde convergen varias cargas armónicas permiten realizar la cancelación o suma de las distintas cargas no lineales conectadas.

Cuando los armónicos de corriente generados por alguna carga circulan a través de una impedancia, se produce una caída de tensión en la misma, y como resultado, aparece distorsión en la tensión del punto de acoplo común con el resto de cargas del sistema. El PCC puede estar en el primario o en el secundario del transformador principal de alimentación.

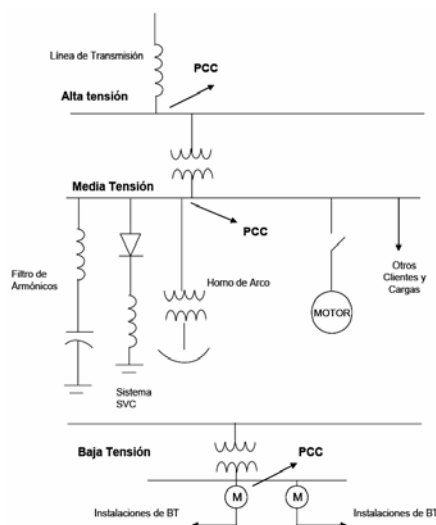


Figura 3. Diagrama unifilar de una muestra de un sistema donde se observan varias localidades donde es posible conseguir fluctuaciones rápidas de tensión. [13]

El estándar IEEE 519-1992, que establece una serie de recomendaciones y requisitos en el control de los armónicos en sistemas eléctricos de potencia, especifica lo siguiente:

- El control sobre la cantidad de armónicos de corriente inyectados en el sistema tendrá lugar en el punto final de consumo.
- Si se asume que la inyección de armónicos de corriente se encuentra dentro de unos límites razonables, el control sobre la distorsión de tensión será ejercido por la entidad que tiene el control sobre la impedancia del sistema, la cual generalmente es la compañía suministradora.
- Cuando en el sistema de potencia se insertan bancos de condensadores, ya sea en el lado del consumidor para corregir el factor de potencia, o en las barras de la subestación para controlar el nivel de tensión, la impedancia de cortocircuito pasa a ser un parámetro decisivo en el análisis de la respuesta de frecuencia del sistema resultante.

CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Para efectos exclusivos de aplicación de esta Regulación, las indisponibilidades de instalaciones de transmisión y puntos de conexión que causen suspensión del suministro de energía a los Agentes, el CENACE determinará la cantidad de energía no suministrada (ENS) sobre la base de la curva de demanda prevista por el punto de conexión para ese día en la planificación operativa. El CENACE determinará el valor de la ENS sobre la base de la siguiente relación:

$$ENS = ENS_t + \frac{1}{2} ENS_r \quad (17)$$

- **ENS:** Energía no suministrada total por indisponibilidad de la instalación de transmisión.
- **ENS_t:** Energía no suministrada durante el tiempo que la instalación de transmisión permaneció desenergizada.
- **ENS_r:** Energía no suministrada durante el tiempo de restablecimiento del servicio en el sistema del Agente.

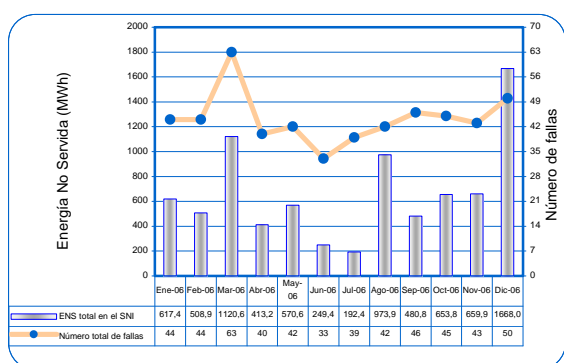


Figura 9. Energía no servida en el S.N.I. durante el 2006

ANÁLISIS DE LAS MEDICIONES

La calidad de potencia es la combinación de la calidad de tensión y la calidad de corriente. Unos de los aspectos de la calidad que se propone controlar es la calidad de onda en prácticamente todos sus aspectos. Para poder cumplir con estas obligaciones, se establecen los límites de inyección de perturbaciones a la red por parte de los clientes, y se establecen los procedimientos necesarios para que los agentes puedan controlar y que se respeten esos límites.

Subestación Santa Rosa 230 kV - Bahía Santo Domingo 1

En la Subestación Santa Rosa en la Bahía Santo Domingo a nivel de 230 kV, se pudo observar que existe incumplimientos de la calidad relacionados con el factor de distorsión total de la demanda TDD, en un porcentaje del 32.84% del total de las mediciones, debido a la presencia del quinto y séptimo armónico.

Subestación Santa Rosa 138 kV - Bahía Vicentina 1

En la Bahía Vicentina 1 a nivel de 138 kV, ubicada en la Subestación Santa Rosa, se detectó problemas relacionados con el factor de desbalance de corrientes en las fases, debido a las condiciones operativas de este punto conexión, relacionadas con la transferencia de potencia. Adicionalmente en esta posición, se registró un porcentaje de incumplimiento del TDD igual al 85.7%, debido a la presencia casi permanente del quinto armónico de corriente, al igual que el séptimo armónico pero en un menor porcentaje del total de las mediciones realizadas.

Subestación Pascuales 138 kV - Bahía Policentro 1

En la Subestación Pascuales en la Bahía Policentro a nivel de 138 kv, a través de la evaluación de la calidad, se encontró incumplimientos a los límites estipulados en la Regulación, relacionado con el TDD con un valor equivalente al 72.12% del total de las mediciones efectuadas, debido al efecto del quinto armónico de corriente, el cual supera con su valor promedio medido igual a 2.6%, el límite individual del porcentaje de distorsión permitido y definido en la Regulación, correspondientes al 2%. De igual manera se detectó la presencia del quinto armónico de voltaje, con un porcentaje de incumpliendo de la calidad superior al 5% del total de las mediciones.

Subestación Cuenca 69 kV - Bahía Cuenca 1

En la Subestación Cuenca en la Bahía Cuenca 1 a nivel de 69 kV, se identificó un porcentaje

de incumplimiento del TDD con un porcentaje del 38.59%, dado por el efecto causado por la presencia del tercero y quinto armónicos de corriente. De igual manera se estableció problemas de desequilibrio de carga en las fases, a través del cálculo del factor de desbalance de corriente correspondiente al 100%, lo que significa que este punto de conexión suministra potencia y energía a una carga totalmente desbalanceada.

Subestación Cuenca 138 kV - Bahía Loja 1

En la Bahía Loja 1 a nivel de 138 kV, ubicada en la Subestación Cuenca, se observó un incumplimiento de la calidad del TDD, con un equivalente total del 6.15% de las mediciones fuera de los límites establecidos en la Regulación. Además se detectó la presencia del quinto armónico de corriente, cuyo registro sobrepasa el porcentaje de incumplimiento permitido del 5% del total de las mediciones realizadas. Con respecto a los demás de los parámetros eléctricos evaluados no se encontraron ningún tipo de problemas.

Subestación Mulalo 69 kV – Bahía ATQ

En la Bahía ATQ a nivel de 69 kv, ubicada en la Subestación Mulalo , en la Provincia de Cotopaxi, se observó incumplimiento de la calidad relacionado con la presencia del quinto armónico de corriente, lo que significa que este punto de conexión suministra potencia y energía a cargas de tipo industrial, las cuales provocan la distorsión.

Subestación Totoras 69 kV – Bahía ATQ

En la Subestación Totoras en la Bahía ATQ a nivel de 69 kV, debido a la desconexión programada de esta instalación, sucedida desde las 7:32:00 hasta las 17:32:00 del 30 de junio de 2007, se observaron incumplimientos de la calidad del transporte de potencia, sin embargo estos registros no son considerados como mediciones fuera de los límites, por lo que se concluye que este punto de conexión cumple con todo lo dispuesto por la Regulación vigente.

CONCLUSIONES

La calidad de la energía eléctrica, es un conjunto de características físicas de las señales de tensión y corriente para un tiempo dado y un espacio determinado, que cumple con los requisitos definidos por cada país, con el objetivo de satisfacer necesidades explícitas e implícitas de un usuario.

Todos los agentes del sistema, e incluso algunos externos, participan en la consecución de un determinado nivel de calidad, sin embargo, el distribuidor es el que más incidencia tiene con la parte técnica, debido a que la mayor parte de las perturbaciones tiene su origen en la red de distribución, las cuales se propagan por toda la red, desde las instalaciones de sus clientes hasta llegar a los demás agentes del mercado.

Las cargas no lineales se comportan como fuentes de intensidad que dan lugar a la inyección de armónicos de corriente en la red, los cuales al circular por las líneas de transmisión y distribución, dan lugar a la aparición de caídas de tensión armónicas en las impedancias de éstas, lo que se traduce en la existencia de tensiones armónicas en las barras.

En un sistema de potencia, los armónicos provocan resonancias en serie y en paralelo entre las impedancias propias del sistema y los elementos capacitivos conectados al mismo, lo que puede dar lugar a la aparición de tensiones excesivas en las barras, y a la circulación de corrientes elevadas por los condensadores, debido a que la impedancia de estos elementos disminuye al aumentar la frecuencia.

La existencia de armónicos de tensión y corriente da lugar a errores en los equipos de medida y contadores de energía, ya que muchos de estos equipos están diseñados para trabajar con ondas de tensión y corriente prácticamente sinusoidales.

La Regulación No. CONELEC - 002/06, evalúa la calidad del transporte de potencia en

función de la medición de ciertos parámetros de control, los cuales corresponden a aspectos considerados en la mayor parte de la normatividad internacional, sin embargo no se tomaron en cuenta otras perturbaciones electromagnéticas, que también introducen problemas relacionados con la distorsión de las formas de onda de voltaje y corriente en un sistema de transmisión, tal es el caso del flicker.

El flicker es un fenómeno que introduce variaciones rápidas en la tensión de un sistema eléctrico, provocadas por cargas industriales grandes como: hornos de arco, soldadoras eléctricas, motores con cargas alternativas y arranques múltiples, laminadoras, molinos industriales, etc., las cuales se localizan en grandes empresas industriales que podrían afectar a una gran cantidad de otros consumidores conectados a la misma red eléctrica, por tal razón se debe considerar la introducción de este parámetro de control en la Regulación, debido a la presencia de grandes consumidores conectados directamente al Sistema de Transmisión.

El control de la distorsión armónica de corriente, en sistemas eléctricos de potencia, según el Estándar IEEE 519-1992, establece que es responsabilidad exclusiva de los usuarios, sean estos las empresas de distribución eléctrica o los denominados grandes consumidores, limitar la inyección de armónicos de corriente en el sistema. Si la distorsión de corriente producida por la influencia de la carga de los usuarios se encuentra dentro de los niveles sugeridos por la norma, es responsabilidad del transmisor que tiene el control sobre la impedancia del sistema, el mantener la distorsión de voltaje dentro de los límites definidos.

La Calidad del Transporte de Potencia es una responsabilidad de la entidad que tiene el control sobre la gestión del sistema y por tanto de la calidad del mismo, la cual generalmente es la compañía transmisora suministradora del servicio, sin embargo la incidencia prioritaria en la contaminación de la red son los consumidores conectados al sistema, por lo que la responsabilidad de estos usuarios, en la determinación de un nivel de calidad, depende

de un marco regulatorio estipulados en los contratos de compra y venta de energía.

Los órganos regulatorios de los países establecen diferentes regulaciones y normas para la actividad del control de las empresas de transmisión, sobre los parámetros de calidad de la energía suministrada. Estas normas estipulan las bases metodológicas que se deben contener, la forma de hacer las mediciones y muestreos, los instrumentos que deben ser utilizados en ese propósito y el análisis sobre las desviaciones estadísticas, de manera tal que sirvan de base a las auditorías que aquellos realizan y, además, que puedan servir como base de evidencias ante distintas reclamaciones de las partes protagonistas del servicio eléctrico en cada país.

En forma general ningún punto de conexión evaluado en este trabajo presenta problemas relacionados con los niveles de voltaje, pues todos los valores registrados en los períodos de medición, se mantienen dentro de las bandas de variación de voltaje y cuyos límites son establecidos por el CENACE. Por otro lado la existencia del quinto y séptimo armónico de corriente es predominante en todos los puntos evaluados, lo cual se ve reflejado al momento de evaluar el factor de distorsión total de la demanda TDD, provocando que este parámetro sobrepase los límites establecidos en la Regulación en forma permanente.

El factor de distorsión total de la demanda TDD, se calcula en función del THD de corriente, y se evalúa con la expresión (3), establecida en la Regulación, la cual no corresponde a la expresión dada por la norma IEEE 519-1992, cuya deducción de la expresión del TDD, especificada en la Regulación vigente, difiere con la expresión matemática definida en el estándar citado anteriormente, provocando una incorrecta aplicación de los límites y de las compensaciones económicas por los incumplimientos de la calidad.

Las instalaciones que incumplen los límites en el número desconexiones en el S.N.I., por fallas en las Subestaciones y Puntos de Conexión con otros Agentes de Mercado, son: Autotransformador AA1 S/E Esmeraldas, Posición Calceta en S/E Chone 69 kV,

Posiciones Daule, Vergeles y Cervecería en S/E Pascuales 69 kV, Posición Cristavid en S/E Policentro 69 kV, Posición de transferencia en S/E Quevedo 69 kV, Posición Milagro 2, Milagro 3 y EMELGUR en S/E Milagro 69 kV, Posición EMELORO 1 en S/E Machala 69 kV, Posición Divino y Payamino en S/E Francisco de Orellana 69 kV, Posición L1 y L2 en S/E Dos Cerritos 69 kV, Posición Limón en S/E Cuenca 69 kV, Posición Loja 2 en S/E Loja 69 kV, Posición Posorja y Playas en S/E Posorja 69 kV. De todas las instalaciones mencionadas anteriormente, las únicas que sobrepasan el máximo de horas de indisponibilidad permitido en la Regulación vigente, corresponden a las Posiciones Milagro 3 y la Payamino, en las Subestaciones Milagro y Francisco de Orellana a nivel de 69 kv, con total de tiempo de indisponibilidad de 23 y 22 horas, respectivamente. No existieron incumplimientos de la calidad del servicio de conexión, relacionados a desconexiones en el S.N.I. por fallas en las líneas de transmisión, capacitores y reactores.

La implementación de nuevas Regulaciones para el control de la calidad del suministro eléctrico, a ser aplicadas por las entidades de supervisión y control del sector eléctrico, introduce la necesidad de dotar las herramientas técnicas y de las metodologías de evaluación, a cada uno de los agentes conectados al Sistema Nacional Interconectado, con el propósito de dar cumplimiento con cada uno de los aspectos dispuestos en la Regulación correspondiente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO, “Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Abril 2007.
- [2] TRANSELECTRIC S.A.2007, www.transelectric.com
- [3] CONELEC (2006), “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano”.
- [4] CONELEC Consejo Nacional de Electricidad (Ecuador, Abril 2007), “Administración Técnica y Operativa del Sistema de Transmisión”, Regulación CONELEC – 014 – 99.

[5] ERPS Ente Regulador de Servicios Públicos (2000), “Normas de Calidad del Servicio Eléctrico de Panamá”, Normas de Calidad de Transmisión.

[6] Superintendencia de Electricidad (2006), “Regulación del Sector Eléctrico en Bolivia”, Calidad de la Transmisión y Distribución en el Sistema Interconectado Nacional.

[7] CNEE Comisión Nacional de Energía Eléctrica (Guatemala, 18 de Noviembre de 1999), “Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones”, Resolución CNEE-50-99, .

[8] CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia, 2002), “Calidad de la Potencia Suministrada”, Resolución 070,

[9] ANEEL Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil, 2000), “Continuidad de Distribución de Energía Eléctrica”, Resolución No. 024.

[10] CNE Comisión Nacional de Energía (Marzo 2005), “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación y Transmisión, Chile.

[11] CONELEC (2007), “Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNP”, Regulación No. CONELEC - 002/06.

[12] CENACE (Abril 2006), “Revisión de las bandas de variación de voltaje en barras y factores de potencia en puntos de entrega del Sistema Nacional Interconectado”.

[13] IEEE (1992), “IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”, Std. 519-1992.

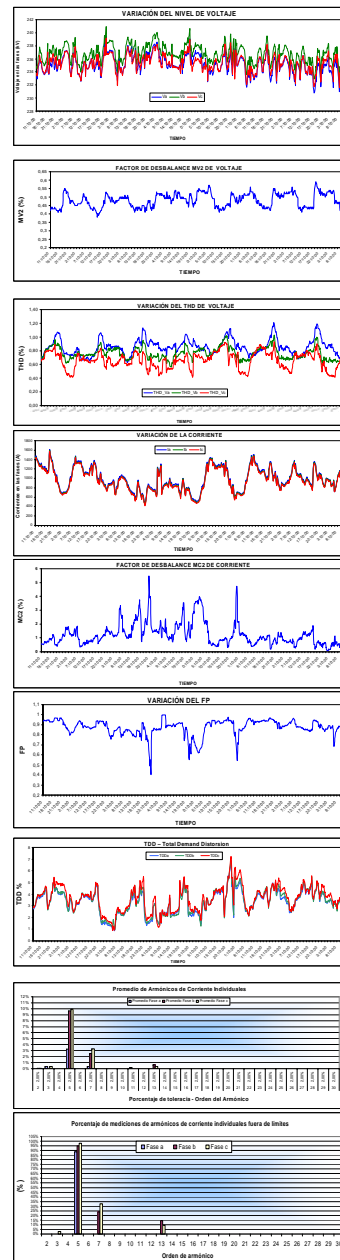
[14] Ana C. Neira V.; Guillermo A. Matas T., (Sartenejas, Abril – Julio 2005), “Revisión de los Indicadores de Calidad de Servicio Eléctrico”, Universidad Simón Bolívar.

[15] IEEE (1995), “IEEE recommended practice for monitoring Electric Power Quality”, Std. 1159-1992.

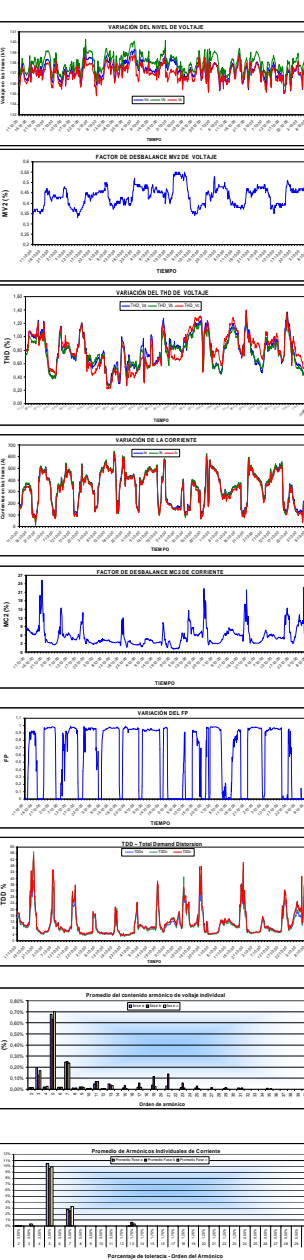
[16] Prof. Roberto Alves B. (2003), “Medición de Perturbaciones y de Armónicos en Redes Eléctricas”, Universidad Simón Bolívar, Departamento de Conversión de y Transporte de Energía.

FORMAS DE ONDA DE CORRIENTE Y VOLTAJE REGISTRADAS CON LOS EQUIPOS ANALIZADORES DE CALIDAD HIOKI 3196

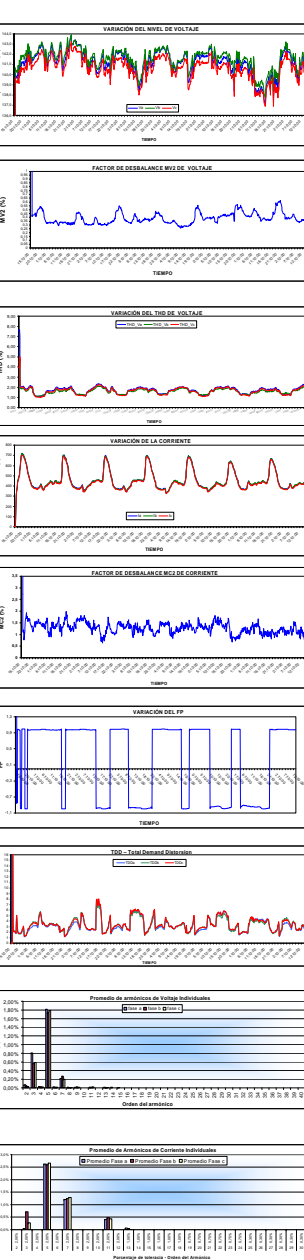
Subestación Santa Rosa 230 kV - Bahía Santo Domingo 1



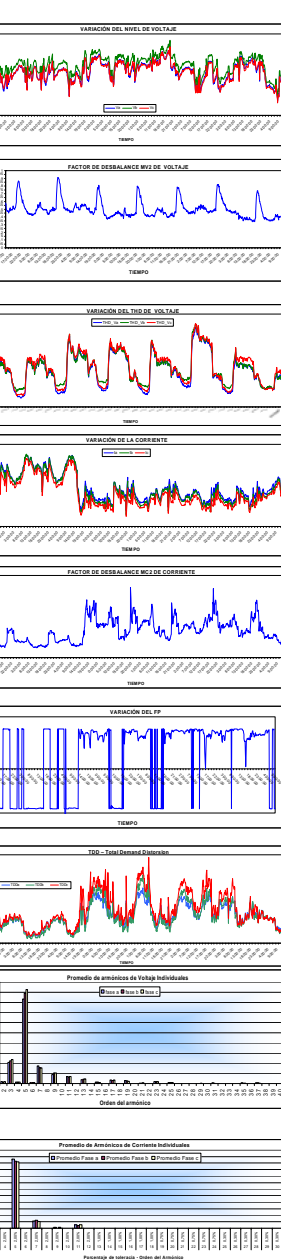
Subestación Santa Rosa 138 kV - Bahía Vicentina 1



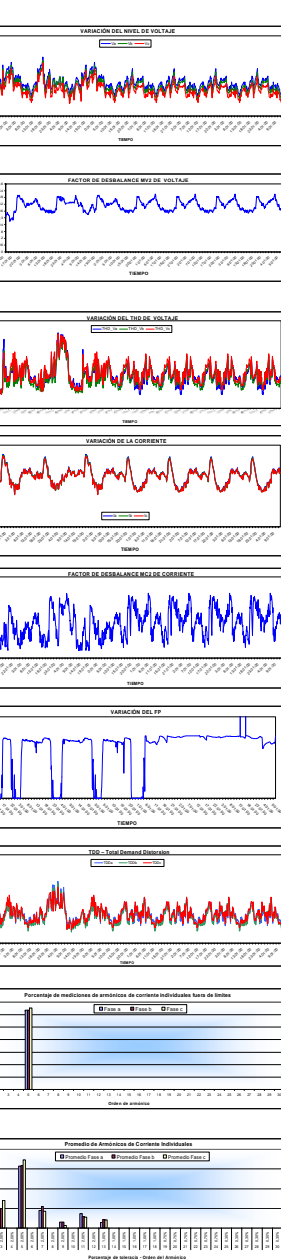
Subestación Pascuales - Bahía Policentro 138 kV



Subestación Cuenca 69 kV - Bahía Cuenca



Subestación Mulaló 69 kV - Bahía ATQ



Subestación Totoras 69 kV - Bahía ATQ

