



Grupo-epm

ESTUDIO TÉCNICO MIGRACIÓN DE USUARIOS A NIVELES DE TENSIÓN SUPERIORES

ESTUDIO TÉCNICO MIGRACIÓN DE USUARIOS A NIVELES DE TENSIÓN SUPERIORES (MUNTS)



2015

UNIDAD DE PROYECTOS
EQUIPO CENTRO DE EXCELENCIA TÉCNICA

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	ALCANCE.....	4
3.	DEFINICIONES.....	4
4.	MARCO NORMATIVO	7
5.	PLAZOS	8
6.	LINEAMIENTOS.....	8
6.1.	Consideraciones para el lineamiento.....	8
6.2.	Consideraciones para la elaboración del estudio técnico de MUNTIS	9
6.3.	Lineamientos técnicos.....	9
6.3.1.	Capacidad operativa del sistema	9
7.	ASPECTOS TÉCNICOS DE LA RED.....	10
7.1.	REGULACIÓN DE TENSIÓN	10
7.1.1.	REGULACIÓN DE TENSIÓN EN 13.2 Kv.....	11
7.1.2.	REGULACIÓN DE TENSIÓN EN 34.5 Kv.....	12
7.2.	PÉRDIDAS TÉCNICAS	14
7.3.	NIVELES DE TENSIÓN EN BARRAS 34.5 Kv.....	17
7.4.	NIVELES DE TENSIÓN EN BARRAS DE 13,2 KV.....	16
7.5.	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	18
7.5.1.	FALLAS TRIFÁSICAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	18
7.5.2.	FALLAS FASE-TIERRA EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	21

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 Longitud máxima para atender un cliente en operación normal 13.2 kV con una regulación de 5% con varios tipos de conductor.</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2 Longitud máxima para atender un cliente en contingencia 13.2 kV con una regulación de 10 % con varios tipos de conductor.</i>	<i>12</i>
<i>Figura 3 Longitud máxima para atender un cliente en operación normal 34.5 kV con una regulación de 5% con varios tipos de conductor.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 4 Longitud máxima para atender un cliente en contingencia 34.5 kV con una regulación de 10% con varios tipos de conductor.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 5 Porcentaje de pérdidas en conductores 1/0, 2/0, 4/0 y 266.8 para un nivel de tensión de 13.2 kV a un kilómetro.</i>	<i>14</i>
<i>Figura 6 Porcentaje de pérdidas en conductores 1/0, 2/0, 4/0 y 266.8 para un nivel de tensión de 34.5 kV a un kilómetro.</i>	<i>15</i>
<i>Figura 7 Tensión en barra de 13,8 kV.</i>	<i>16</i>
<i>Figura 8 Tensión en barra de 34.5 kV.</i>	<i>17</i>
<i>Figura 9 Corrientes de Cortocircuito [kA], en barra de 230 kV producida por una falla Trifásica.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 10 Corrientes de Cortocircuito [kA], en barra de 115 kV producida por una falla Trifásica.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 11 Corrientes de Cortocircuito [kA], en barra de 34.5 kV producida por una falla Trifásica.</i>	<i>19</i>
<i>Figura 12 Corrientes de Cortocircuito en barra de 13.8 kV producida por una falla Trifásica.</i>	<i>20</i>
<i>Figura 13 Corriente de Cortocircuito [kA], en barra de 230 kV producida por una falla FASE-FASE- TIERRA.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 14 Corriente de Cortocircuito [kA], en barra de 115 kV producida por una falla FASE-FASE-TIERRA.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 15 Corriente de Cortocircuito en barra de 34.5 kV producida por una falla FASE-FASE-TIERRA.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 16 Corriente de Cortocircuito [kA], en barra de 13.8 KV producida por una falla FASE-FASE-TIERRA</i>	<i>23</i>

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1 Límites de tensión en barras aplicando porcentaje de la regulación para efectos del estudio.</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 2 Regulación de tensión en barra de nivel II.</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 3 Regulación de tensión en barra de nivel III.</i>	<i>17</i>

1. INTRODUCCIÓN

El estudio presente en este documento tiene como objetivo dar cumplimiento a los requisitos establecidos por la resolución CREG 097 de 2008 en su artículo 13 *“Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores – MUNTS-”*. EL cual contiene aspectos técnicos tales como el cálculo de las pérdidas técnicas, regulación de tensión y Corrientes de corto circuito en el sistema.

El documento servirá como una herramienta de análisis para establecer las bases sobre las cuales se permitirá la migración de un usuario a un nivel de tensión superior, siempre y cuando las condiciones técnicas de la infraestructura eléctrica de la red de media tensión existente lo permitan. En caso que un usuario presente al Operador de Red CENS la solicitud de cambio de nivel de tensión, la justificación técnica de la necesidad de la migración se basará en el mismo.

Para considerar el estudio preliminar de una solicitud de migración se requiere el trámite de la factibilidad ante ATC, y será otorgada en caso que el resultado del estudio interno considere viable la migración correspondiente sin que este afecte las condiciones de prestación del servicio a otros usuarios existentes en CENS y exista la capacidad disponible en el punto solicitado.

2. ALCANCE

El propósito del presente documento es fijar los lineamientos para la Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores –MUNTS- en el sistema de CENS, dando cumplimiento al Artículo 13 de la Resolución CREG 097 de 2008.

3. DEFINICIONES

Para la interpretación y aplicación de este documento, se tendrán en cuenta, las siguientes definiciones contenidas en el Artículo 1 de la resolución CREG 097 de 2008:

Activos de Conexión del OR al STN. Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional.

Activos de Conexión a un STR o a un SDL. Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local

de otro OR. También son Activos de Conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los Niveles de Tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.

Activos de Uso de STR y SDL. Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en UC, no son Activos de Conexión y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR o SDL.

ATC: Atención Técnica a Clientes.

CENS S.A. E.S.P.: Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. Es la empresa Comercializadora y Distribuidora de Energía.

Centro Nacional de Despacho (CND). Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los Acuerdos del CNO.

CET: Centro de Excelencia Técnica.

Conexión y Acceso a Redes. Es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, de un Sistema de Transmisión Regional y/o un Sistema de Distribución Local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Disponibilidad. Se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La Disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del Activo, en condiciones normales de operación.

Evento. Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso de los STR o SDL.

Indisponibilidad. Se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su Capacidad Nominal.

Mercado de Comercialización. Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores (MUNTS). Es la conexión de un usuario final al sistema de un OR en un Nivel de Tensión superior al que se encontraba conectado.

Niveles de Tensión, Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Nodo, Punto donde se conectan físicamente varios elementos de un sistema eléctrico, Normalmente es el barraje de una subestación.

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros, Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4, Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Usuario. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor. Para los efectos de esta Resolución se denominará Usuario Final.

Usuarios de los STR o SDL. Son los Usuarios finales del servicio de energía eléctrica, Operadores de Red y Generadores conectados a estos sistemas.

4. MARCO NORMATIVO

Los Usuarios de los SDL podrán migrar a un nivel de tensión superior, siempre que cumplan los siguientes requisitos ante el Operador de Red CENS S.A. E.S.P.:

1. Justificar mediante estudio técnico la necesidad de cambio de Nivel de Tensión.
2. Obtener autorización del Operador de Red.
3. Si el usuario requiere mantener la instalación donde se encuentra conectado, deberá cumplir con lo establecido en el Artículo 14 de la Resolución CREG 097 de 2008.

En el caso de una solicitud de migración de un usuario a un nivel de tensión superior se deben considerar las condiciones de conexión establecidas en el Capítulo 4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998, con excepción de los plazos establecidos en el numeral 4.4.3, los cuales son modificados, para este caso, por el establecido en el parágrafo 2 del Artículo 13

5. PLAZOS

La solicitud de migración de un usuario a un nivel de tensión superior, el OR tendrá un plazo máximo de siete (7) días hábiles para certificar la factibilidad del punto de conexión, de acuerdo con lo definido en el numeral 4.4.1 del Capítulo 4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998.

Además el OR cuenta con un plazo de quince (15) días hábiles para decidir sobre la solicitud de migración, independientemente del nivel de tensión de la nueva conexión, según lo establecido en el Artículo 13 de la Resolución CREG 097 de 2008 en el párrafo 2.

6. LINEAMIENTOS

El estudio de cambio de nivel de tensión se efectuará siempre y cuando:

- La capacidad instalada del cliente sea superior a 500 KVA, para migrar de BT a 13.2 kV.
- La capacidad instalada del cliente sea igual o superior a 2.2 MVA, para migrar de 13.2 a 34.5 kV.

Según tabla 5 del capítulo 2 de la norma CENS, donde se define la demanda máxima por niveles de tensión.

6.1. Consideraciones para el lineamiento

No obstante lo anterior, debe tenerse en cuenta que:

- No se permitirá la unificación de medidas de clientes para la solicitud de MUNTTS.
- El cliente deberá presentar la solicitud de MUNTTS ante CENS, con el respectivo estudio técnico que justifique la necesidad del cambio de nivel de tensión.
- CENS estudiará particularmente cada solicitud de MUNTTS, en caso de ser factible la migración definirá el punto de conexión de acuerdo con sus criterios técnicos.

Para migraciones a 34.5 kV no se permiten conexiones a circuitos de subtransmisión. En consecuencia, la conexión deberá ser en un circuito de distribución o en una subestación. No obstante, CENS estudiará cada caso en particular y dará las recomendaciones para la conexión con base en las normas técnicas de energía y en los lineamientos de configuración de subestaciones, según sea el caso.

- Para migraciones a 115 kV, no se permiten conexiones en “T”. En consecuencia, el cliente deberá buscar la conexión en una subestación, o proponer la creación de una nueva dentro del sistema, la cual se someterá a consideración de CENS y la UPME.
- Migraciones a 115 kV que impliquen expansión en activos de uso, deben presentar estudio de conexión a CENS con los requisitos solicitados para la aprobación de activos definida por la UPME, para someterlo a su aprobación.
- En los casos que CENS considere que la entrada de la nueva carga pueda impactar significativamente las condiciones operativas del sistema, se podrá solicitar la ampliación del estudio técnico a un estudio de conexión según la regulación vigente.

6.2. Consideraciones para la elaboración del estudio técnico de MUNT

CENS verificará el cumplimiento de los requerimientos de la migración propuestos por el cliente, consignados en el estudio técnico. Este estudio debe garantizar como mínimo que:

- La confiabilidad y calidad de la potencia del circuito al cual se migra, no se deteriore con la entrada de la nueva carga.
- Que no se vea afectada la calidad y continuidad del servicio de los usuarios asociados a la red a la cual se está migrando.
- La nueva carga no supere los lineamientos de cargabilidad estipulados por CENS en cada nivel de tensión.
- La regulación de tensión del circuito al cual se migra, no debe ser inferior a 0.9 p.u en nivel II y III, con la entrada de la nueva carga en operación de máxima demanda del sistema.
- Las pérdidas máximas de potencia del circuito al cual se migra, no debe ser inferior 1% en nivel II y III

6.3. Lineamientos técnicos

6.3.1. Capacidad operativa del sistema

De acuerdo con los lineamientos de cargabilidad de CENS, para la operación normal y en contingencia de los circuitos alimentadores de la red de distribución y transmisión de energía, se tiene lo siguiente:

Para 13.2 kV: Cargabilidad por circuito de 6.5 MVA. El elemento limitante corresponde a la capacidad térmica de los conductores subterráneos de los circuitos en la salida de la subestación. Circuitos en bancos de 12 ductos a 15 kV, en cable mono polar - calibre 350 MCM, Cobre, al 100% de aislamiento; de acuerdo los criterios de cargabilidad de las redes de media tensión de CENS.

En el municipio de Cúcuta: La red está configurada para que un circuito vecino pueda asumir el 100% de la carga de otro circuito. En este nivel de tensión, la cargabilidad por circuito en operación normal es de 5 MVA y una capacidad adicional de respaldo de 5 MVA, para un total de 10MVA.

Para 34.5 kV: Cargabilidad por circuito de 10 MVA.

En el municipio de Cúcuta: la red está configurada en anillo por 3 circuitos de 34.5 kV desde las subestaciones San Mateo, Belén, e Ínsula para que dos circuitos puedan asumir el 100% de la carga de otro circuito en contingencia. Por eso en operación normal se puede cargar hasta 10 MVA y en contingencia otros 10 MVA, para un total de 20 MVA.

7. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA RED

En este capítulo se presenta una descripción genérica de las condiciones técnicas de las redes de los Sistemas de Distribución Local, Sistemas de Transmisión Regional y activos de conexión al Sistema Transmisión Nacional operados por CENS S.A. E.S.P., incluyendo aspectos como calidad del servicio y cálculos de corrientes de cortocircuito a través de un análisis de estado estacionario en condiciones normales de operación del sistema eléctrico de la empresa.

7.1. REGULACIÓN DE TENSIÓN

De acuerdo con la Resolución CREG 024 de 2005 y la NTC 1340, en condiciones normales de suministro, el operador de red debe garantizar una regulación de tensión de +/-10% en los NT I, II y III; y de +5/-10% en el NT IV.

Para efectos de este estudio y como guía práctica para el usuario se tiene lo siguiente:

- Usar caída de tensión máxima del 5% para operación normal y del 10% para contingencias sobre el voltaje nominal del sistema, tratando de simular unas condiciones ideales de operación.

Con estos valores limitantes en la regulación, se realizan simulaciones en el software SPARD variando la demanda del usuario y teniendo en cuenta los calibres de conductores usados en la red de CENS; de esta forma se logra determinar las distancias máximas permitidas para atender la solicitud de:

- Operación normal: demanda del circuito de 6.5 MVA en 13.2 kV y 10 MVA en 34.5 kV
- Para contingencia: demanda del circuito de 8.7 MVA en 13.2 kV y 20 MVA en 34.5kV.

Los resultados obtenidos se presentan en las Gráfica 1 a la Gráfica 6.

TENSIÓN (KV)	REGULACIÓN ($\pm 5\%$)	
	LIMITE SUPERIOR (KV)	LIMITE INFERIOR (KV)
230	241.5	218.5
115	120.75	109.25
34,5	36.22	32.77
13,2	13.86	12.54

Tabla 1 Límites de tensión en barras aplicando porcentaje de la regulación para efectos del estudio.

7.1.1. REGULACIÓN DE TENSIÓN EN 13.2 kV

❖ Circuito en operación normal - Demanda del circuito 6.5 MVA – Regulación del 5%.

CARGA (MVA)	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5
VOLTAJE (kV)	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
LONGITUD 5%(km) 266,8	38,16	25,44	19,08	15,26	12,72	10,90	9,54	8,48	7,63	6,94	6,36	5,87
LONGITUD 5%(km) 4/0	32,68	21,79	16,34	13,07	10,89	9,34	8,17	7,26	6,54	5,94	5,45	5,03
LONGITUD 5%(km) 2/0	20,95	13,97	10,48	8,38	6,98	5,99	5,24	4,66	4,19	3,81	3,49	3,22
LONGITUD 5%(km) 1/0	16,72	11,15	8,36	6,69	5,57	4,78	4,18	3,72	3,34	3,04	2,79	2,57

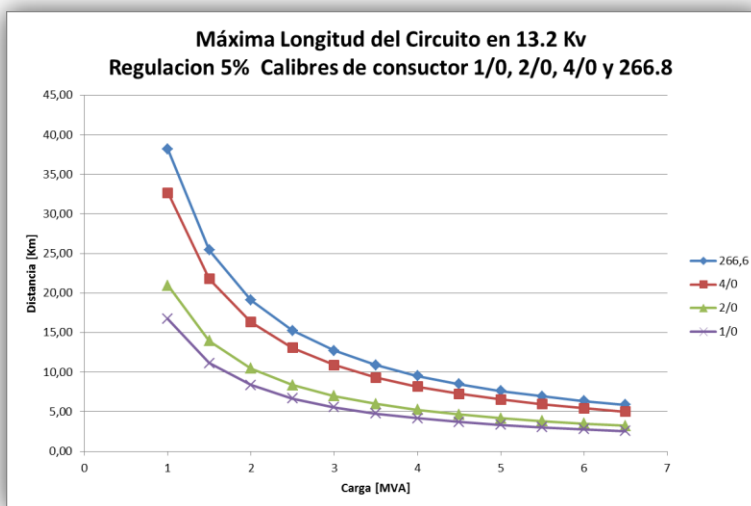


Figura 1 Longitud máxima para atender un cliente en operación normal 13.2 kV con una regulación de 5% con varios tipos de conductor.

❖ Circuito en operación normal - Demanda del circuito 8.7 MVA – Regulación del 10%.

CARGA (MVA)	1	1,7	2,4	3,1	3,8	4,5	5,2	5,9	6,6	7,3	8	8,7
VOLTAJE (Kv)	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
LONGITUD 10%(Km) 266,6	76,32	44,89	31,80	24,62	20,08	16,96	14,68	12,94	11,56	10,45	9,54	8,77
LONGITUD 10%(Km) 4/0	65,36	38,44	27,23	21,08	17,20	14,52	12,57	11,08	9,90	8,95	8,17	7,51
LONGITUD 10%(Km) 2/0	41,90	24,65	17,46	13,52	11,03	9,31	8,06	7,10	6,35	5,74	5,24	4,82
LONGITUD 10%(Km) 1/0	33,44	19,67	13,93	10,79	8,80	7,43	6,43	5,67	5,07	4,58	4,18	3,84

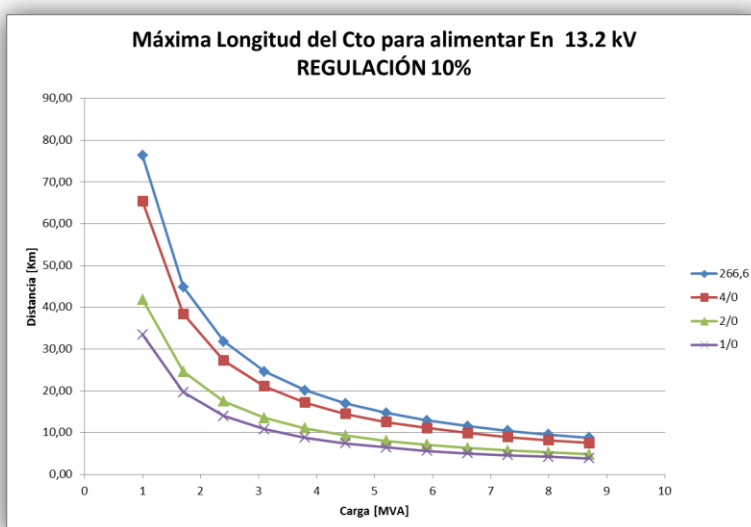


Figura 2 Longitud máxima para atender un cliente en contingencia 13.2 kV con una regulación de 10 % con varios tipos de conductor.

7.1.2. REGULACIÓN DE TENSIÓN EN 34.5 Kv

❖ Circuito en operación normal - Demanda del circuito 10 MVA – Regulación del 5%.

CARGA (MVA)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VOLTAJE (kv)	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
LONGITUD 5%(km) 266,6	260,68	130,34	86,892	65,169	52,135	43,446	37,24	32,585	28,964	26,068
LONGITUD 5%(km) 4/0	223,23	111,61	74,409	55,807	44,646	37,205	31,89	27,903	24,803	22,323
LONGITUD 5%(km) 2/0	143,13	71,564	47,709	35,782	28,626	23,855	20,447	17,891	15,903	14,313
LONGITUD 5%(km) 1/0	114,23	57,114	38,076	28,557	22,845	19,038	16,318	14,278	12,692	11,423

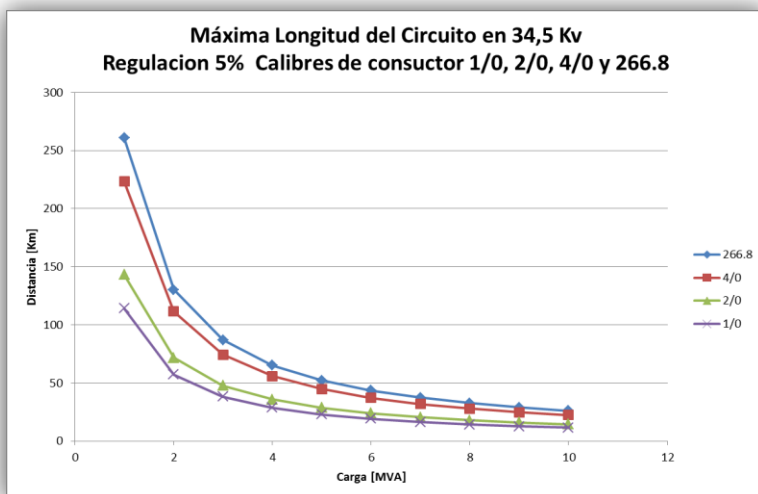


Figura 3 Longitud máxima para atender un cliente en operación normal 34.5 kV con una regulación de 5% con varios tipos de conductor.

❖ Circuito en operación normal - Demanda del circuito 20 MVA – Regulación del 10%.

CARGA (MVA)	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
VOLTAJE (Kv)	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
LONGITUD 10%(Km) 266,6	521,4	260,7	130,3	86,89	65,17	52,14	43,45	37,24	32,58	28,96	26,07
LONGITUD 10%(Km) 4/0	446,5	223,2	111,6	74,41	55,81	44,65	37,2	31,89	27,9	24,8	22,32
LONGITUD 10%(Km) 2/0	286,3	143,1	71,56	47,71	35,78	28,63	23,85	20,45	17,89	15,9	14,31
LONGITUD 10%(Km) 1/0	228,5	114,2	57,11	38,08	28,56	22,85	19,04	16,32	14,28	12,69	11,42

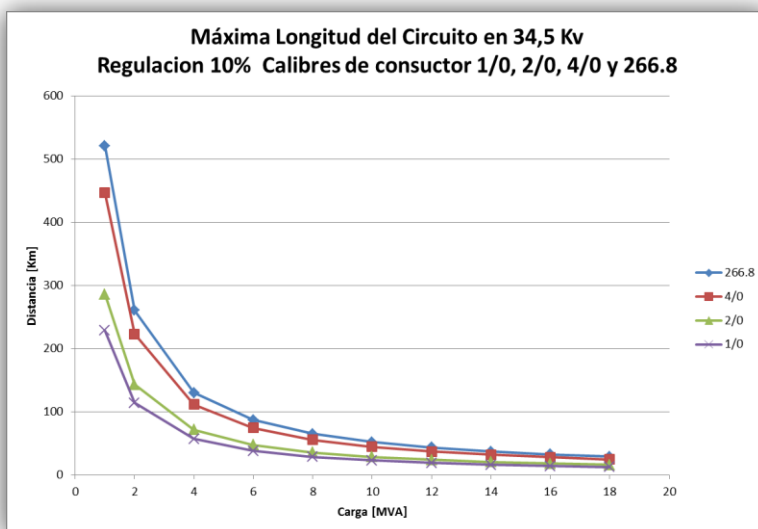


Figura 4 Longitud máxima para atender un cliente en contingencia 34.5 kV con una regulación de 10% con varios tipos de conductor.

La información presentada en este estudio indica los porcentajes de regulación de tensión necesarios para justificar una migración a otro nivel de tensión, así como verificar la viabilidad en migración al nivel de tensión que se quiere llegar.

Los resultados obtenidos de las simulaciones se presentan como un referente para la solicitud de MUNTS, en ningún caso servirán como insumo para la justificación de una solicitud en particular.

7.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS

En las figuras 5 y figura 6, se observa la caracterización de las pérdidas que se presentan en las redes típicas del sistema de CENS.

❖ Porcentaje de pérdidas en conductores a 13.2kV



CARGA (MVA)	0	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5
VOLTAJE (Kv)	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
%PP 1/0	0,00	0,34	0,51	0,68	0,85	1,02	1,19	1,36	1,53	1,70	1,87	2,04	2,21
%PP 2/0	0,00	0,27	0,41	0,54	0,68	0,81	0,95	1,08	1,22	1,35	1,49	1,62	1,76
%PP 4/0	0,00	0,17	0,26	0,34	0,43	0,51	0,60	0,68	0,77	0,85	0,94	1,02	1,11
%PP 266,8	0,00	0,14	0,20	0,27	0,34	0,41	0,47	0,54	0,61	0,68	0,74	0,81	0,88

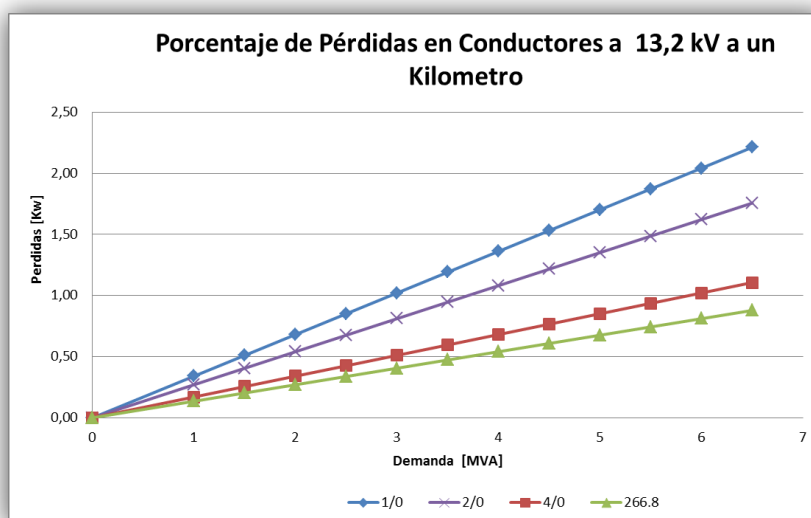


Figura 5 Porcentaje de pérdidas en conductores 1/0, 2/0, 4/0 y 266.8 para un nivel de tensión de 13.2 kV a un kilómetro.

❖ Porcentaje de pérdidas en conductores a 34.5kV

CARGA (MVA)	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	30
VOLTAJE (Kv)	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
%PP 1/0	0,00	0,12	0,25	0,37	0,50	0,62	0,75	0,87	1,00	1,12	1,25	1,37	1,50
%PP 2/0	0,00	0,10	0,20	0,30	0,40	0,49	0,59	0,69	0,79	0,89	0,99	1,09	1,19
%PP 4/0	0,00	0,06	0,12	0,19	0,25	0,31	0,37	0,44	0,50	0,56	0,62	0,69	0,75
%PP 266,8	0,00	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,49	0,54	0,59

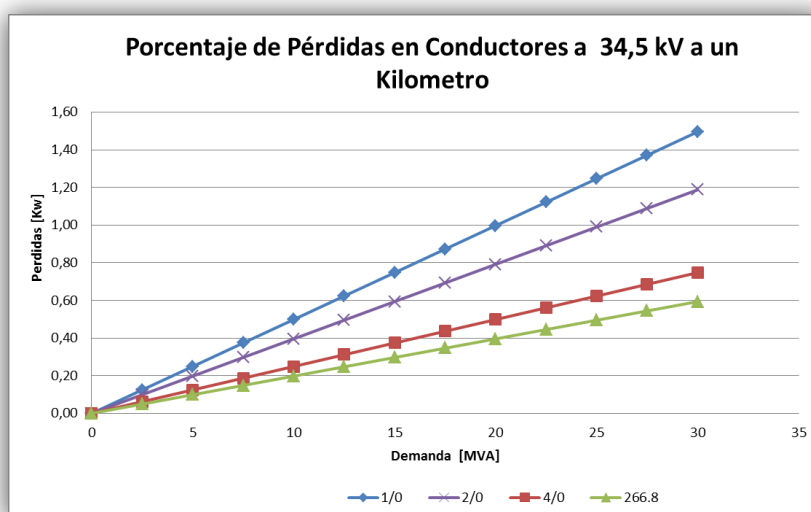


Figura 6 Porcentaje de pérdidas en conductores 1/0, 2/0, 4/0 y 266.8 para un nivel de tensión de 34.5 kV a un kilómetro.

Los resultados mostrados anteriormente se presentan como un referente, en caso de que el cliente considere los impactos en pérdidas en el estudio técnico requerido para la solicitud de MUNTS (opcional). En ningún caso servirán como insumo para la justificación de una solicitud en particular.

CENS podrá verificar, ante una solicitud de MUNTS, el impacto en pérdidas en su sistema por la conexión de la nueva carga.

7.3. TENSIÓN EN BARRAS DE 13,8 kV

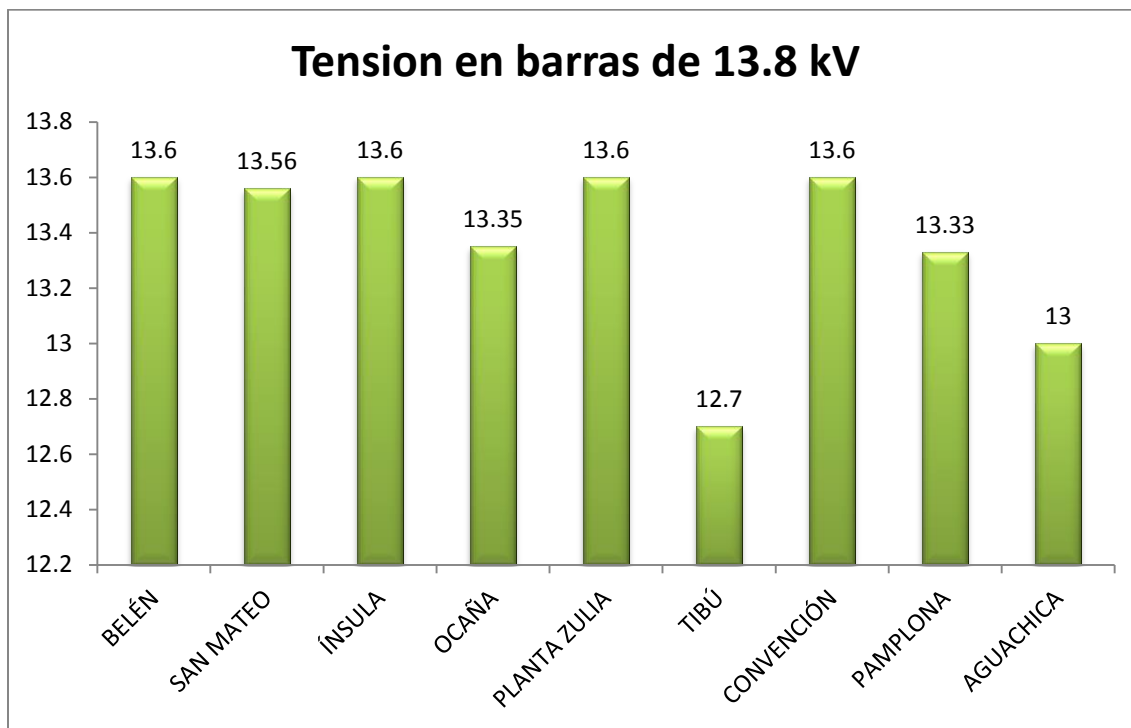


Figura 7 Tensión en barra de 13,8 kV.

Nivel de tensión II		
Subestación	Tensión en barra	Regulación p.u
BELÉN	13,9	1,007246377
SAN MATEO	13,66	0,989855072
ÍNSULA	13,66	0,989855072
OCAÑA	13,4	0,971014493
PLANTA ZULIA	13,39	0,970289855
TIBÚ	13,33	0,965942029
CONVENCION	13,56	0,982608696
PAMPLONA	13,48	0,976811594
AGUACHICA	12,92	0,936231884

Tabla 2 Regulación de tensión en barra de nivel II.

7.4. TENSIÓN EN BARRAS 34,5 kV

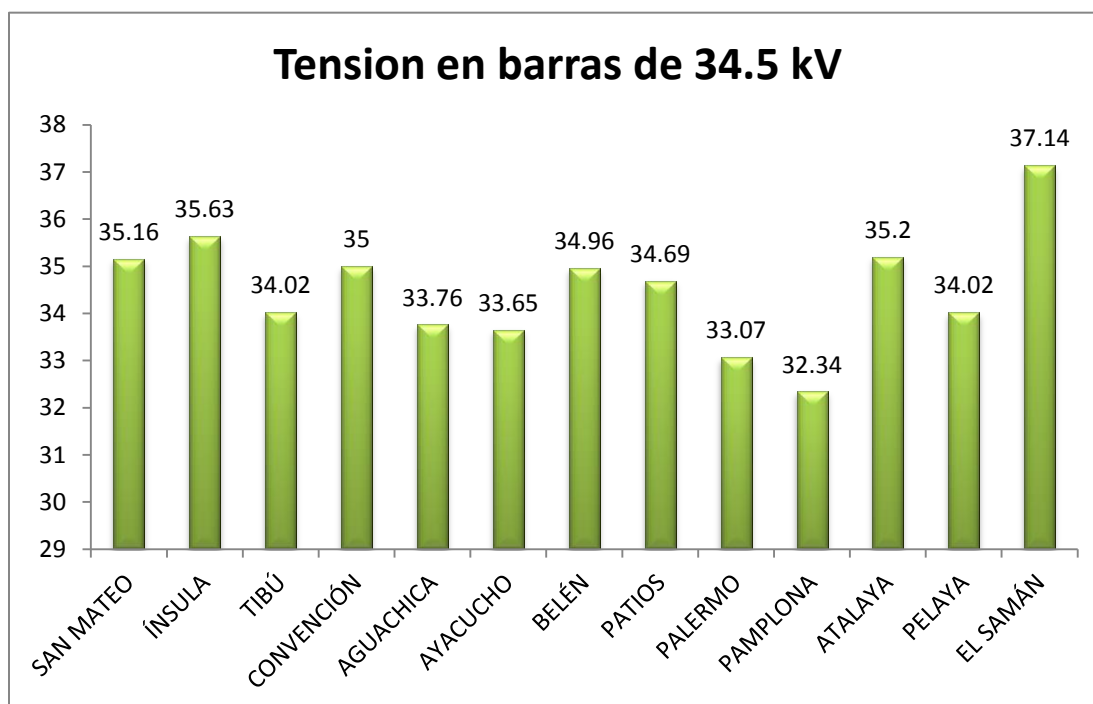


Figura 8 Tensión en barra de 34.5 kV.

Nivel de Tensión III		
Subestación	Tensión en barra	Regulación p.u
SAN MATEO	35,16	1,019130435
ÍNSULA	35,63	1,032753623
TIBÚ	34,02	0,986086957
CONVENCION	35	1,014492754
AGUACHICA	33,76	0,978550725
AYACUCHO	33,65	0,975362319
BELÉN	34,96	1,013333333
PATIOS	34,69	1,005507246
PALERMO	33,07	0,958550725
PAMPLONA	32,34	0,937391304
ATALAYA	35,2	1,020289855
PELAYA	34,02	0,986086957
EL SAMÁN	37,14	1,076521739

Tabla 3 Regulación de tensión en barra de nivel III.

7.5. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

El cálculo de las corrientes de cortocircuito del Sistema de Potencia de CENS S.A. E.S.P. se realizó mediante la aplicación del paquete computacional DigSilent , haciendo uso de su base de datos, la cual es actualizada permanentemente por el sistema SCADA.

En las siguientes gráficas y tablas se muestran las corrientes de cortocircuitos en barras producidas como resultado de fallas trifásicas, fallas monofásicas, falla fase-fase y fallas fase-fase-tierra.

7.5.1. FALLAS TRIFÁSICAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

7.5.1.1. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN BARRA DE CONEXIÓN AL STN

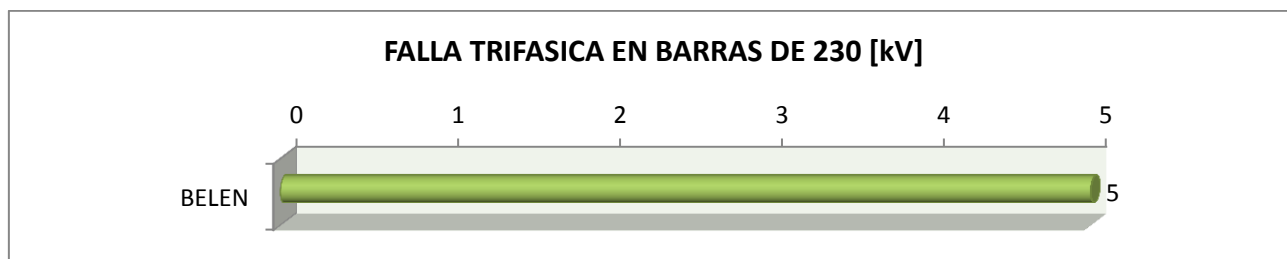


Figura 9 Corrientes de Cortocircuito [kA], en barra de 230 kV producida por una falla Trifásica.

7.5.1.2. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN BARRA DE CONEXIÓN AL STR

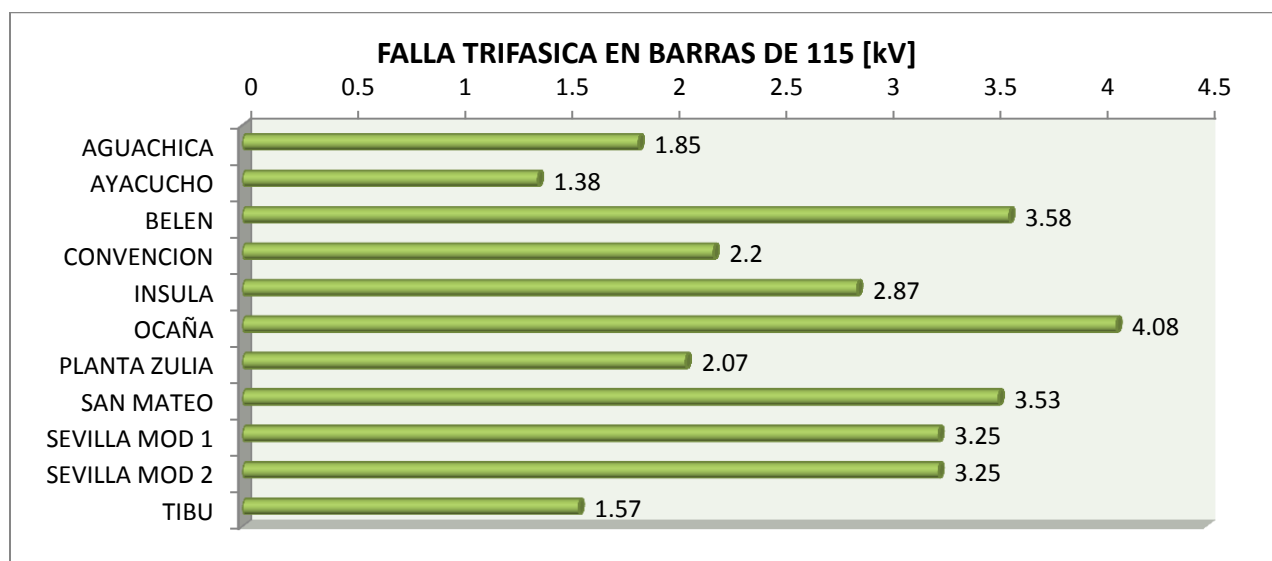


Figura 10 Corrientes de Cortocircuito [kA], en barra de 115 kV producida por una falla Trifásica.

7.5.1.3. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN BARRA DE CONEXIÓN AL SDL (34.5 kV)

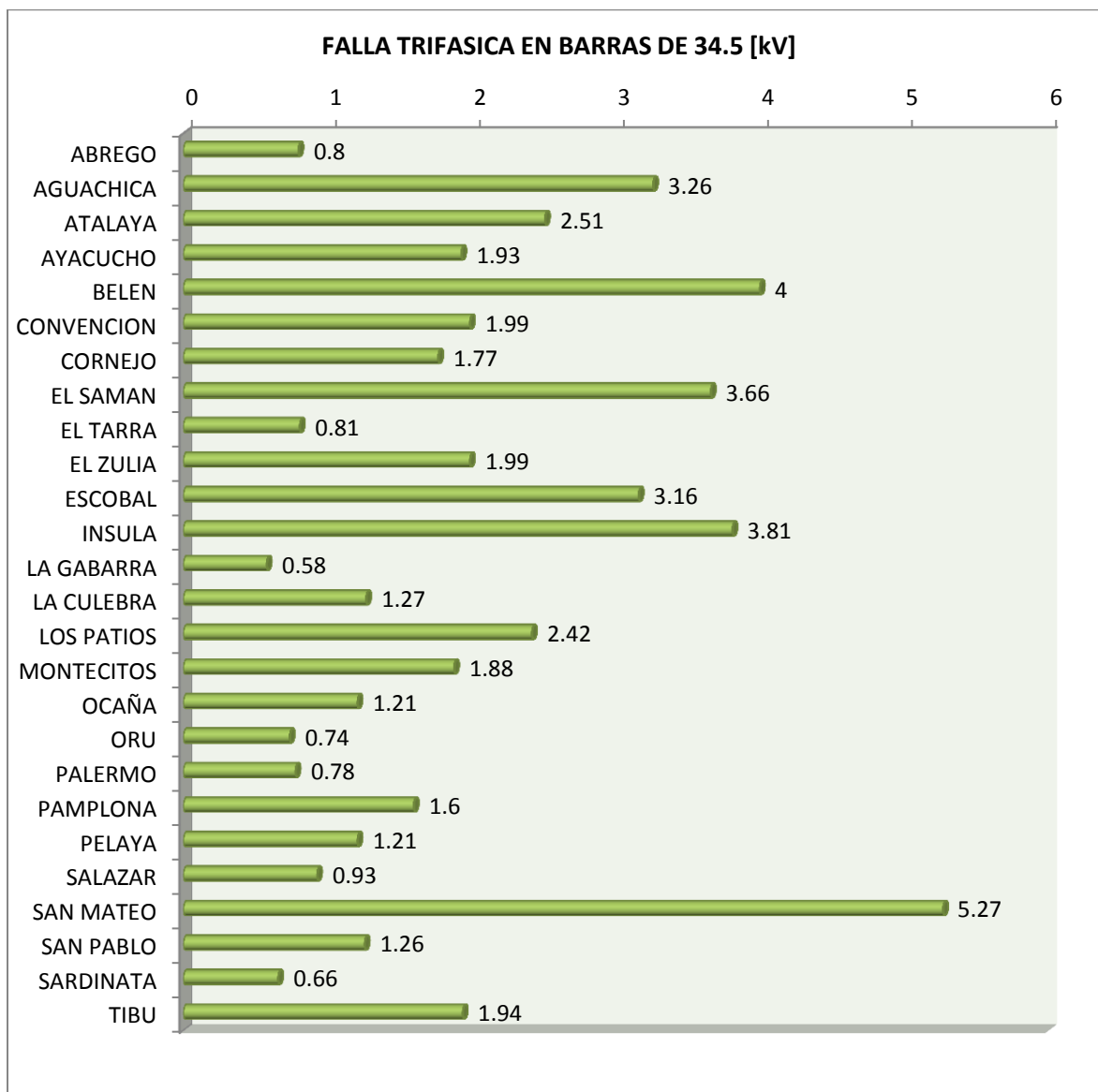


Figura 11 Corrientes de Cortocircuito [kA], en barra de 34.5 kV producida por una falla Trifásica.

7.5.1.4. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN BARRA DE CONEXIÓN AL SDL (13.8 kV)

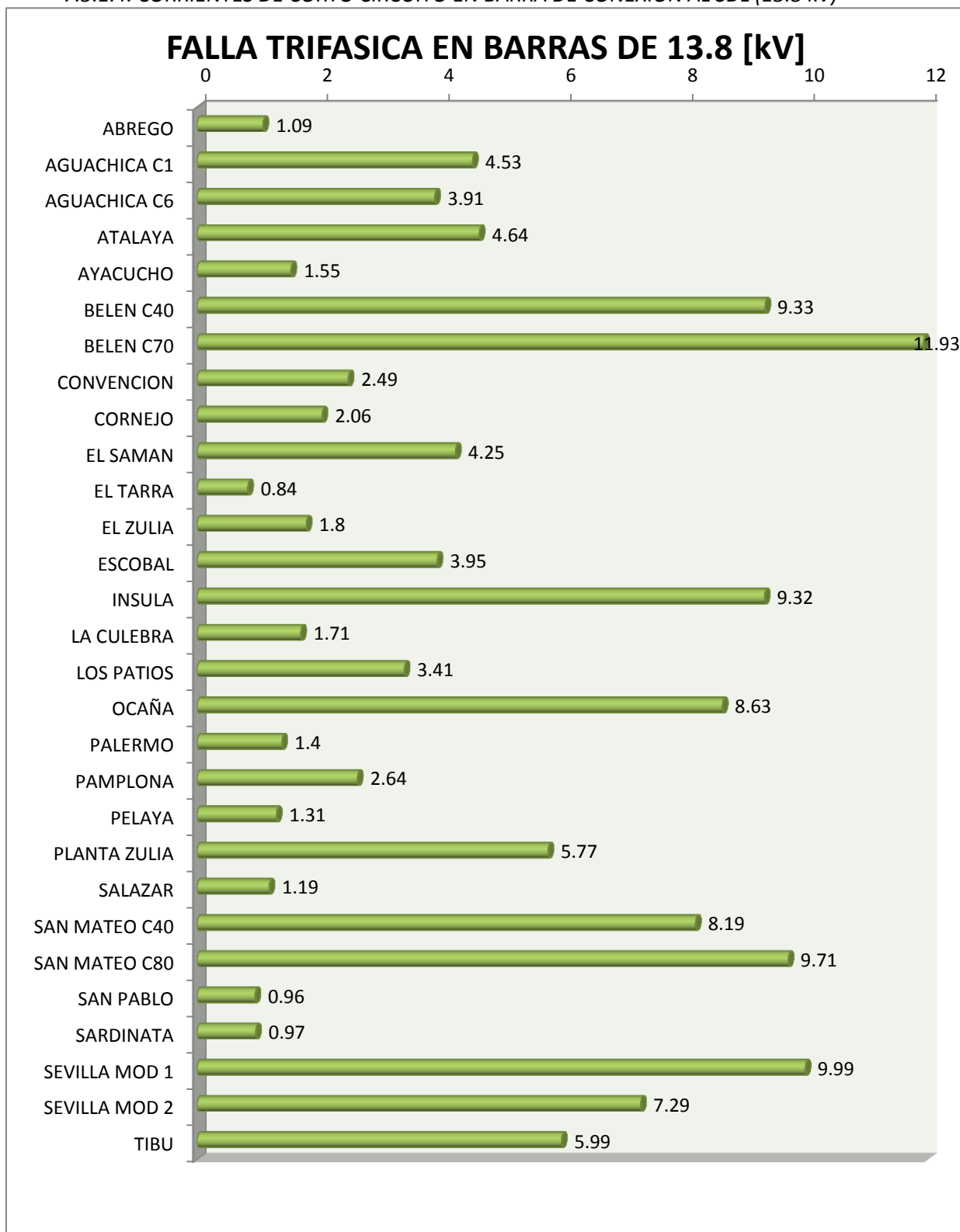


Figura 12 Corrientes de Cortocircuito en barra de 13.8 kV producida por una falla Trifásica.

7.5.2. FALLAS FASE-TIERRA EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

7.5.2.1. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN BARRA DE CONEXIÓN AL STN

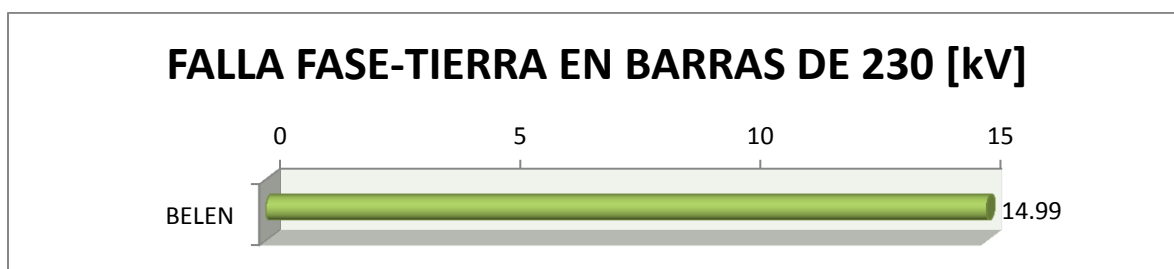


Figura 13 Corriente de Cortocircuito [kA], en barra de 230 kV producida por una falla FASE-TIERRA.

7.5.2.2. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN BARRA DE CONEXIÓN AL STR

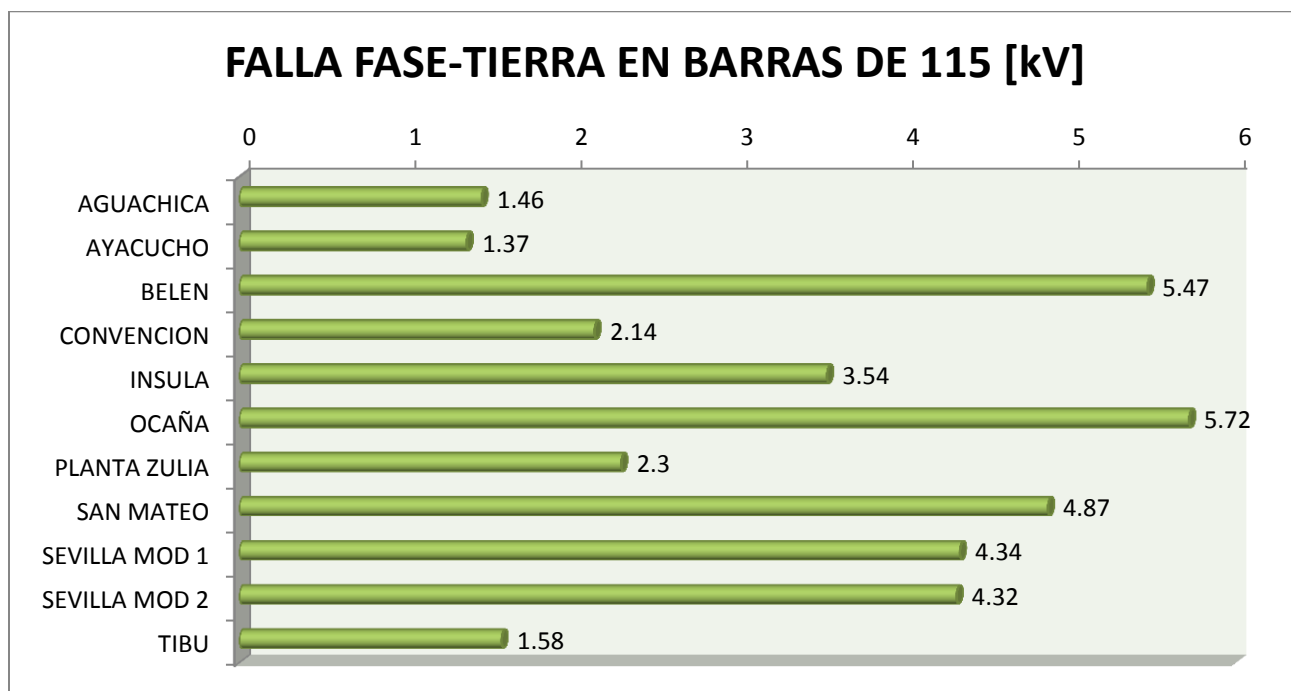


Figura 14 Corriente de Cortocircuito [kA], en barra de 115 kV producida por una falla FASE-TIERRA.

7.5.2.3. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN BARRA DE CONEXIÓN AL SDL (34.5 KV)

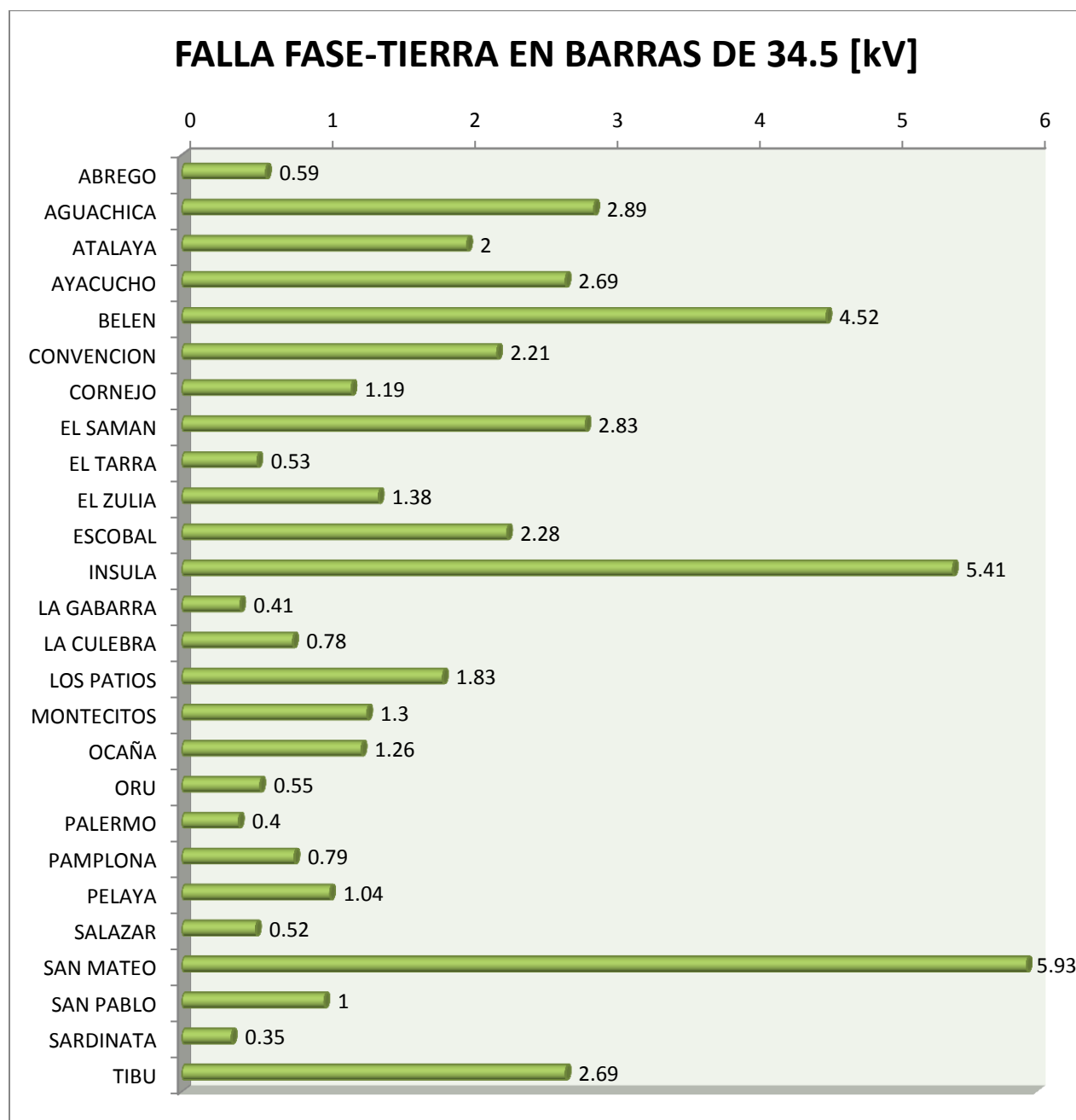


Figura 15 Corriente de Cortocircuito en barra de 34.5 kV producida por una falla FASE-TIERRA.

7.5.2.4. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN BARRA DE CONEXIÓN AL SDL (13,8 kV)

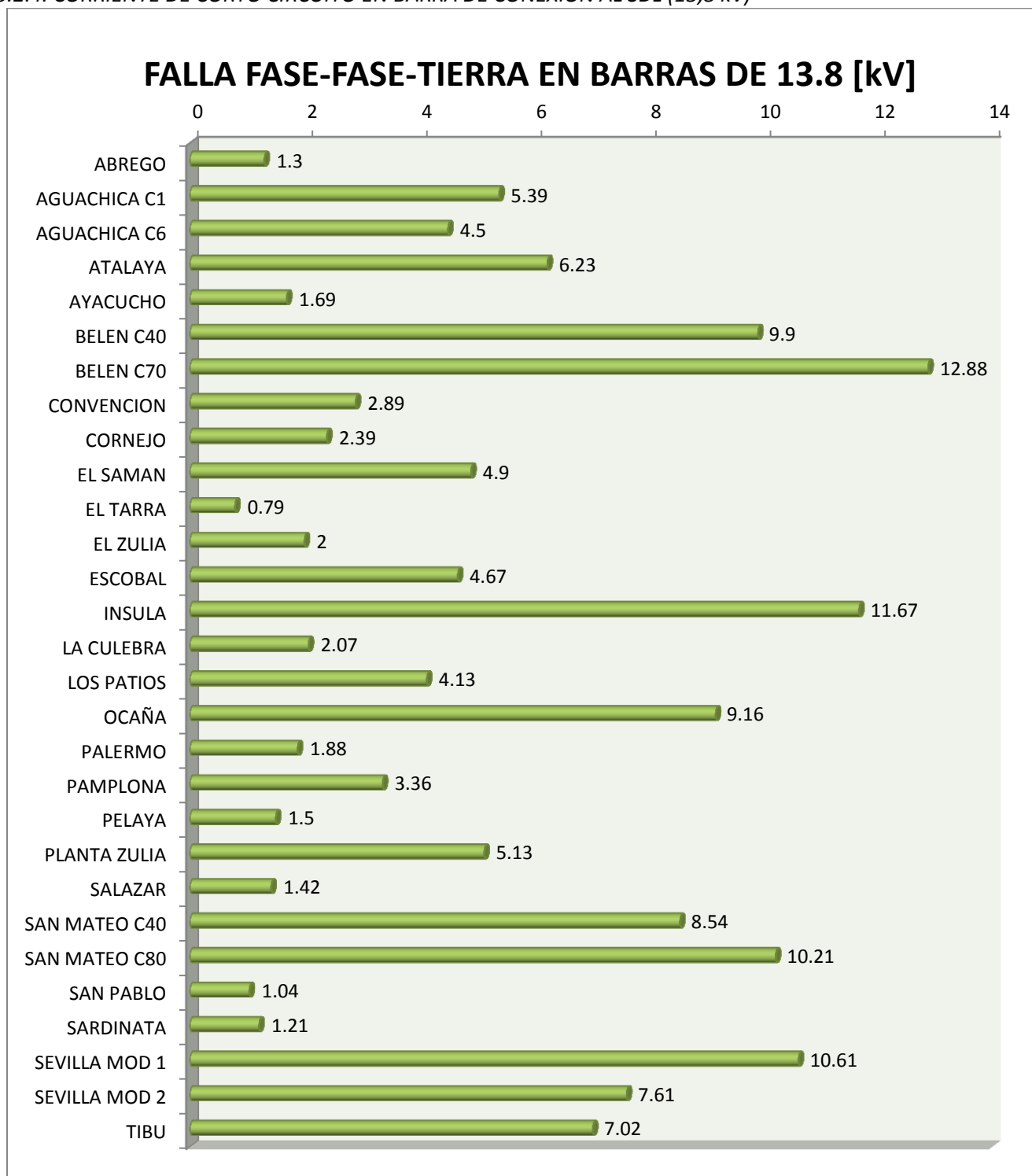
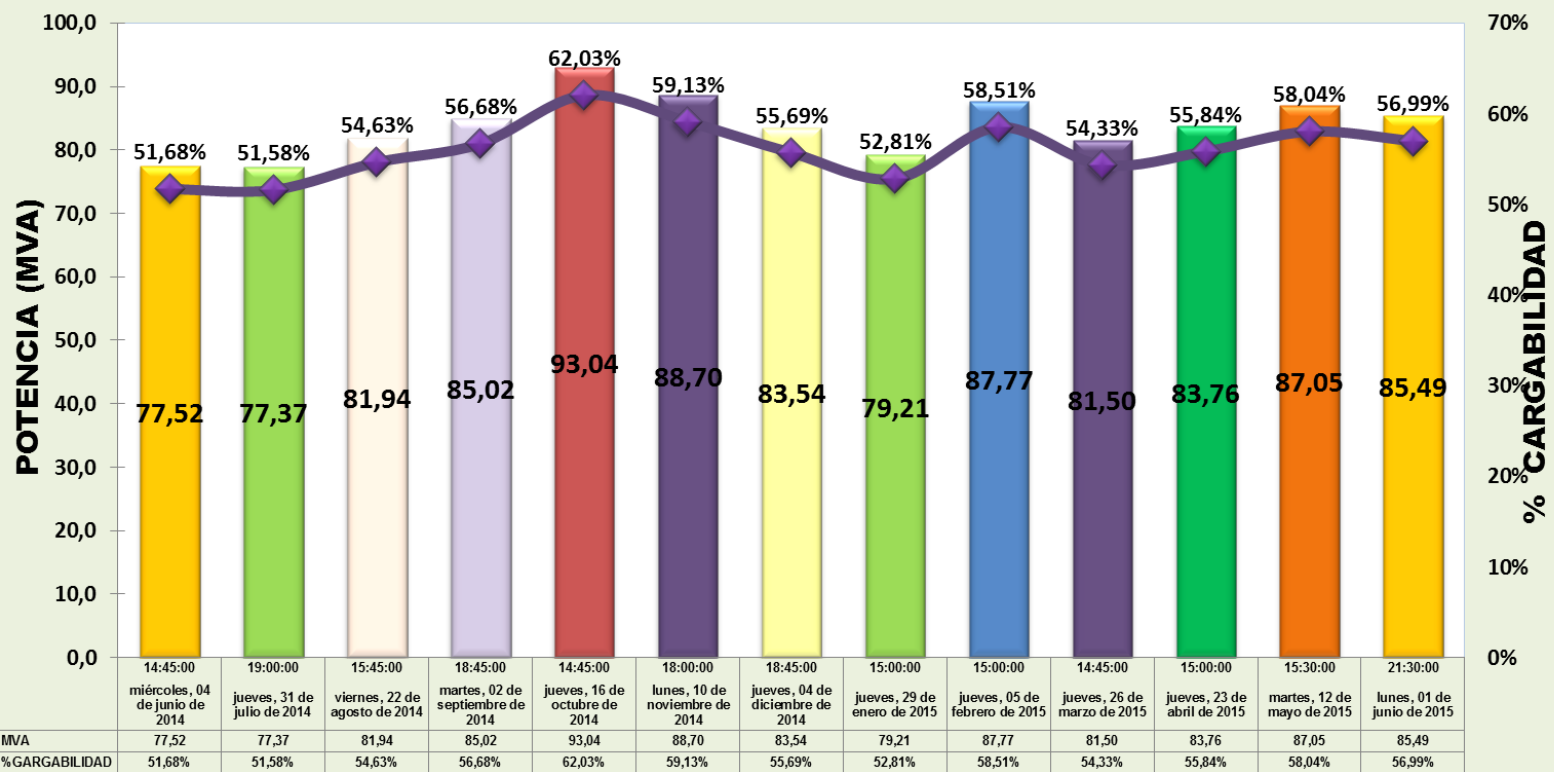


Figura 16 Corriente de Cortocircuito [kA], en barra de 13.8 KV producida por una falla FASE-FASE-TIERRA

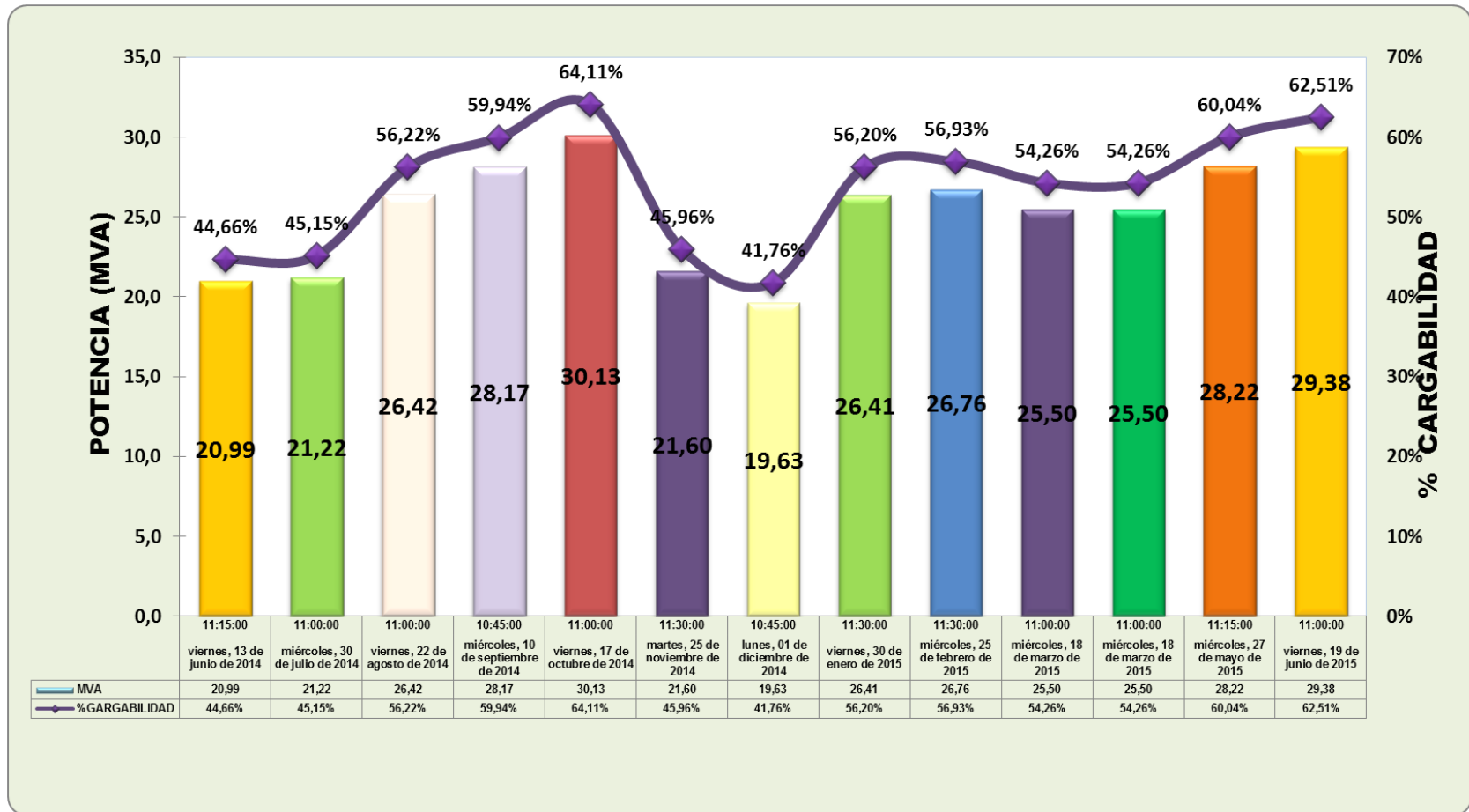
7.6. Cargabilidad en los transformadores de CENS

7.6.1. Subestación Belén

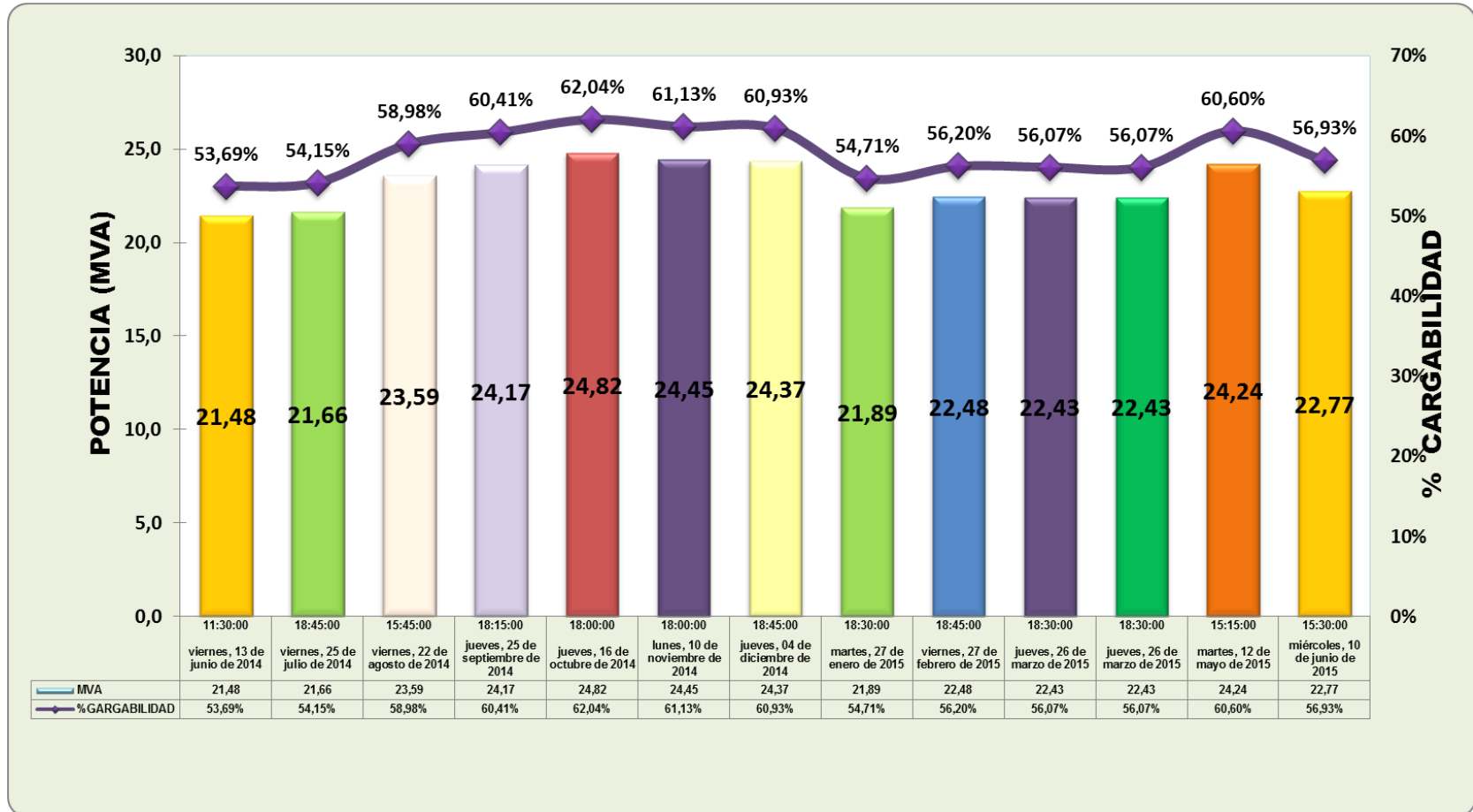
7.6.1.1. Autotrafo #1 150MVA 230/115/13.8 kV



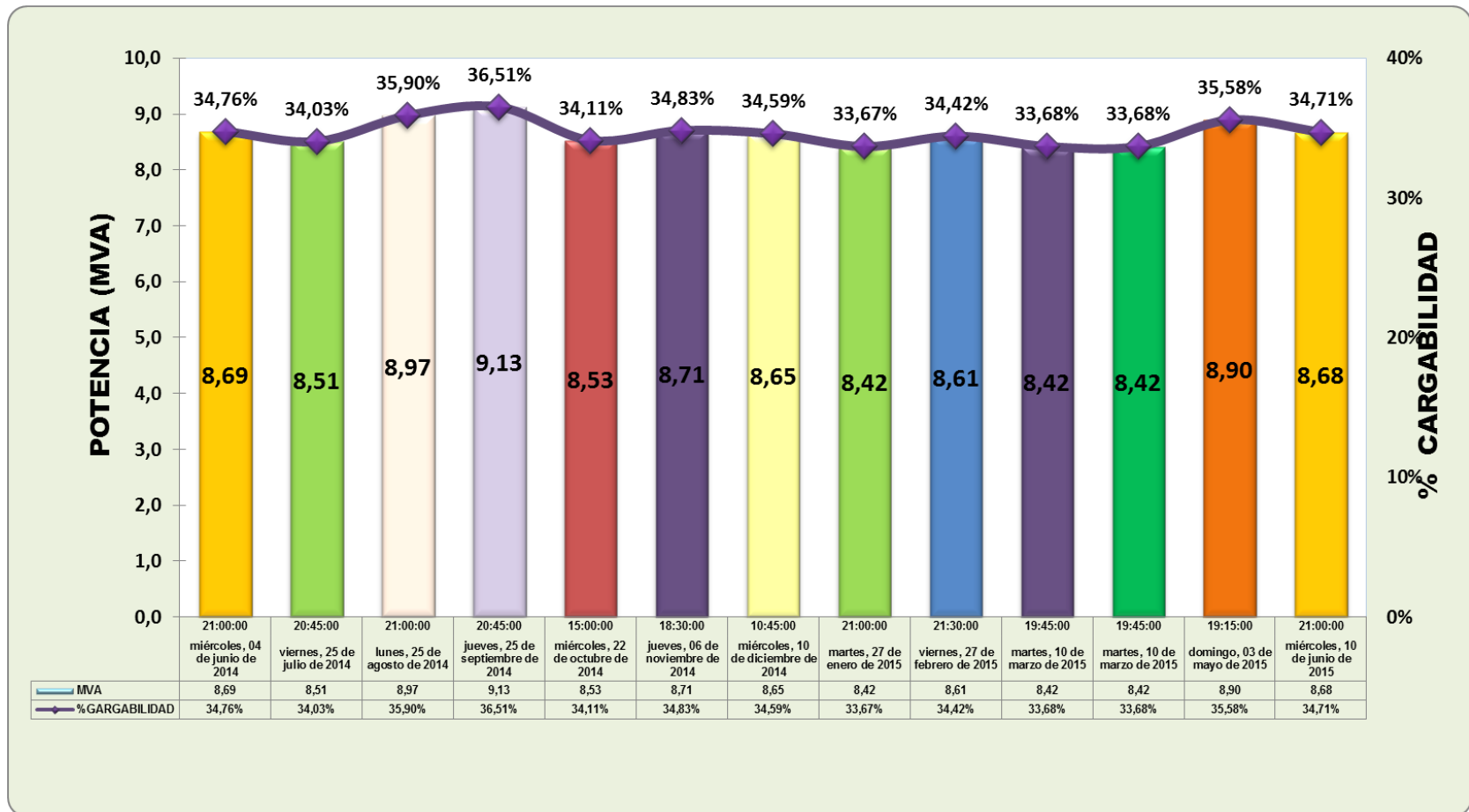
7.6.1.2. Trafo #6 30/40/47MVA 115/34.5 kV M1



7.6.1.3. Trafo #5 30/40 MVA 115/13.8 kV M2

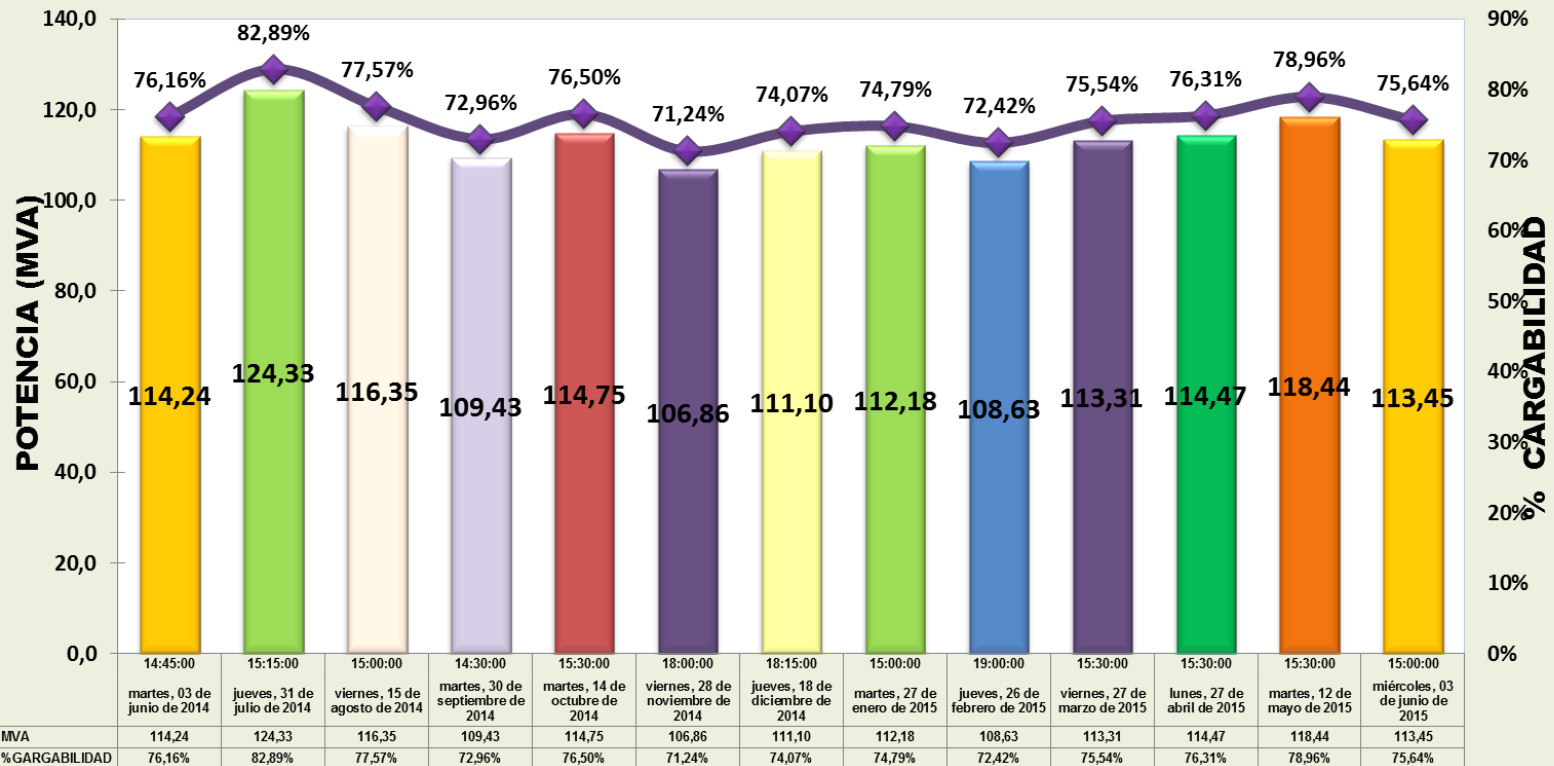


7.6.1.4. Trafo #4 20/25 MVA 115/13.8 kV M3

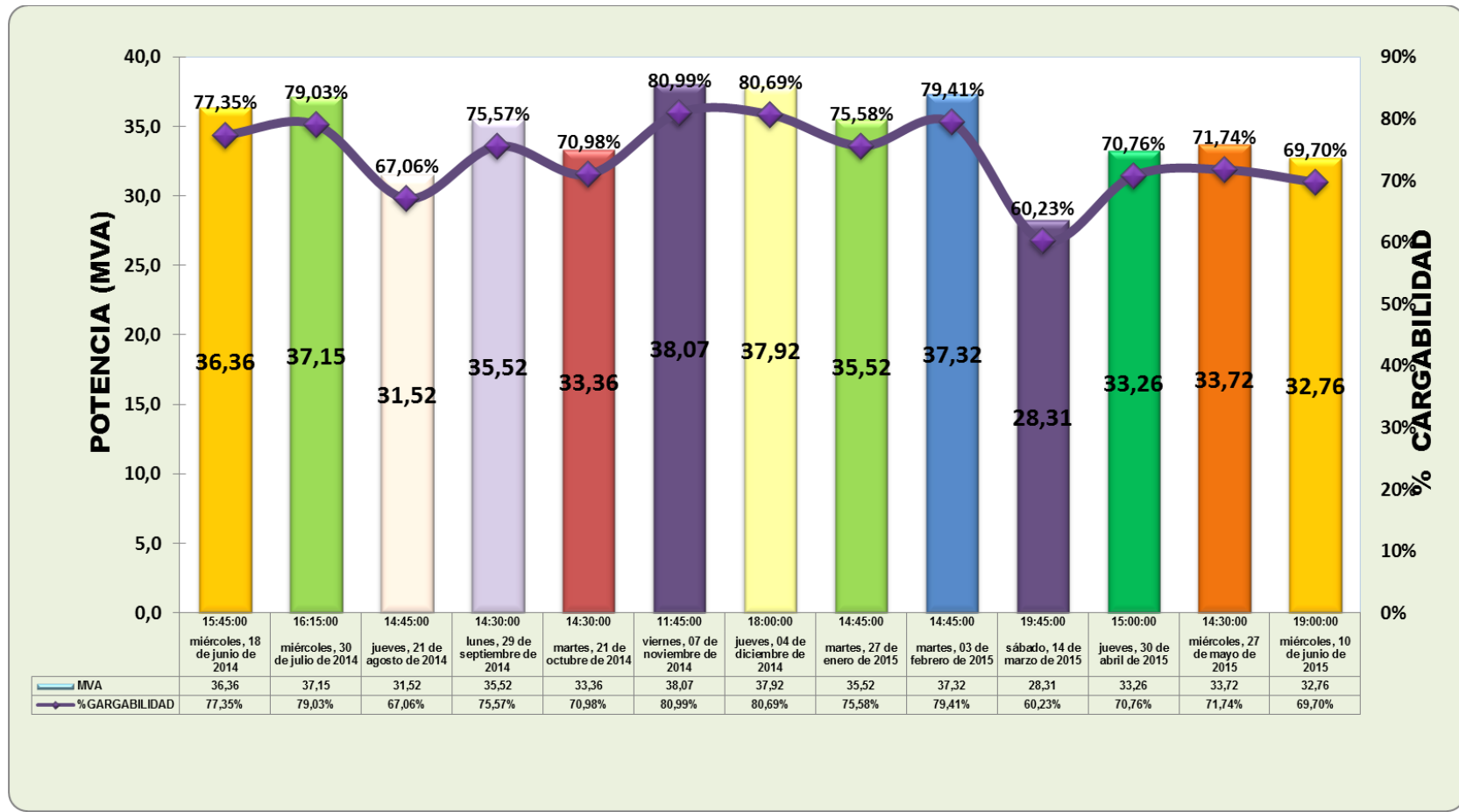


7.6.2. Subestación San Mateo

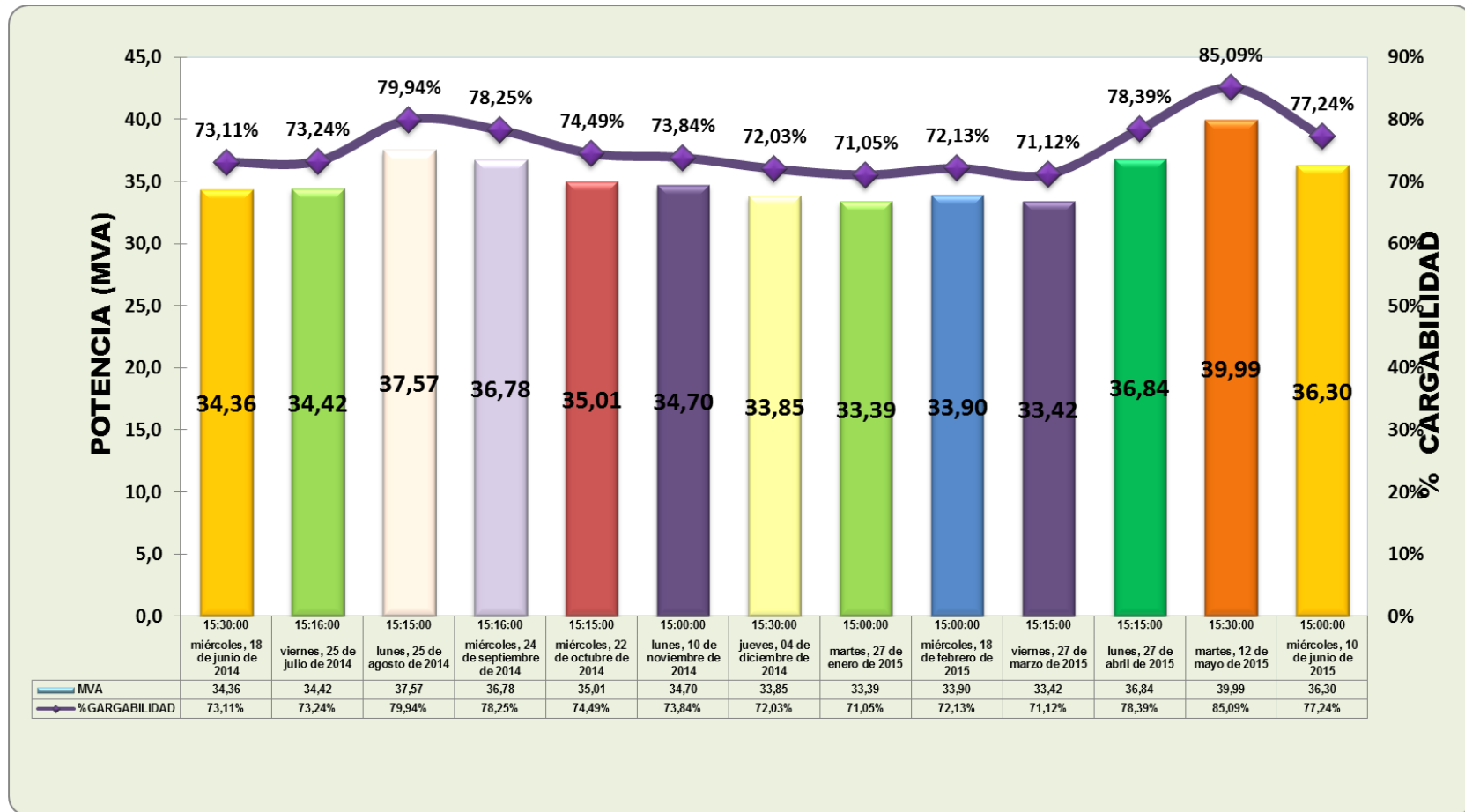
7.6.2.1. Autotrafo 150MVA 230/115/13.8 kV



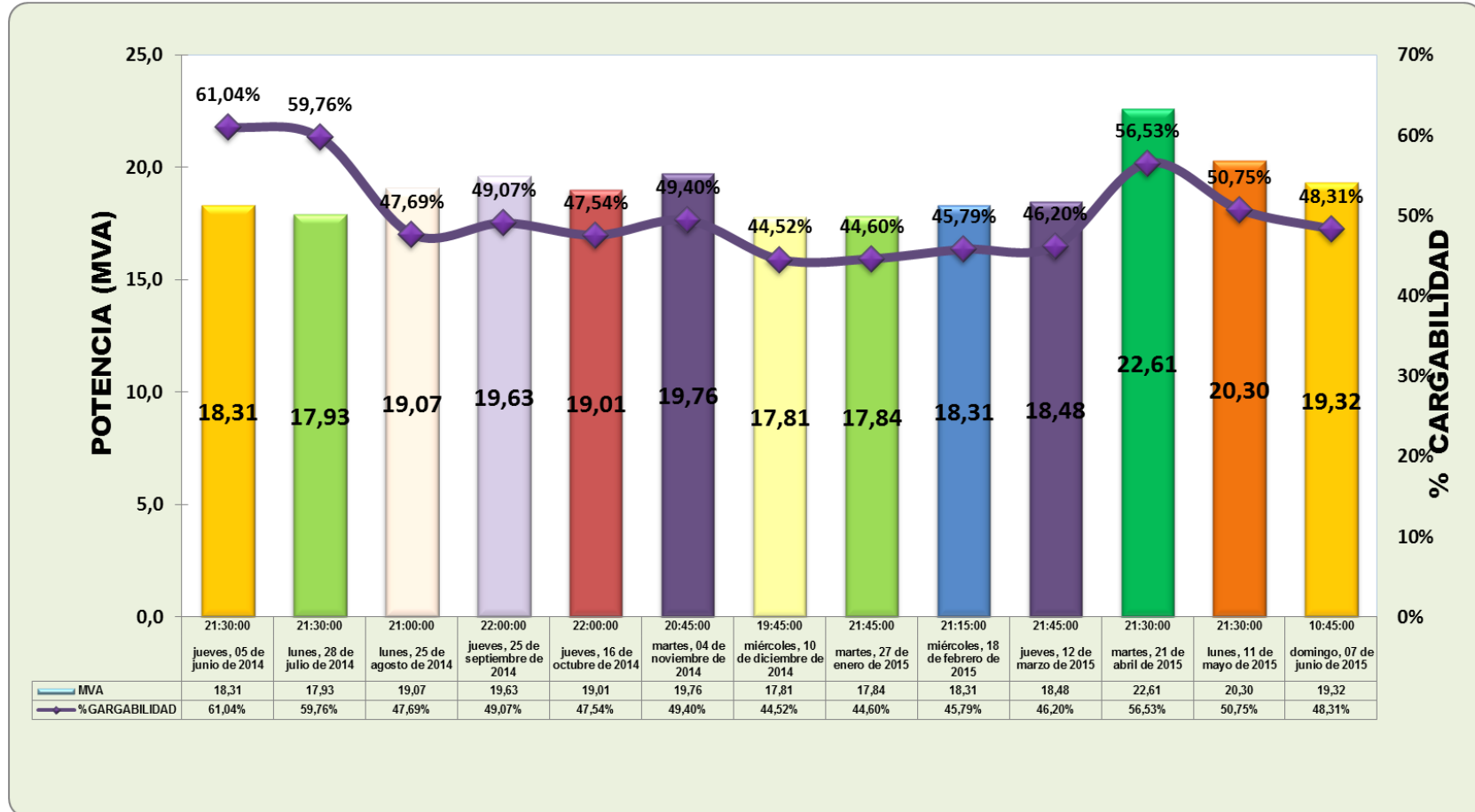
7.6.2.2. Trafo #7 30/40/47 MVA 115/34.5 kV



7.6.2.3. Trafo #7 30/40/47 MVA 115/34.5 kV M2Y3

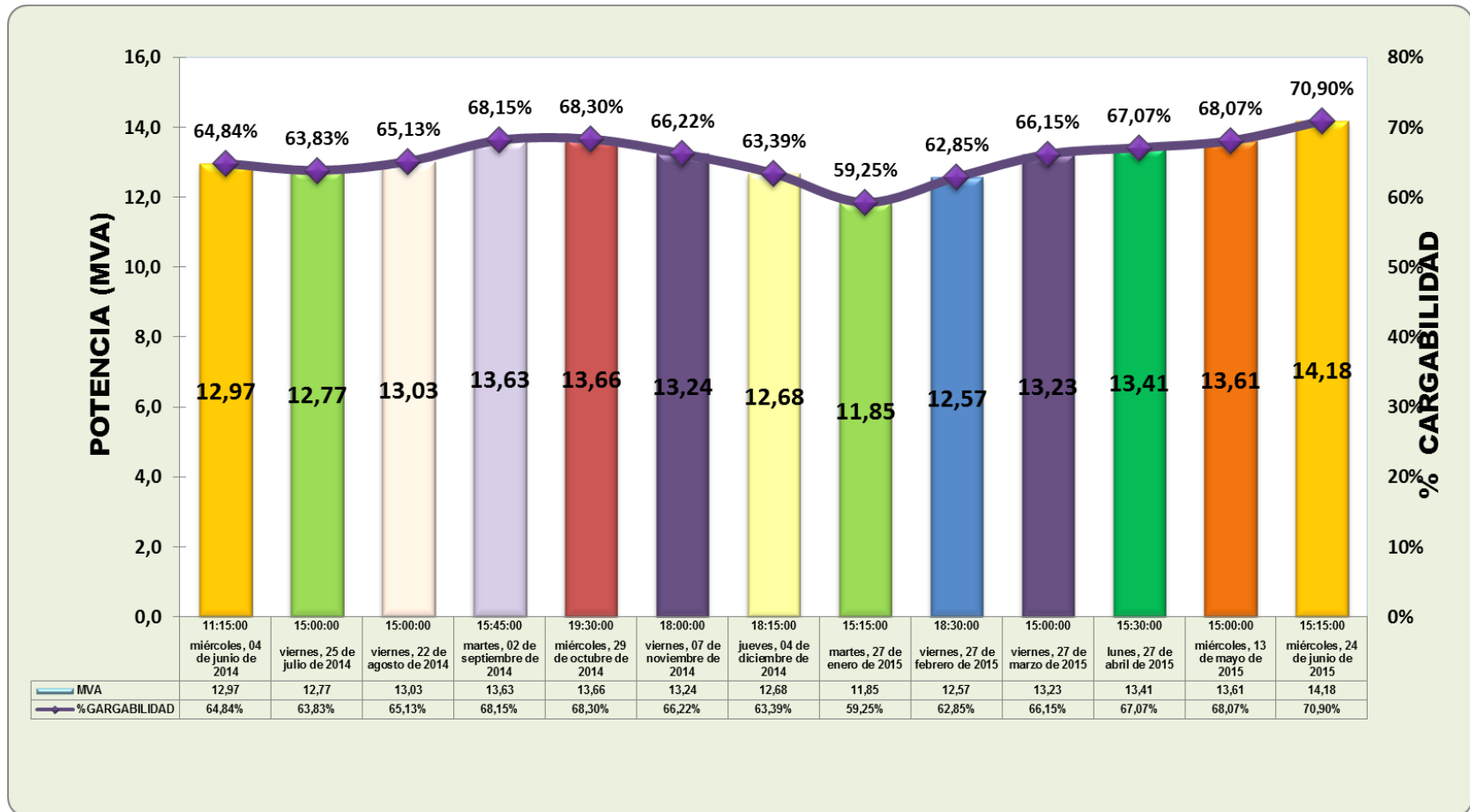


7.6.2.4. Trafo #9 30/40/ MVA 115/13.8 kV M1

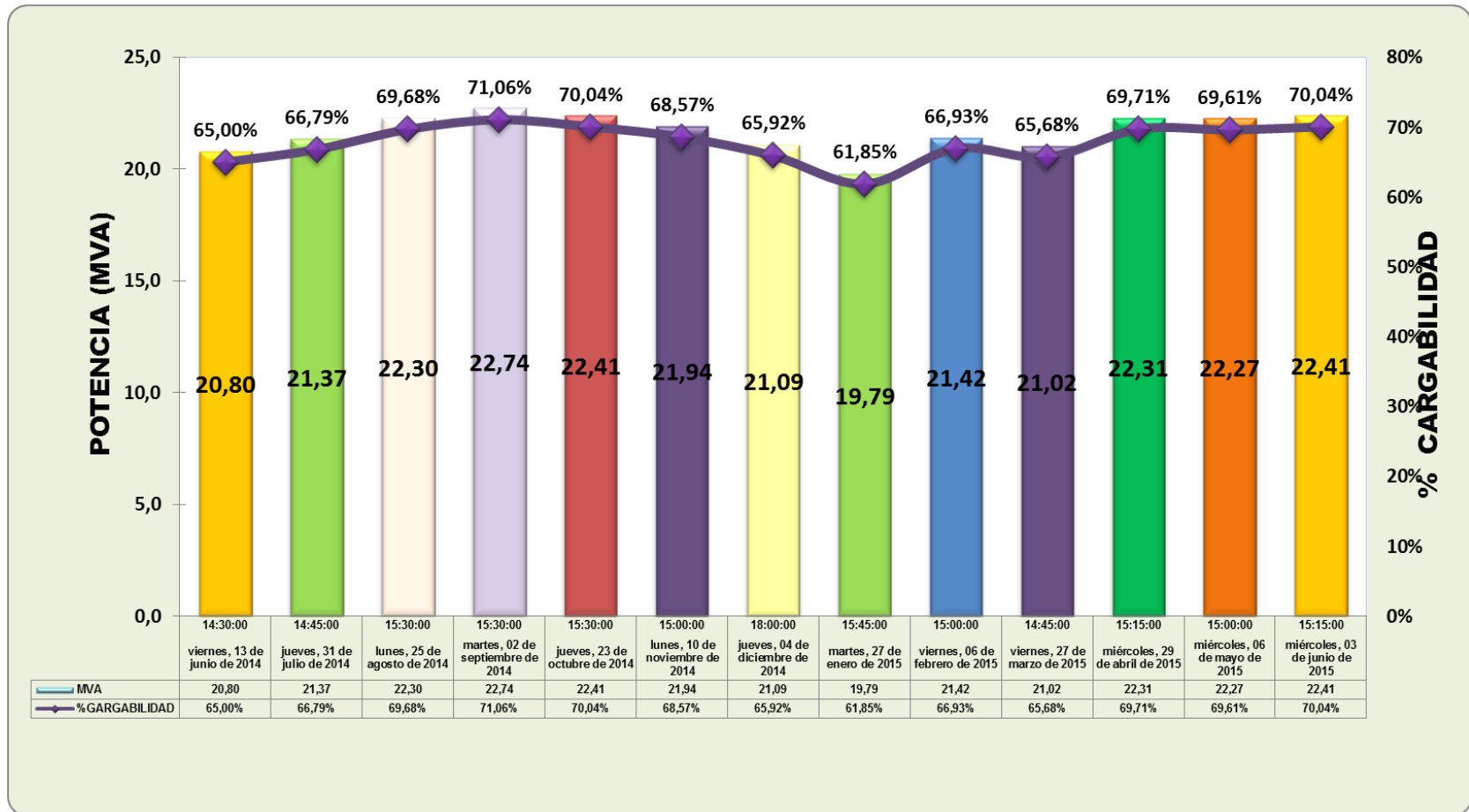


7.6.3. Subestación Sevilla

7.6.3.1. Trafo #12 17/20MVA 115/13.8 kV M2

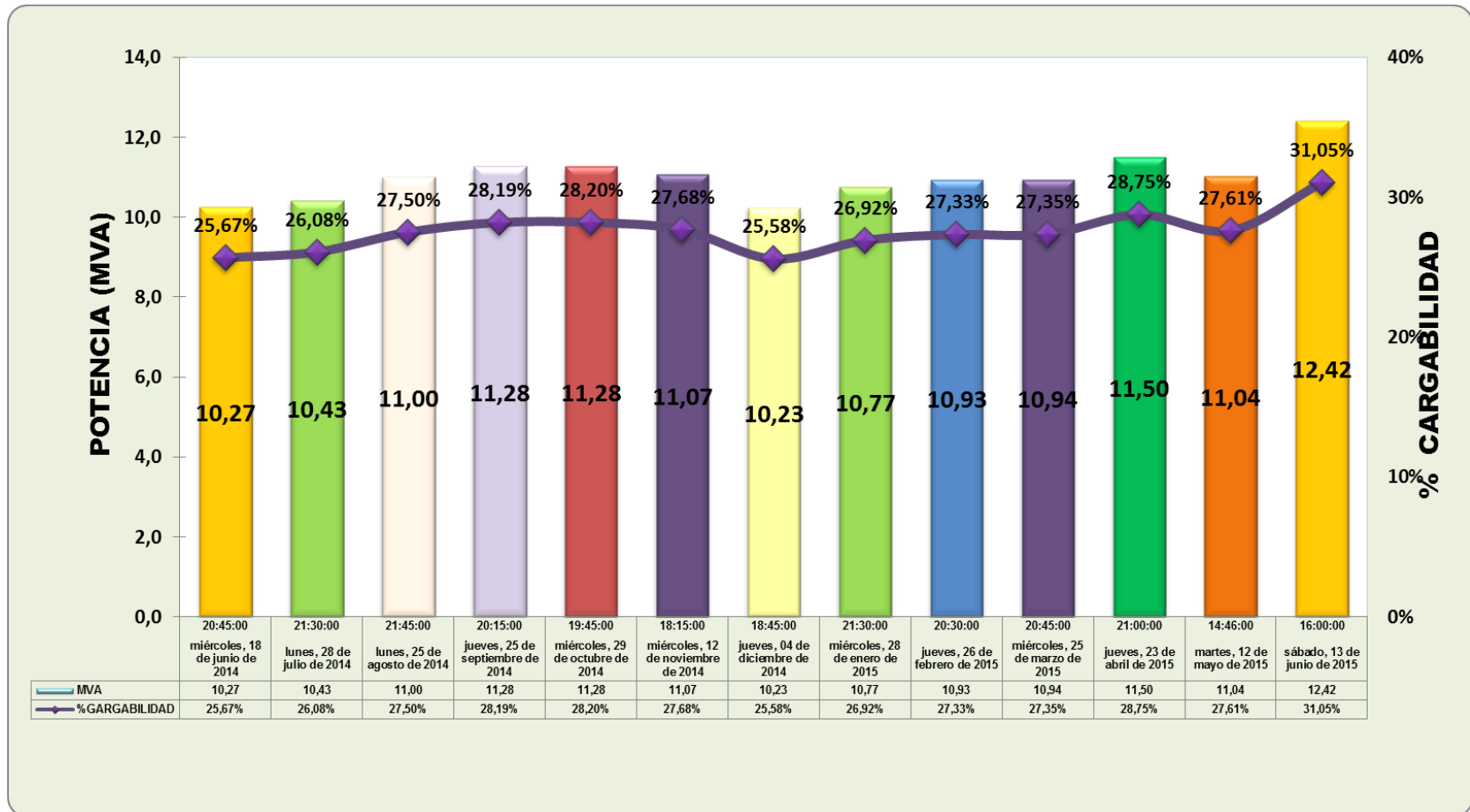


7.6.3.2. Trafo #68 25/32MVA 115/13.8 kV M1

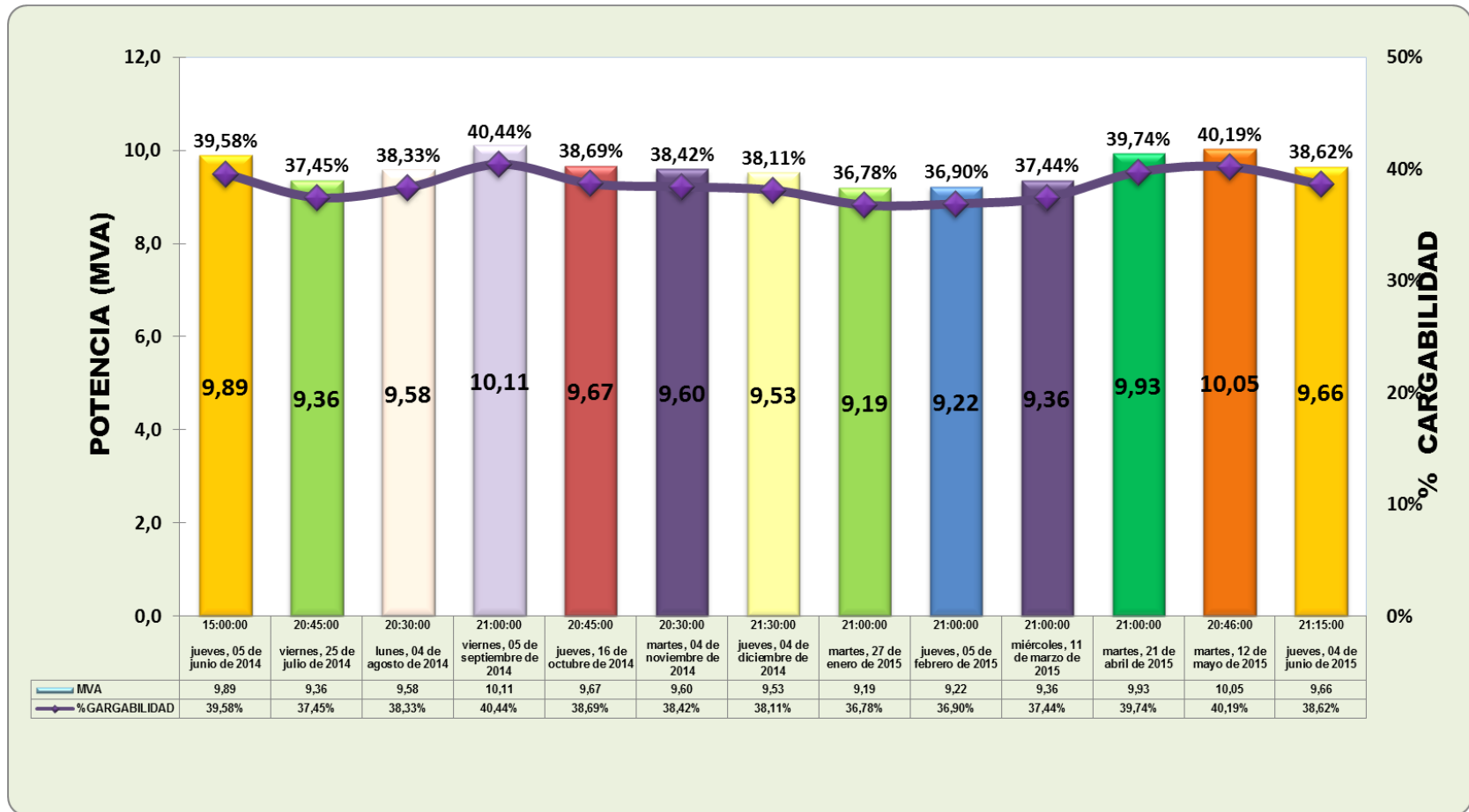


7.6.4. Subestación Insula

7.6.4.1. Trafo #14 30/40MVA 115/34.5 kV M2

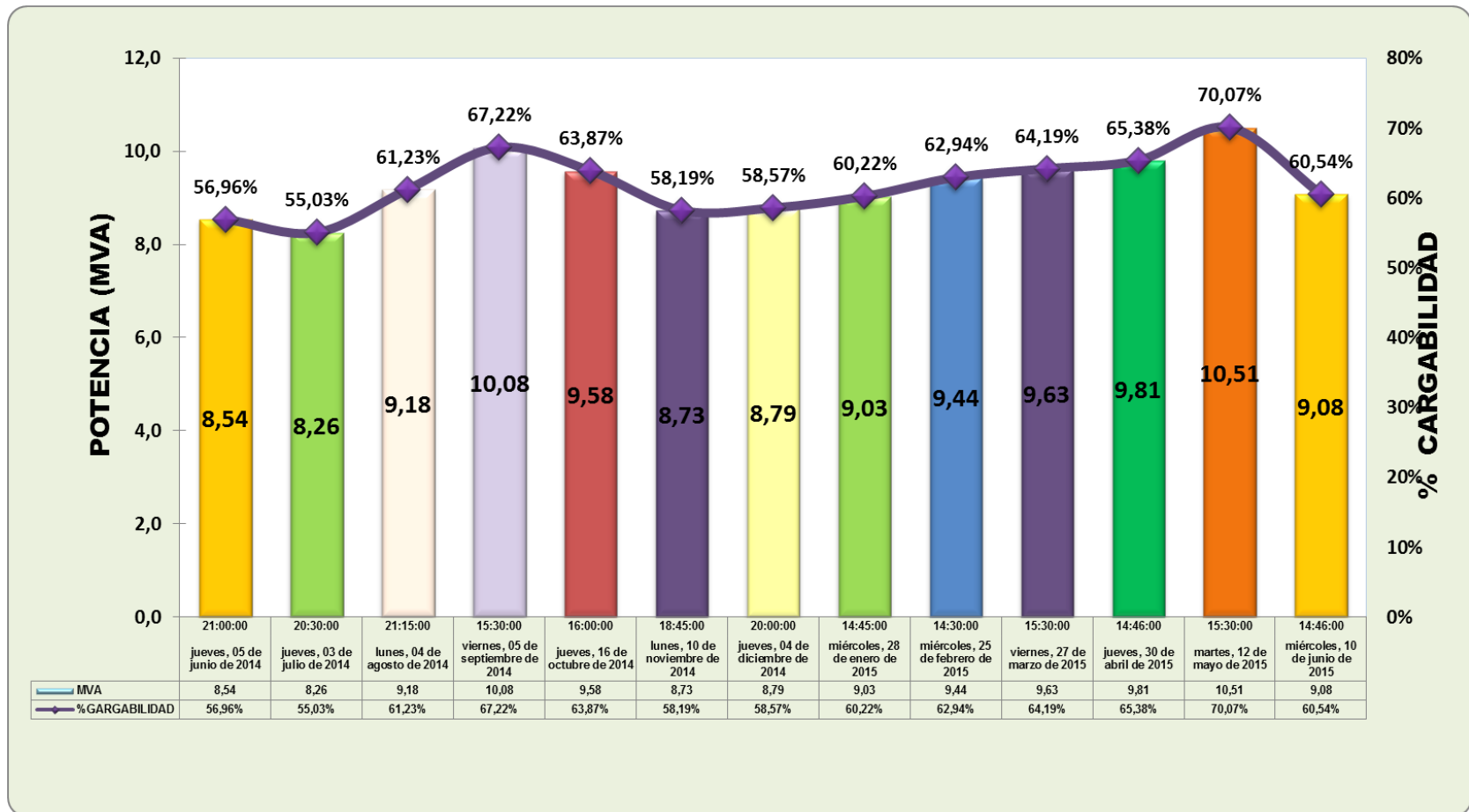


7.6.4.2. Trafo #15 20/25MVA 115/13.8 kV



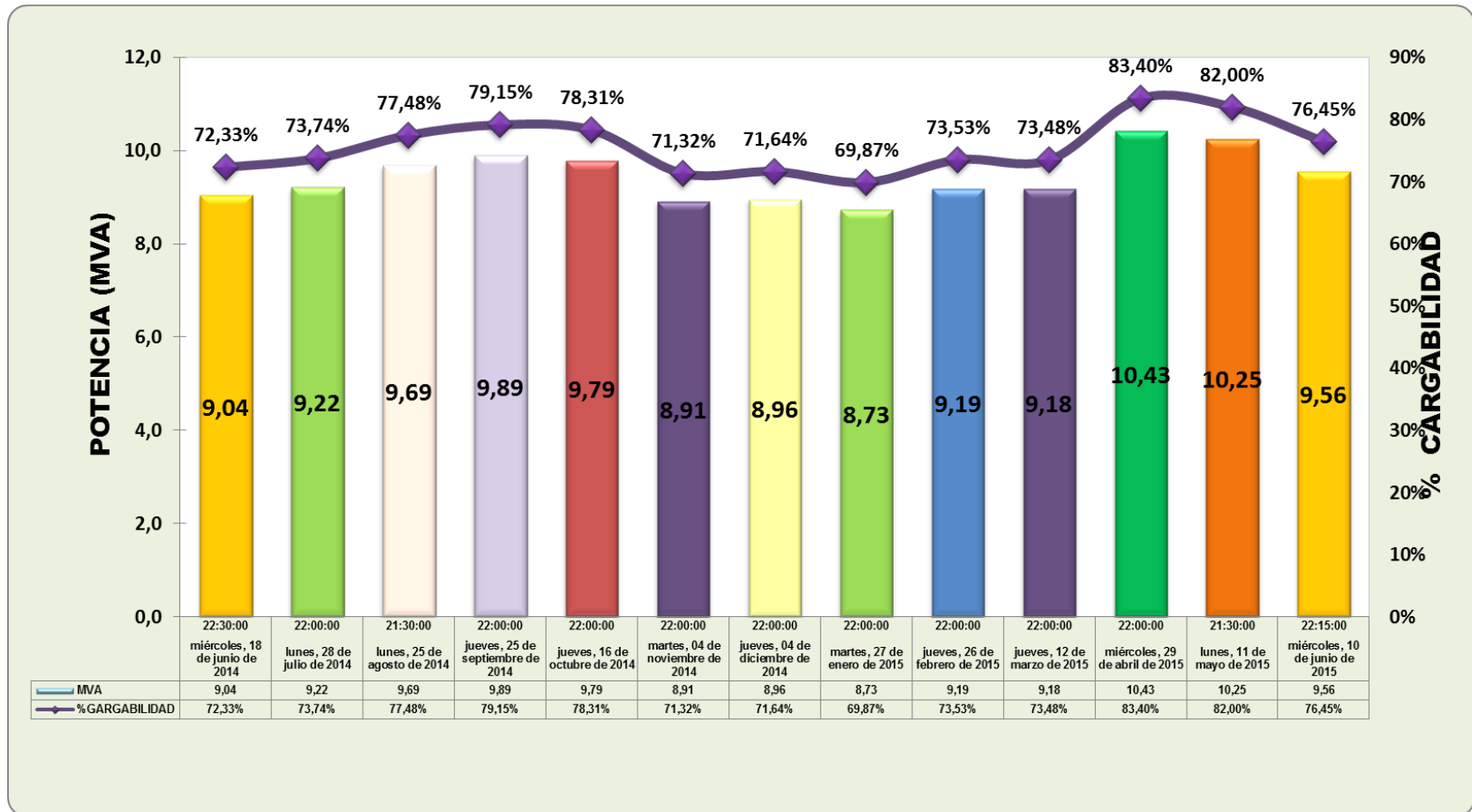
7.6.5. Subestación Saman

7.6.5.1. Trafo #16 15MVA 34.5/13.8 kV



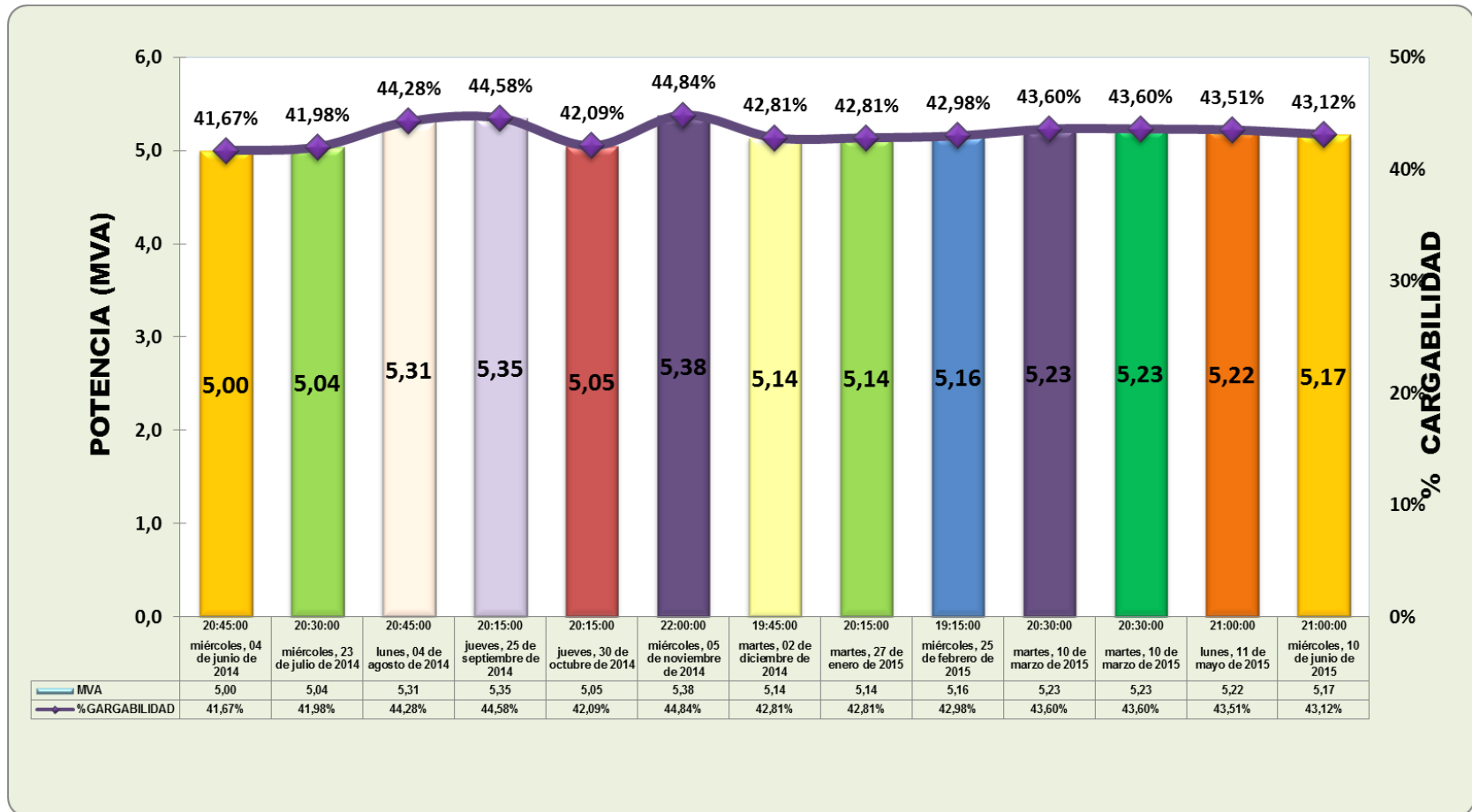
7.6.6. Subestación Escobal

7.6.6.1. Trafo #17 10/12MVA 34.5/13.8 kV



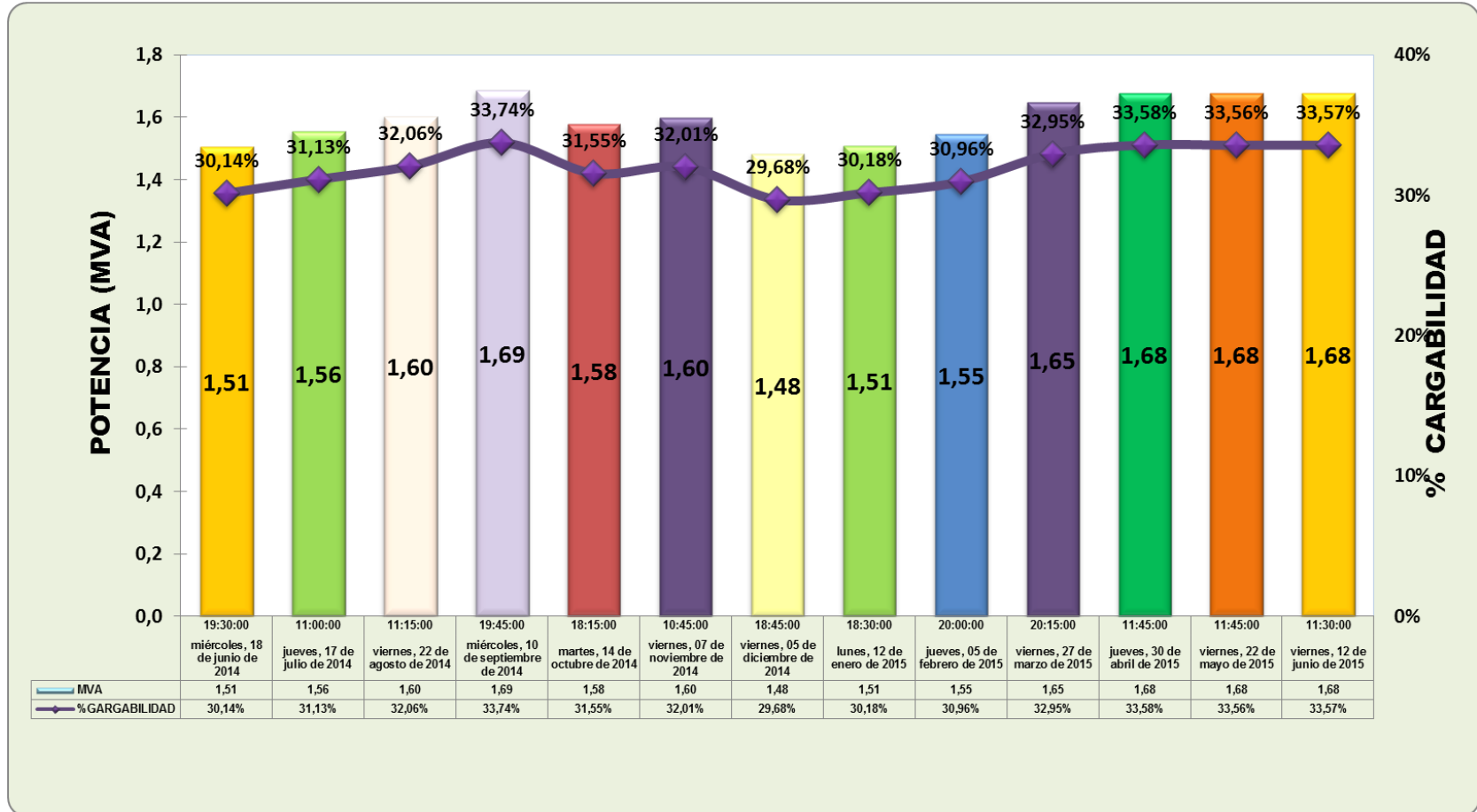
7.6.7. Subestación Los Patios

7.6.7.1. Trafo #65 10/12MVA 34.5/13.8 kV



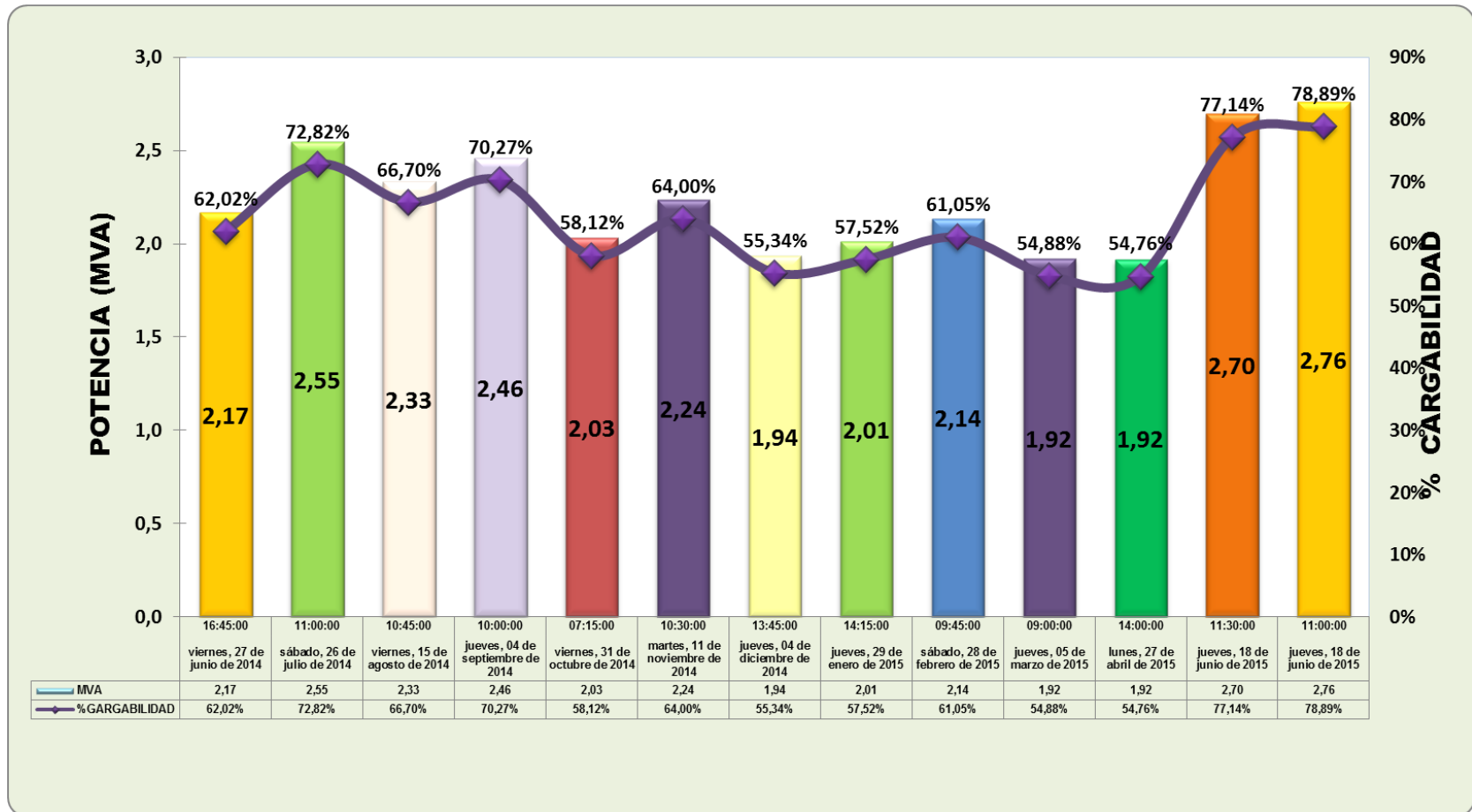
7.6.8. Subestación Cornejo

7.6.8.1. Trafo #34 5MVA 34.5/13.8 kV



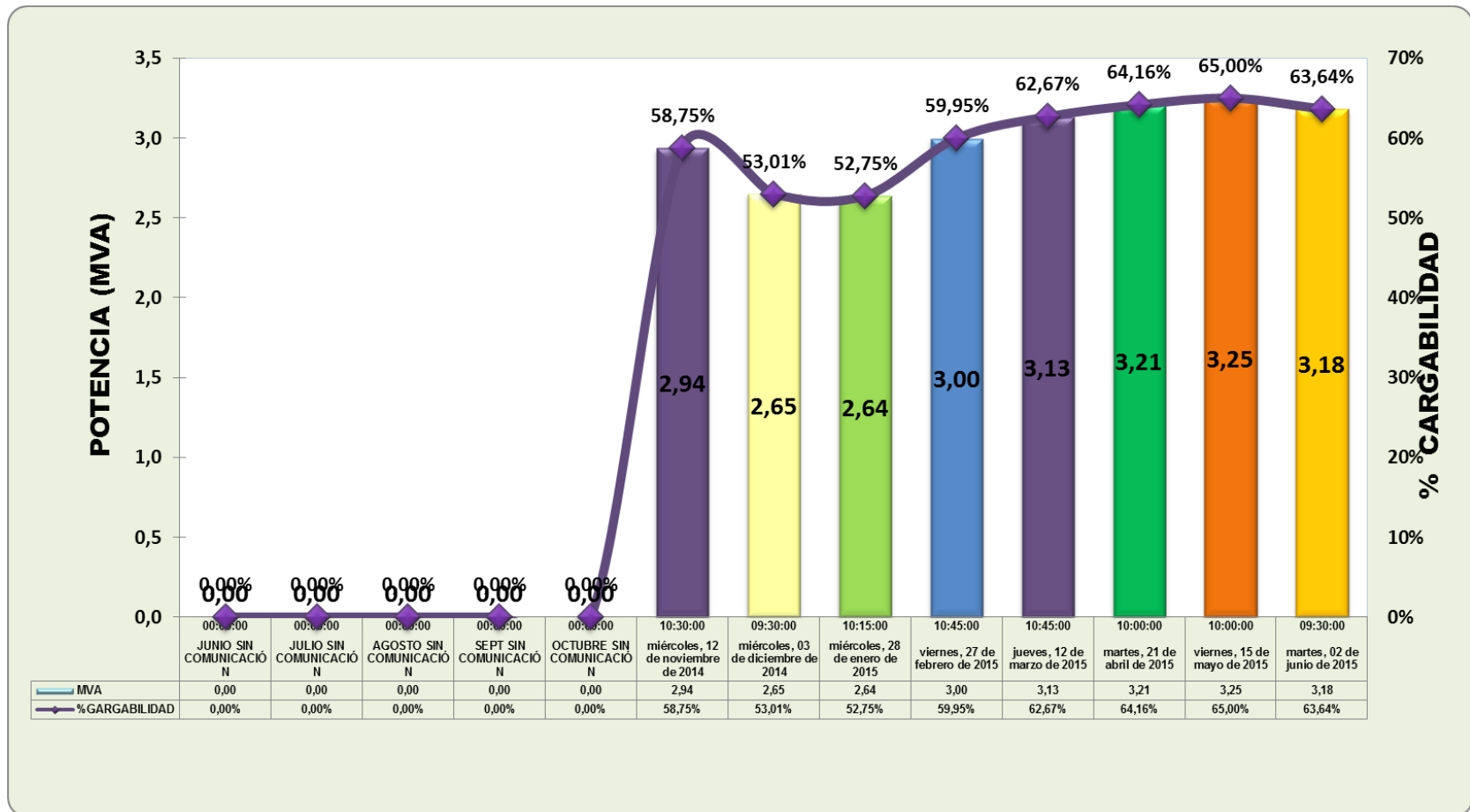
7.6.9. Subestación Zulia

7.6.9.1. Trafo #42 3.5MVA 34.5/13.8 kV



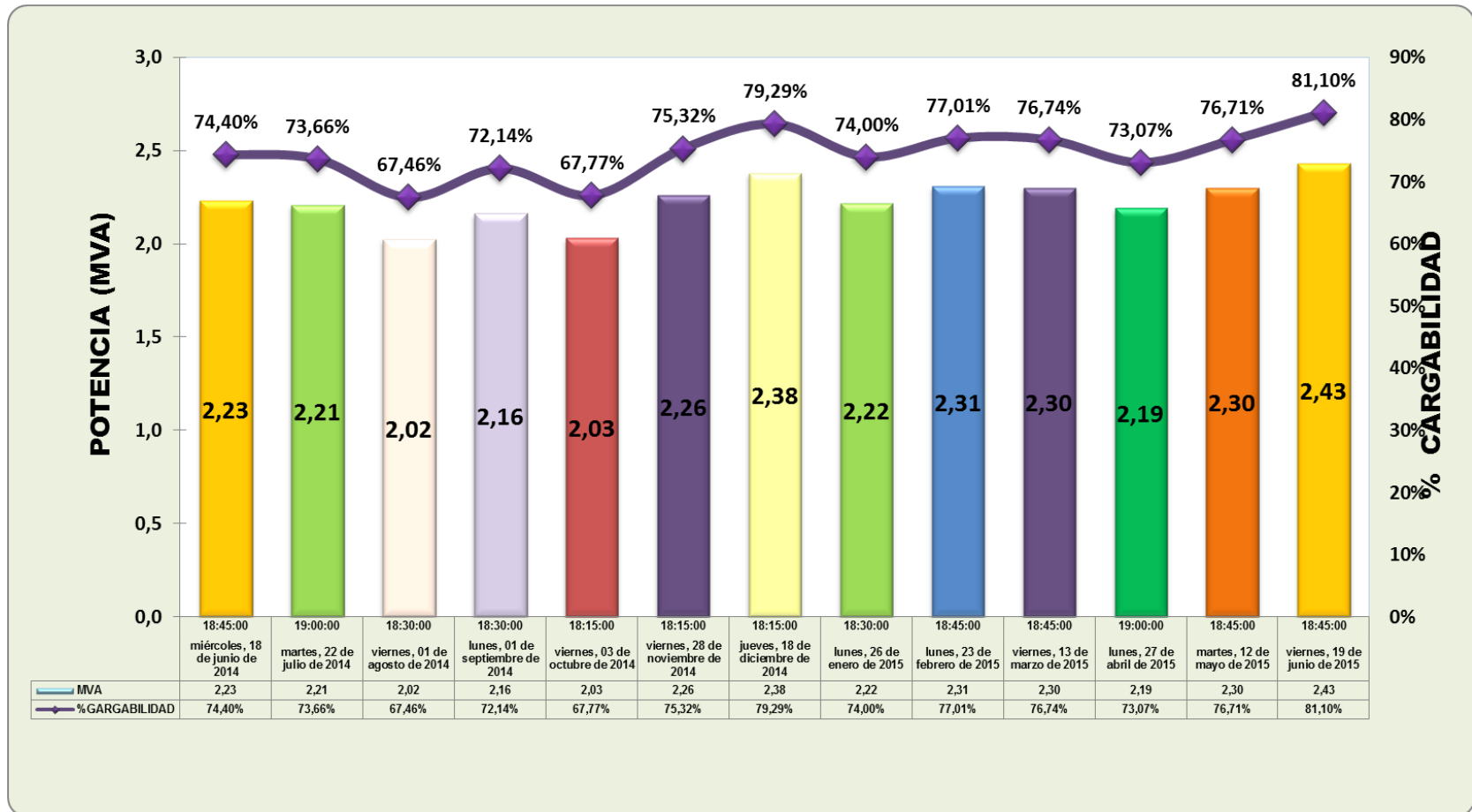
7.6.10. Subestación La Culebra

7.6.10.1. Trafo #23 5MVA 34.5/13.8 kV



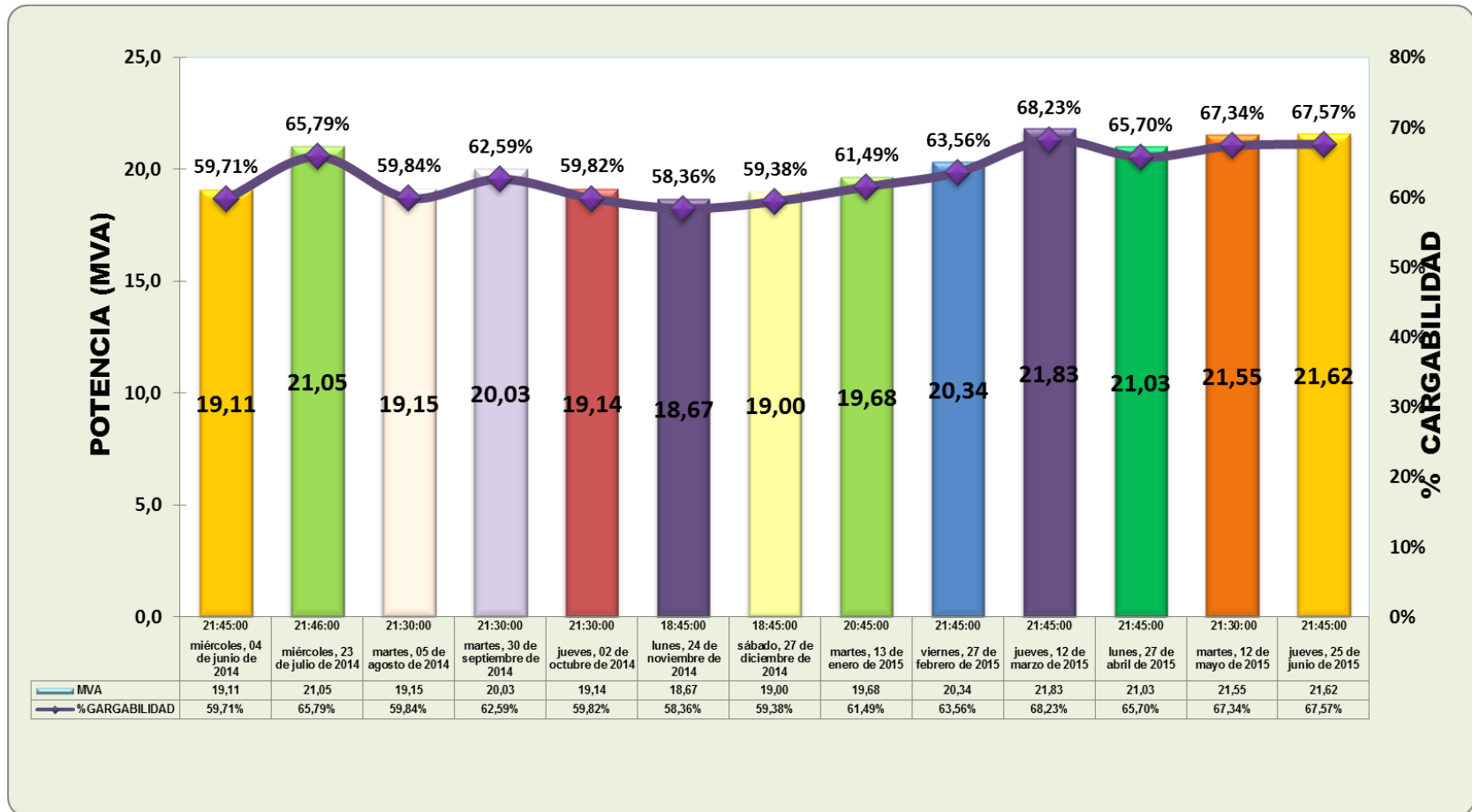
7.6.11. Subestación Abrego

7.6.11.1. Trafo #45 3MVA 34.5/13.8 kV



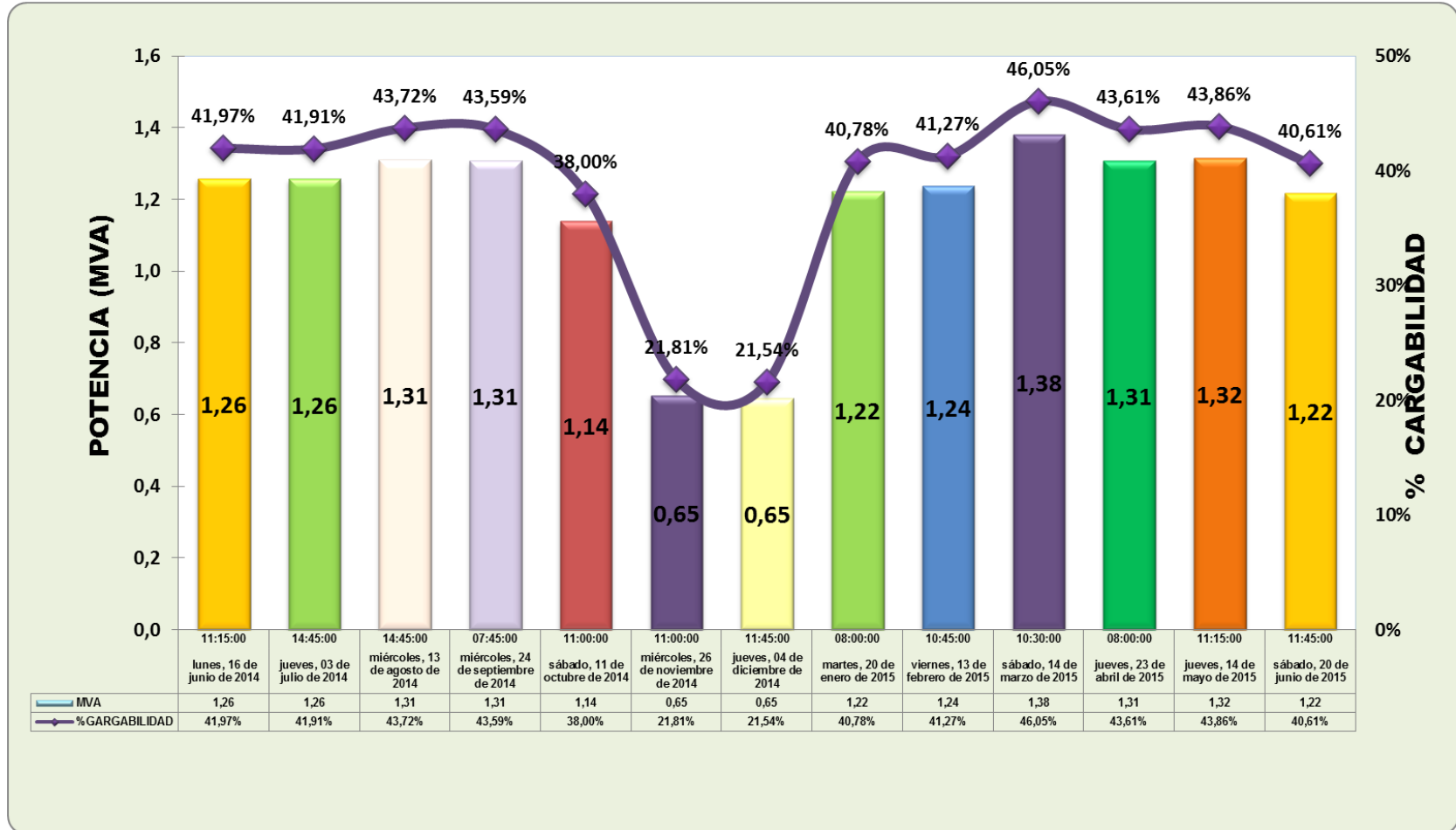
7.6.12. Subestación Aguachica

7.6.12.1. Trafo #31 25/32MVA 115/34.5 kV

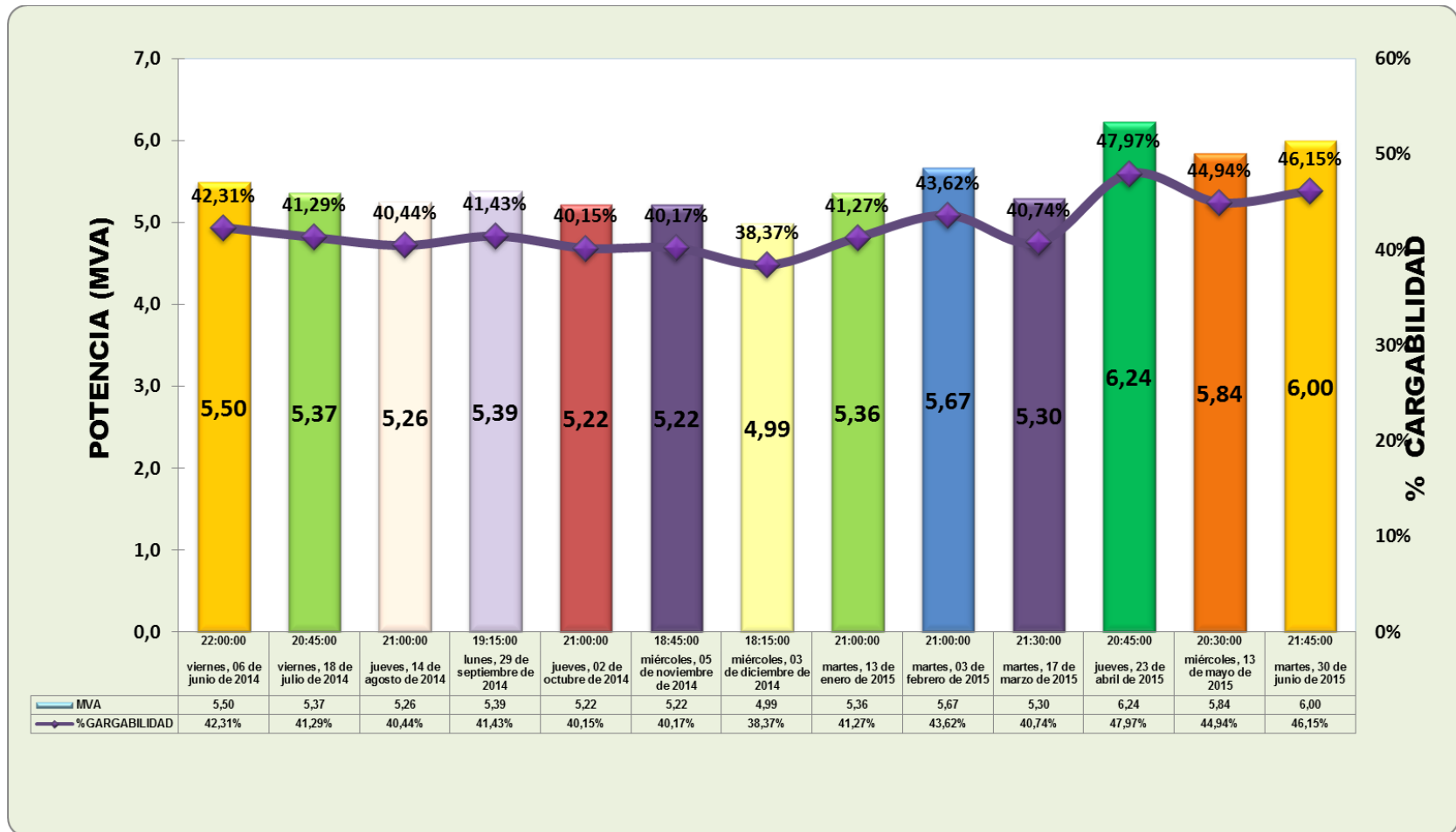


7.6.13. Subestación Aguachica

7.6.13.1. Trafo #30 30MVA 34.5/13.8kV

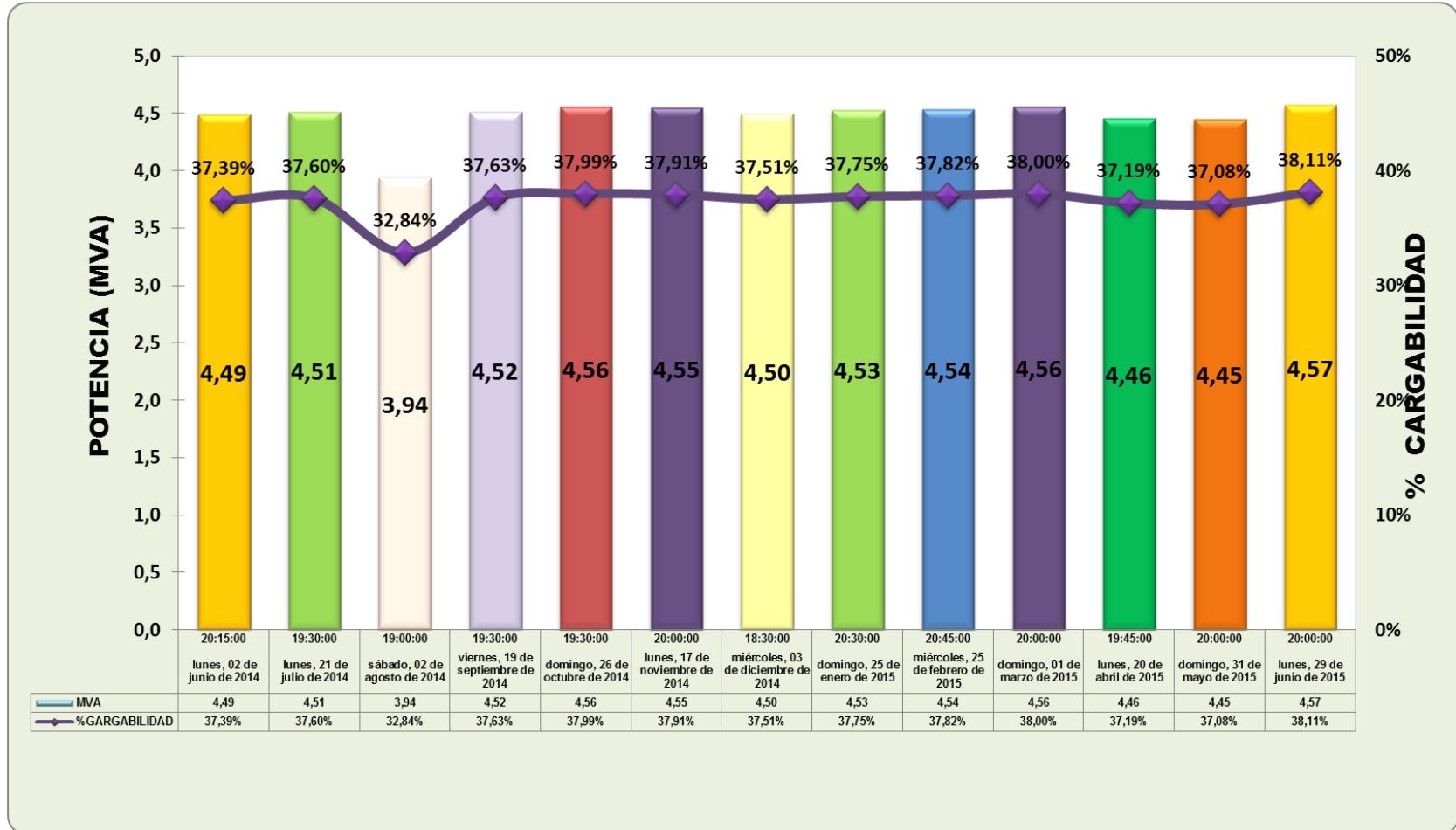


7.6.13.2. Trafo #46 10/13MVA 115/34.5 kV

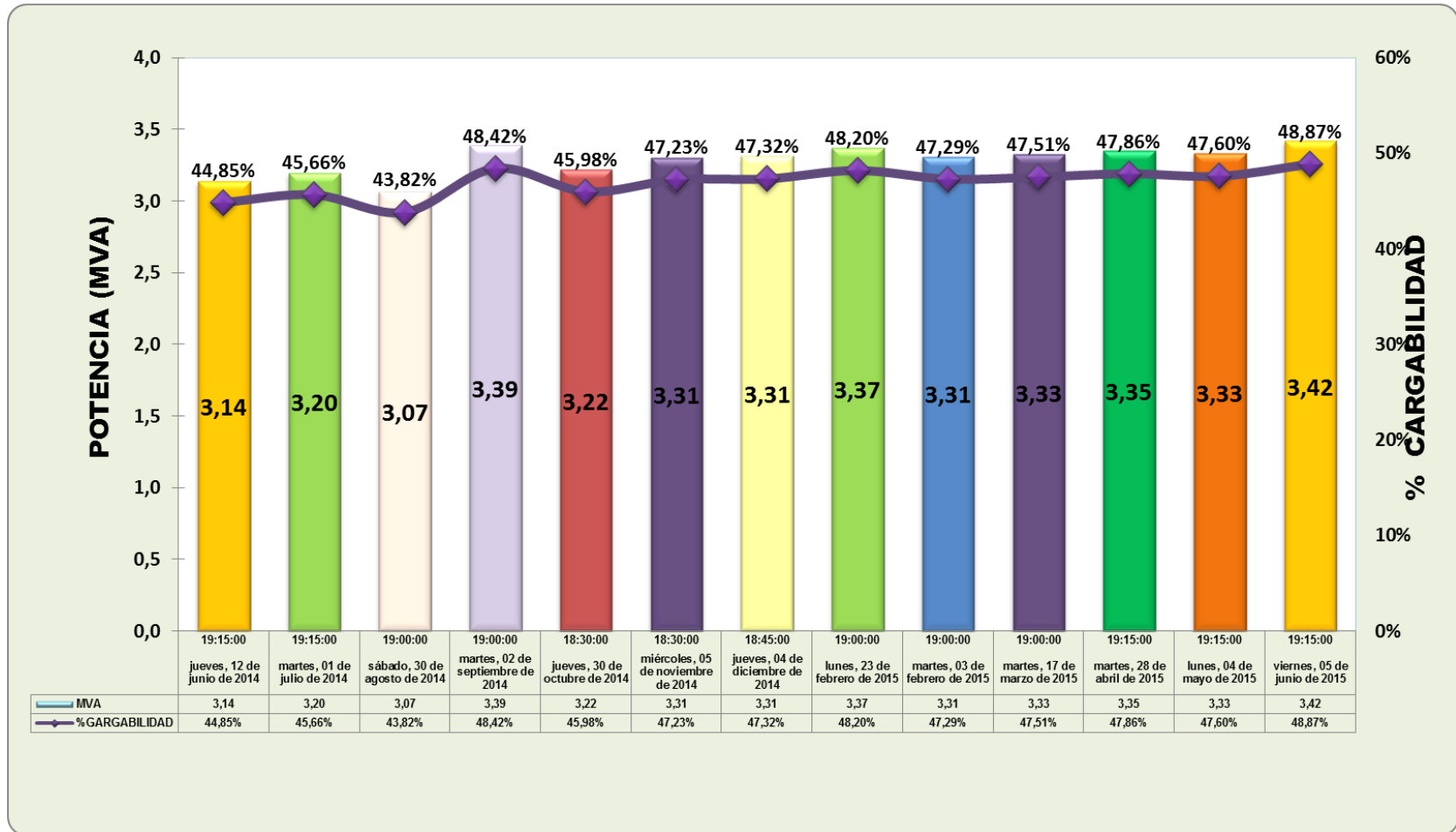


7.6.14. Subestación Convención

7.6.14.1. Trafo #20 10/12MVA 115/34.5kV

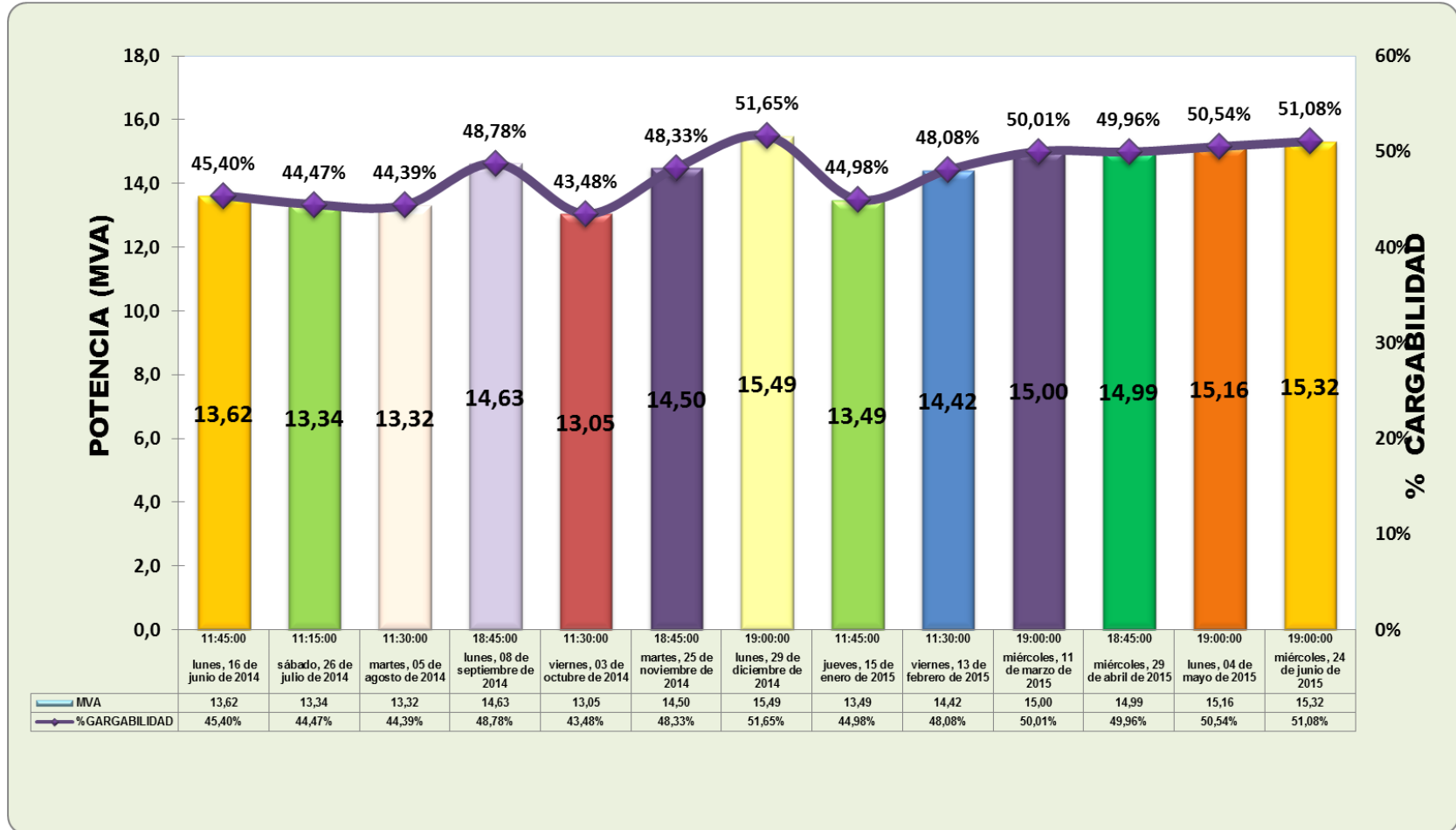


7.6.14.2. Trafo #48 7MVA 34.5/13.8 kV

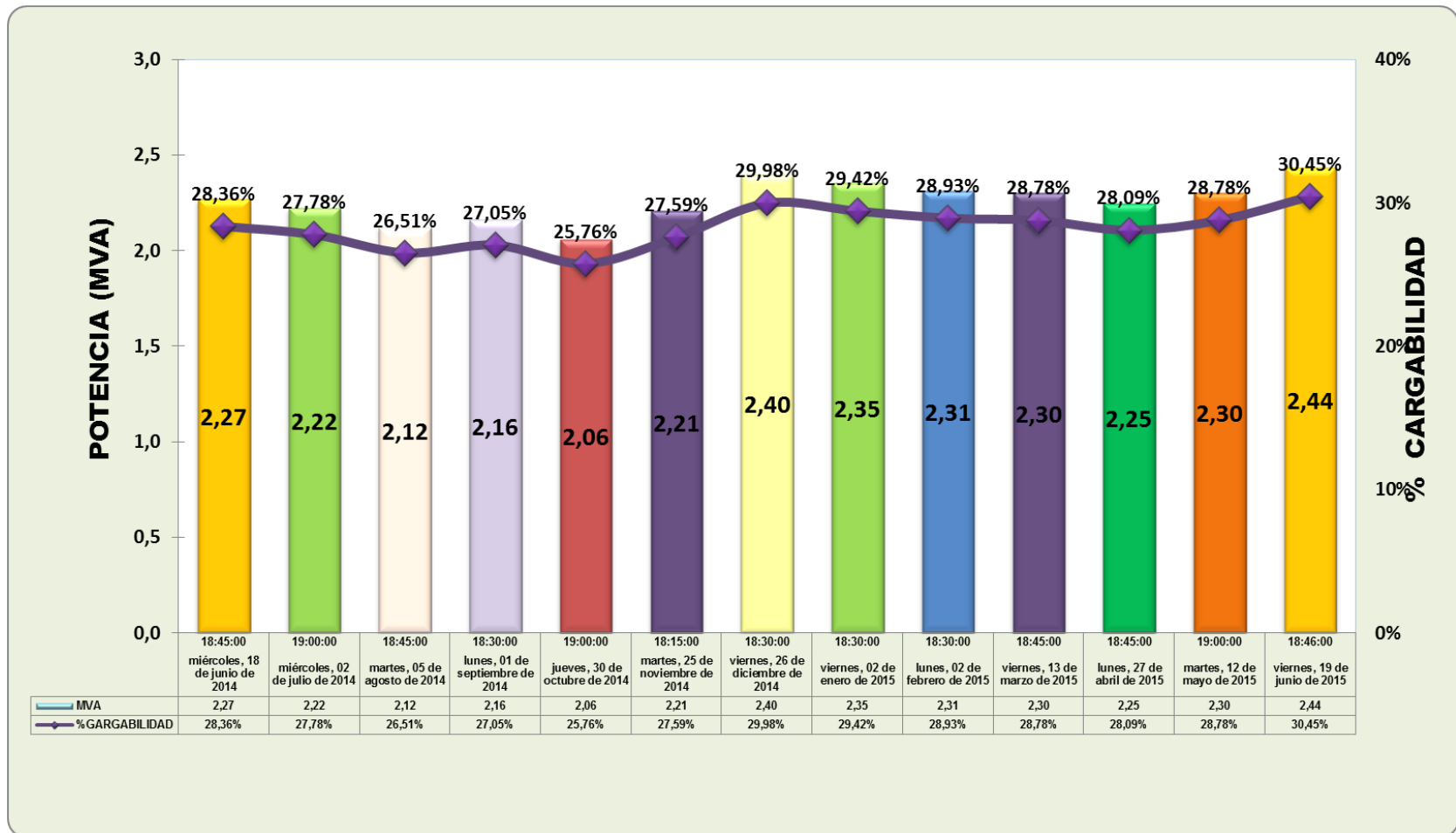


7.6.15. Subestación Ocaña

7.6.15.1. Trafo #27 18/24/30MVA 115/13.8kV

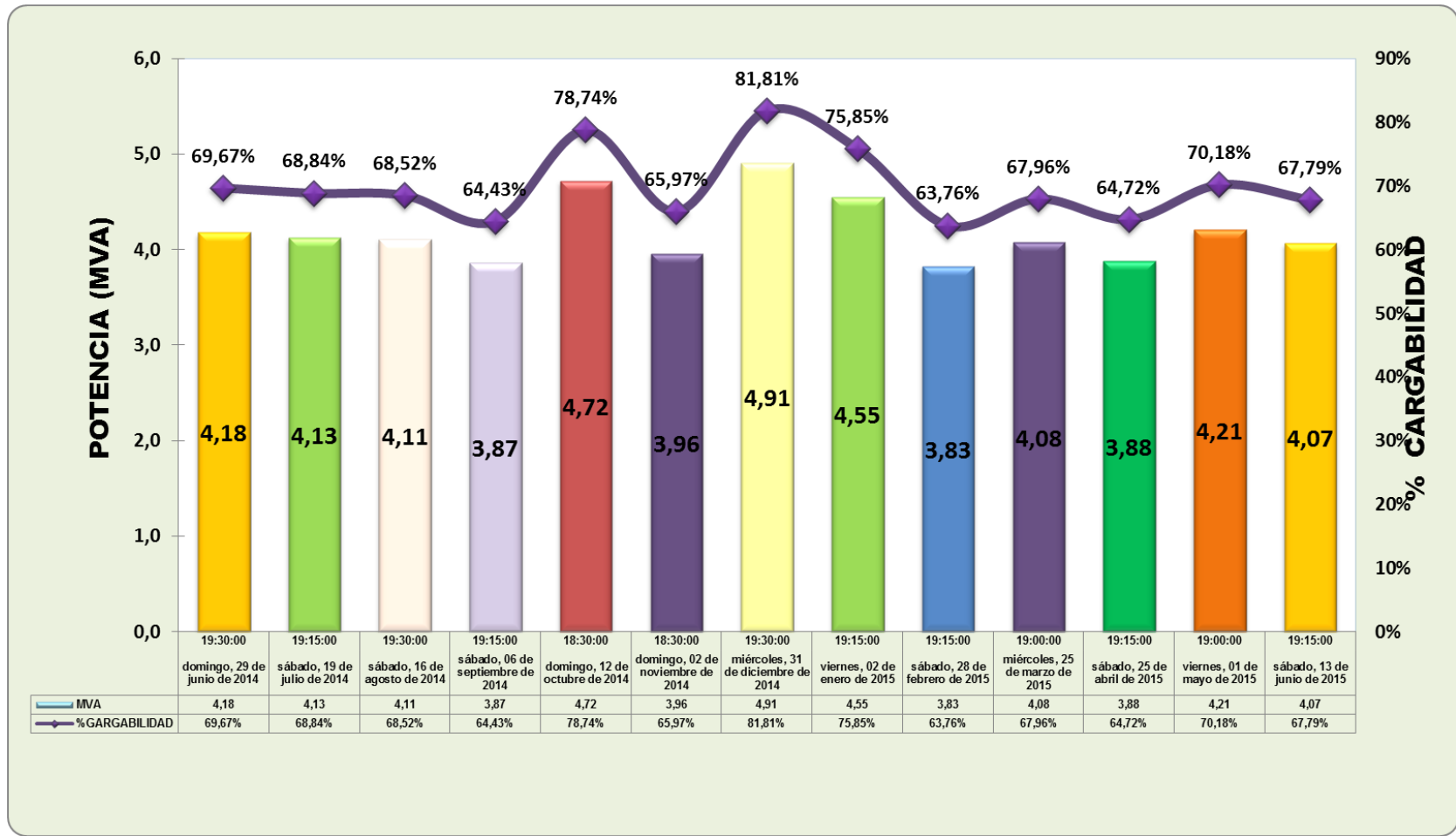


7.6.15.2. Trafo #28 8MVA 115/35.4 kV



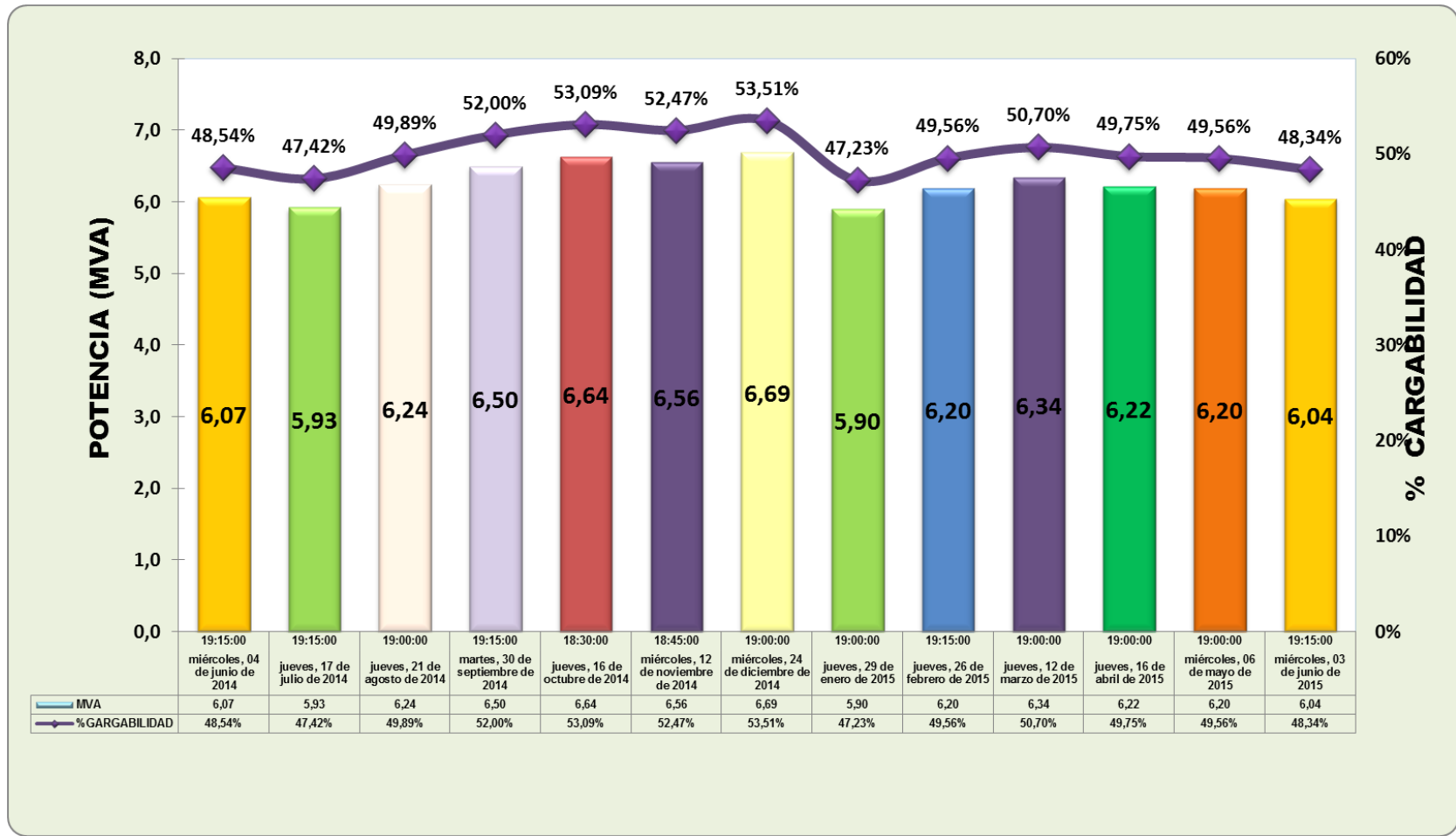
7.6.16. Subestación Palermo

7.6.16.1. Trafo #21 6MVA 34.5/13.8 kV



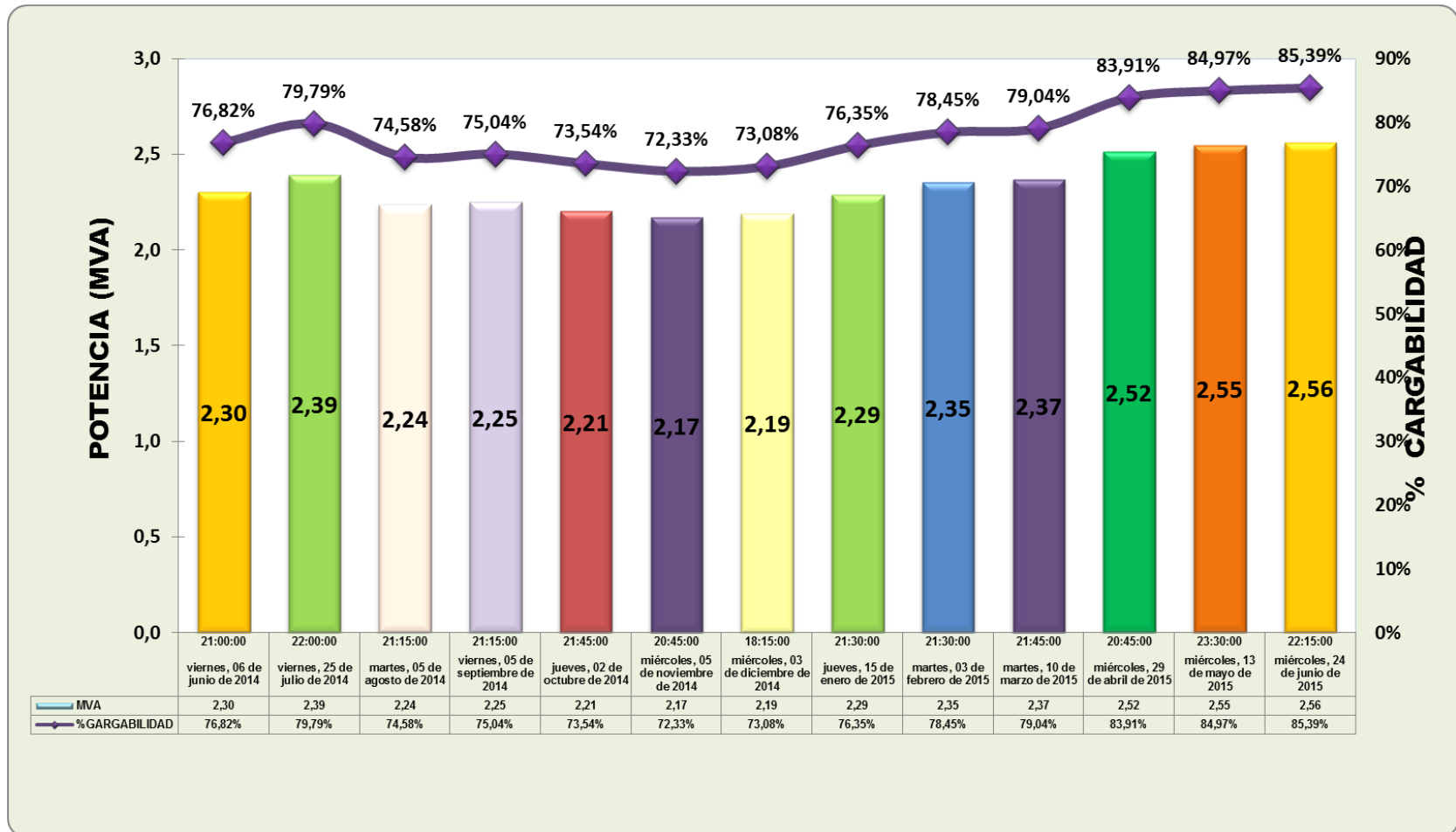
7.6.17. Subestación Pamplona

7.6.17.1. Trafo #19 10/12.5MVA 34.5/13.8 kV



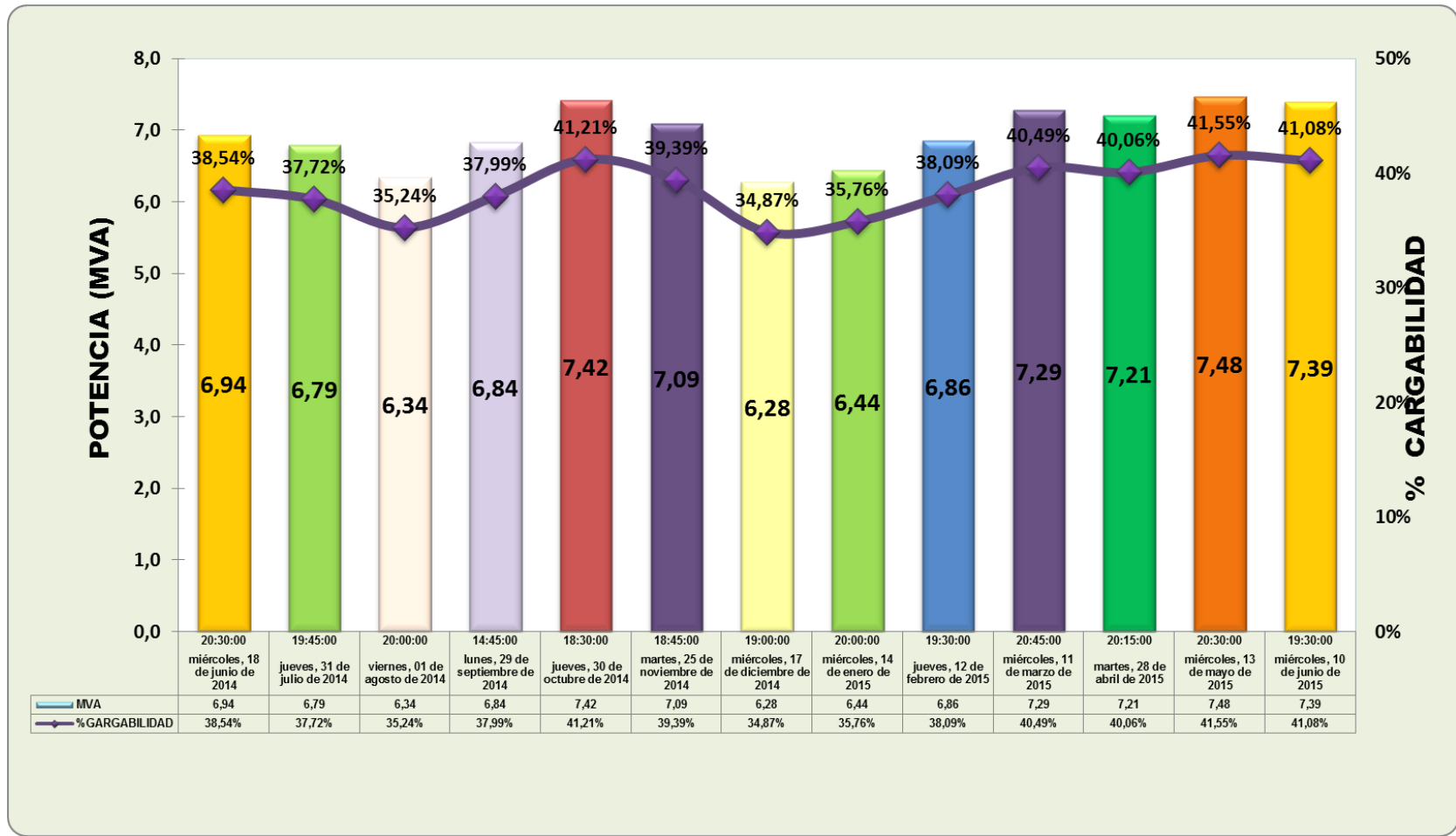
7.6.18. Subestación Pelaya

7.6.18.1. Trafo #29 3MVA 34.5/13.8 kV

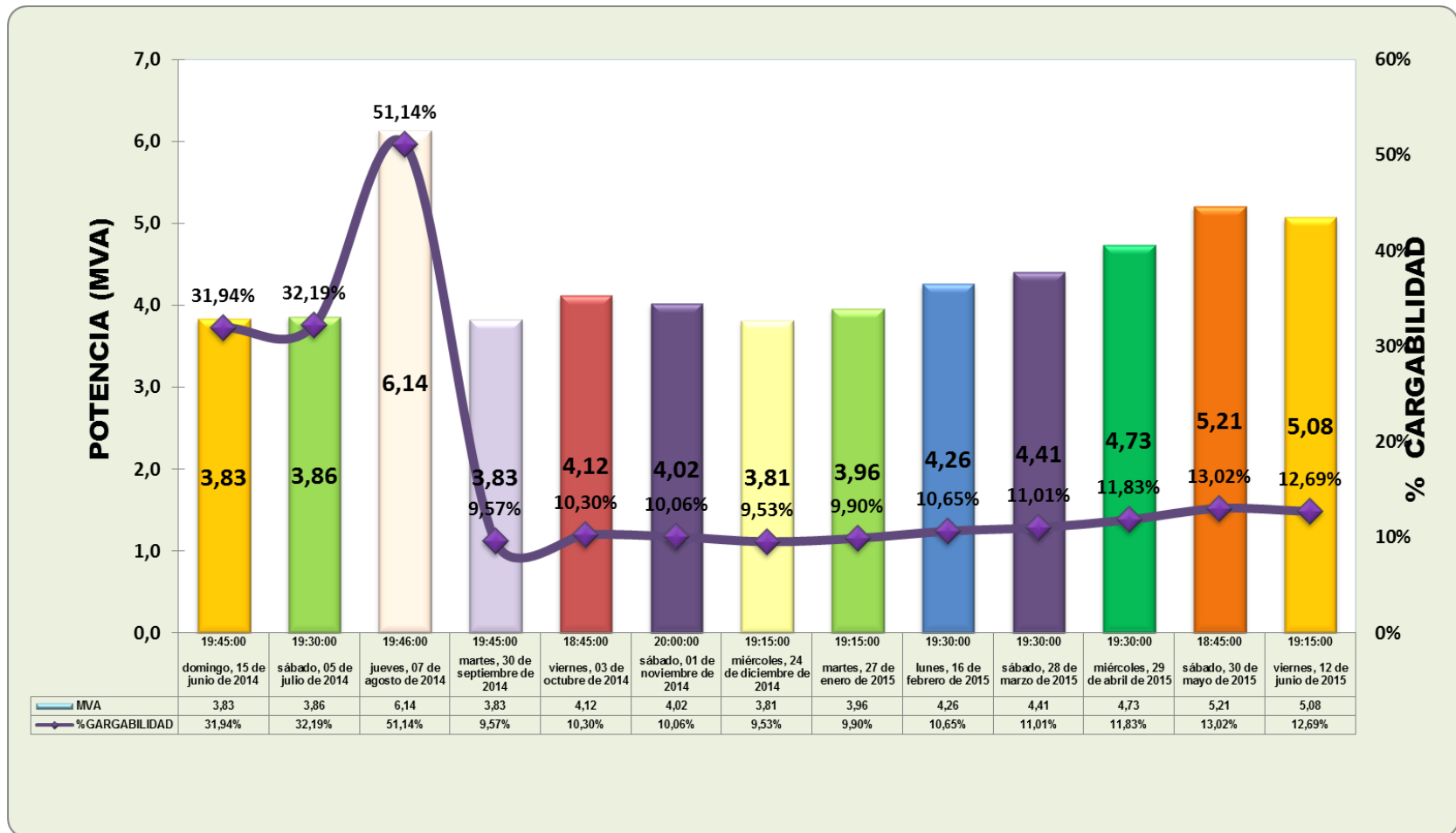


7.6.19. Subestación Tibu

7.6.19.1. Trafo #26 15/18MVA 115/13.8 kV

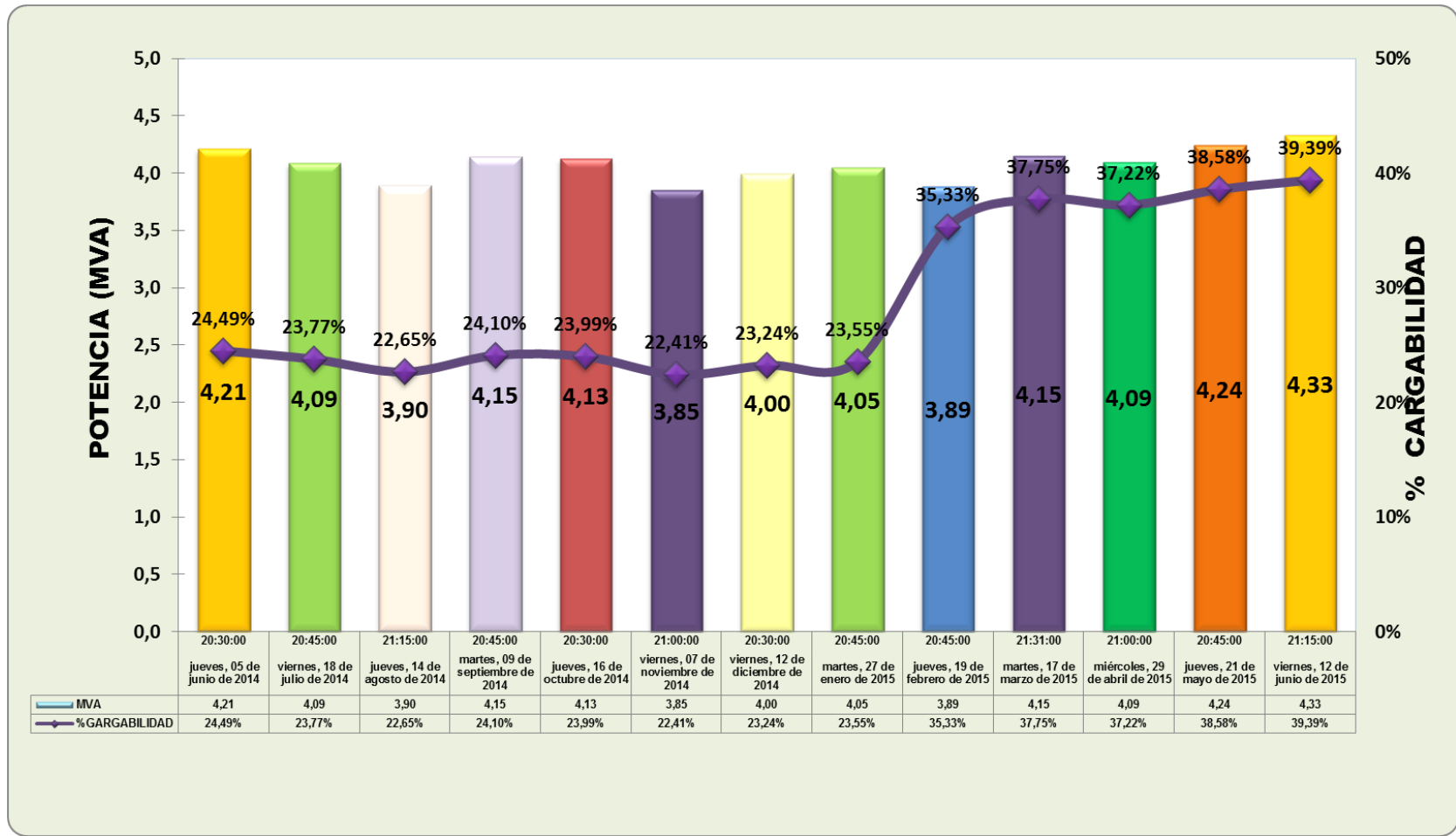


7.6.19.2. Trafo #56 30/40MVA 115/34.5 kV



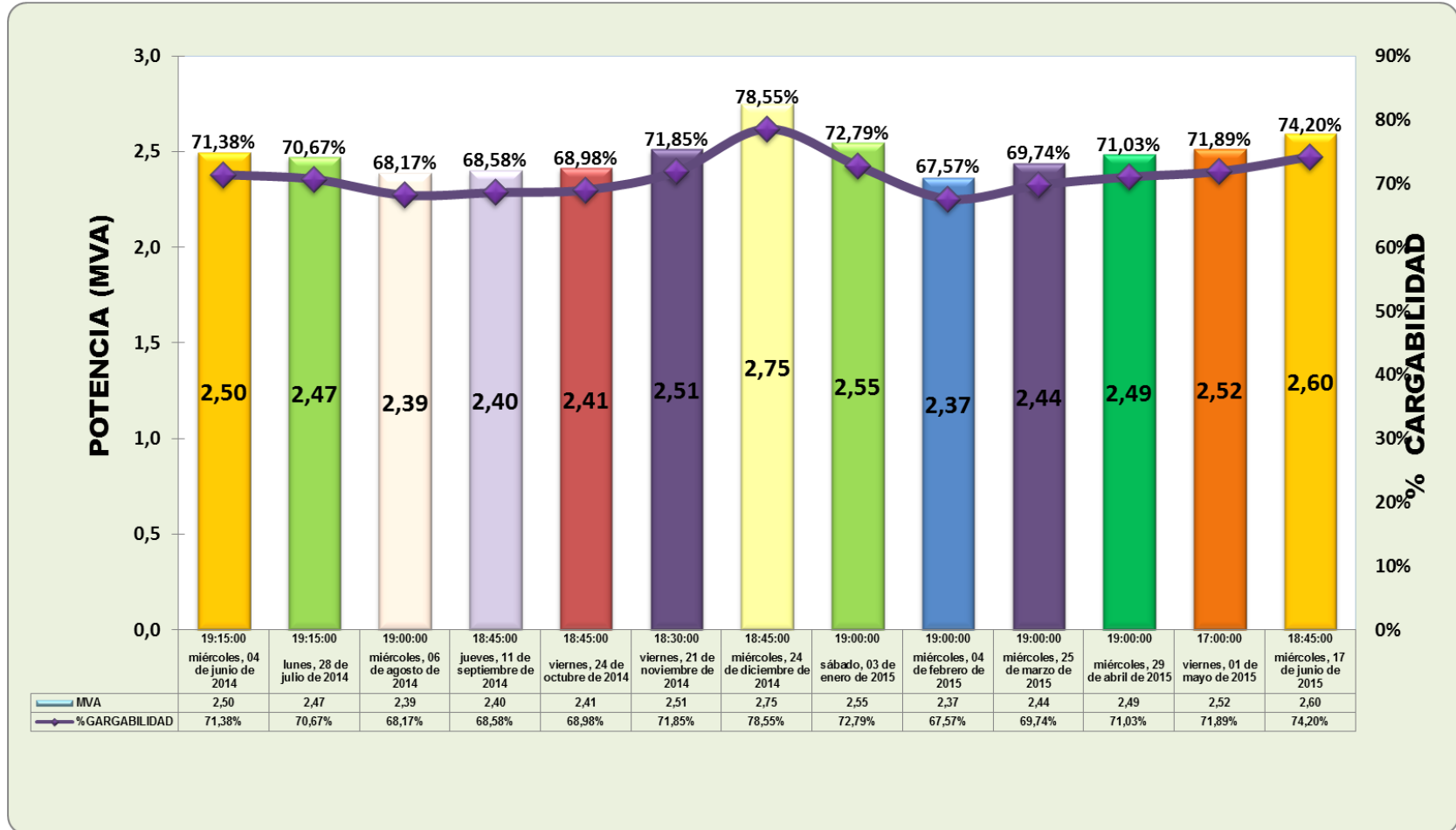
7.6.20. Subestación Planta-Zulia

7.6.20.1. Trafo #03 17.2MVA 115/13.8 kV



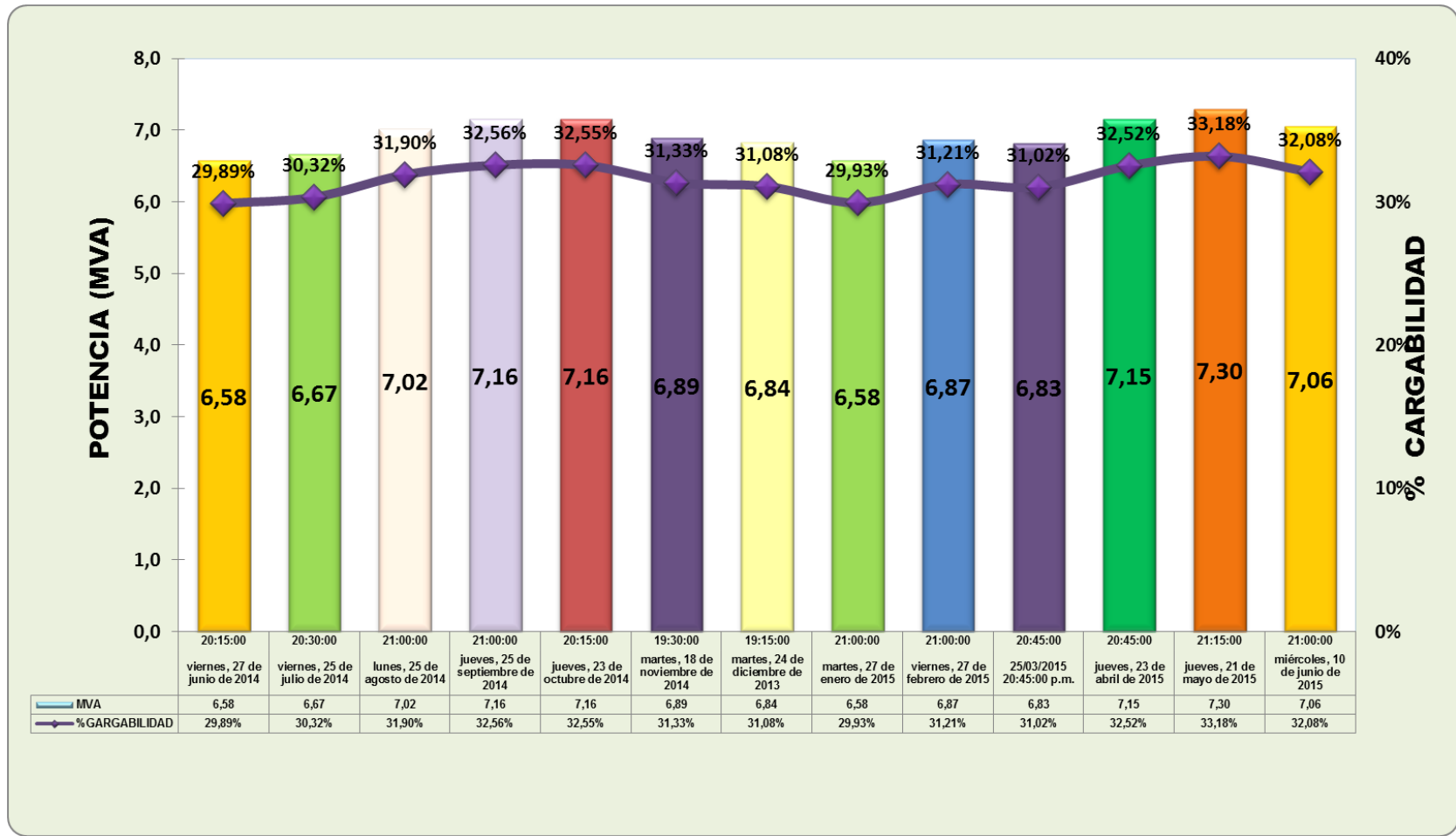
7.6.21. Subestación Salazar

7.6.21.1. Trafo #22 3.5MVA 34.5/13.8 kV



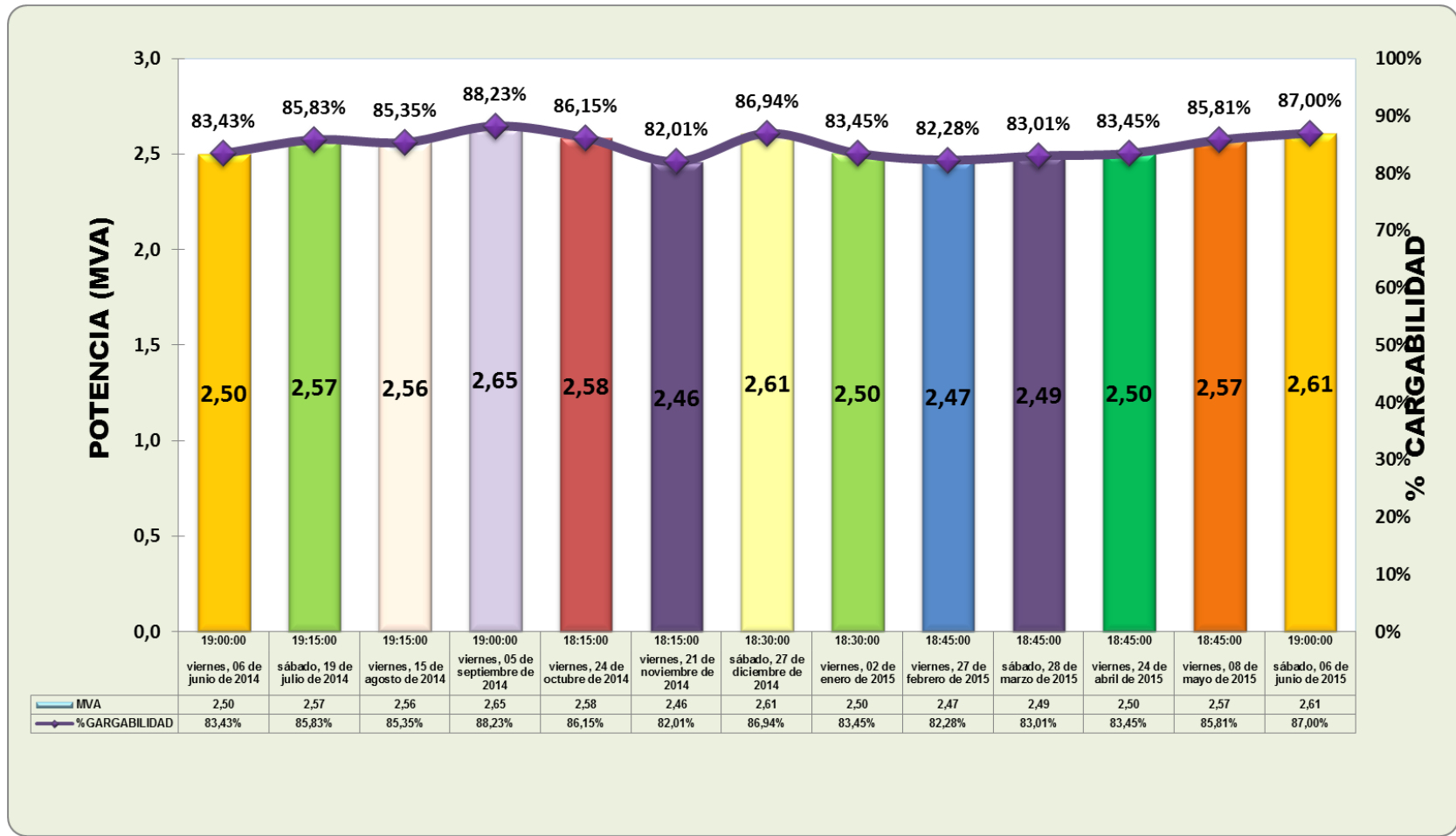
7.6.22. Subestación Atalaya

7.6.22.1. Trafo #25 20/22MVA 34.5/13.8 kV



7.6.23. Subestación Sardinata

7.6.23.1. Trafo #38 3MVA 34.5/13.8 kV





Grupo-epm

ESTUDIO TÉCNICO MIGRACIÓN DE USUARIOS A NIVELES DE TENSIÓN SUPERIORES