

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.1.1 – Informe N°3

**Análisis final de los perfiles de carga de
diferentes clases de usuarios de CFE**

Preparado para:



ANÁLISIS FINAL DE LOS PERFILES DE CARGA DE DIFERENTES CLASES DE USUARIOS DE CFE

CONTENIDO

GLOSARIO	10
RESÚMEN EJECUTIVO	11
INFORME	16
1. INTRODUCCIÓN	16
2. EMPLEO DE LOS PERFILES DE CARGA.....	19
2.1. BALANCES ENERGÉTICOS	20
2.2. BALANCES DE POTENCIA	22
2.3. CRITERIO DE AGREGACIÓN DE LOS PATRONES DE CONSUMO	23
2.4. FACTORES CARACTERÍSTICOS DE LAS CURVAS DE CARGA	26
2.4.1. Demanda.....	26
2.4.2. Factores de forma	26
2.4.3. Factores de responsabilidad	28
2.5. PERFILES DE CARGA DE LAS DISTINTAS CLASES DE USUARIOS	30
3. BREVE REPASO DEL DISEÑO DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN	33
3.1. DETALLE DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	36
3.2. TARIFAS EN BAJA TENSIÓN	41
3.2.1. Usuarios Domésticos – Tarifas 1	41
3.2.2. Pequeñas demandas en BT	45
3.2.3. Grandes Demandas en BT.....	45
3.3. TARIFAS EN MEDIA TENSIÓN	46
3.4. TARIFAS EN SUBTRANSMISIÓN Y TRANSMISIÓN	46
3.5. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA	47
4. COMPORTAMIENTOS TÍPICOS DE LAS CATEGORÍAS TARIFARIAS ANALIZADAS.....	48
4.1. TARIFAS EN BAJA TENSIÓN	48
4.1.1. Usuarios Domésticos – Tarifa 1	48
4.1.2. Pequeñas demandas en BT	59
4.1.3. Grandes Demandas en BT.....	64
4.1.4. Alumbrado Público	66

4.1.5. Riego Agrícola.....	68
4.2. TARIFAS EN MEDIA TENSIÓN	71
4.3. TARIFA EN SUBTRANSMISIÓN Y TRANSMISIÓN.....	75
4.3.1. Tarifa en Subtransmisión	76
4.3.1. Tarifa en Transmisión	78
5. RESULTADOS DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN.....	79
6. INDICACIONES PARA EL CIERRE FINAL DE LA CAMPAÑA	84
6.1. CURVAS DE CARGA POR REGIÓN TARIFARIA	84
6.2. BALANCE DE CURVAS Y COMPARACIÓN CON LA CURVA DE ENTRADA	86
7. COMENTARIOS FINALES	90
ANEXO I - TAMAÑOS MUESTRALES (INFORME N°1)	94
ANEXO II - METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE CURVAS TÍPICAS DE CONSUMO.....	96
ANEXO III – CURVAS TÍPICAS POR TIPO DE USUARIO Y ESTACIÓN DEL AÑO.....	102
ANEXO IV - EFEMERIDES DE INVIERNO Y VERANO	113
ANEXO V - FORMATO DE LAS MEDICIONES SOLICITADO PARA PROCESAMIENTO	115
ANEXO VI - BALANCES DE ENERGÍA Y POTENCIA POR REGIÓN	117

ÍNDICE DE GRÁFICAS Y TABLAS

Gráfica 1 Etapas de desarrollo de la campaña de caracterización	17
Gráfica 2 Esquema de balance energético.....	21
Gráfica 3 Esquema para determinar los factores de coincidencia	24
Gráfica 4 Curva de carga ejemplo – Factor de carga	27
Gráfica 5 Curva de carga ejemplo – Factores de participación.....	27
Gráfica 6 Curva de carga ejemplo – Factor de coincidencia interna	28
Gráfica 7 Curva de carga ejemplo – Factor de coincidencia externa	29
Gráfica 8 Curva de carga ejemplo – Residencial.....	31
Gráfica 9 Curva de carga ejemplo – Comercial / Pequeña demanda.....	31
Gráfica 10 Curva de carga ejemplo – Industrial / Gran demanda	31
Gráfica 11 Curva de carga ejemplo – Alumbrado Público.....	32

Gráfica 12 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Baja California.....	49
Gráfica 13 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año, bloque de consumo y estación del año – Baja California.....	50
Gráfica 14 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Región Noreste	51
Gráfica 15 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año, bloque de consumo y estación del año – Región Noreste	52
Gráfica 16 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Región Noroeste.....	53
Gráfica 17 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Región Norte	54
Gráfica 18 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año, bloque de consumo y estación del año – Región Norte	55
Gráfica 19 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Región Peninsular	56
Gráfica 20 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año, bloque de consumo y estación del año – Región Peninsular	57
Gráfica 21 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Región Sur	58
Gráfica 22 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año, bloque de consumo y estación del año – Región Sur	58
Gráfica 23 Curva de carga típica de Pequeñas Demandas en BT para días hábiles por estación del año – Baja California	59
Gráfica 24 : Curva de carga típica de Pequeñas Demandas en BT para días hábiles por estación del año – Región Noreste.....	60
Gráfica 25 : Curva de carga típica de Pequeñas Demandas en BT para días hábiles por estación del año – Región Noroeste.....	61
Gráfica 26 : Curva de carga típica de Pequeñas Demandas en BT para días hábiles por estación del año – Región Norte	62
Gráfica 27 : Curva de carga típica de Pequeñas Demandas en BT para días hábiles por estación del año – Región Peninsular	63

Gráfica 28 : Curva de carga típica de Pequeñas Demandas en BT para días hábiles por estación del año – Región Sur.....	64
Gráfica 29 : Curva de carga típica de Grandes Demandas en BT para días hábiles por estación del año – Región Peninsular	65
Gráfica 30 : Curva de carga típica de Grandes Demandas en BT para días hábiles por estación del año – Región Sur.....	66
Gráfica 31 : Curva de carga típica de alumbrado público por estación del año.....	67
Gráfica 32 : Curva de carga típica de riego agrícola – Baja California.....	69
Gráfica 33 : Curva de carga típica de riego agrícola – Noreste.....	69
Gráfica 34 : Curva de carga típica de riego agrícola – Noroeste y Norte	70
Gráfica 35 Curva de carga típica de riego agrícola – Sur y Peninsular	70
Gráfica 36 Curva de carga típica de Grandes Demandas en MT para días hábiles por estación del año – Baja California	71
Gráfica 37 Curva de carga típica de Grandes Demandas en MT para días hábiles por estación del año – Región Noreste.....	72
Gráfica 38 Curva de carga típica de Grandes Demandas en MT para días hábiles por estación del año – Región Noroeste.....	73
Gráfica 39 Curva de carga típica de Grandes Demandas en MT para días hábiles por estación del año – Región Norte	73
Gráfica 40 Curva de carga típica de Grandes Demandas en MT para días hábiles por estación del año – Región Peninsular	74
Gráfica 41 Curva de carga típica de Grandes Demandas en MT para días hábiles por estación del año – Región Sur.....	75
Gráfica 42 Curva de carga típica en Subtransmisión para días hábiles – Baja California	76
Gráfica 43 Curva de carga típica en Subtransmisión para días hábiles – Noreste.....	76
Gráfica 44 Curva de carga típica en Subtransmisión para días hábiles – Norte	77
Gráfica 45 Curva de carga típica en Subtransmisión para días hábiles – Sur.....	77
Gráfica 46 Curva de carga típica en Transmisión para días hábiles – Noreste.....	78
Gráfica 47 Curva de carga típica en Transmisión para días hábiles – Sur.....	78
Gráfica 48 Curva de carga hábil promedio anual – región Peninsular	85

Gráfica 49 Curva de carga promedio anual agregada – región Peninsular	87
Gráfica 50 Curva de carga promedio anual agregada – región Peninsular	88
Gráfica 51 Curvas normalizadas categorías MT – región Peninsular.....	90
Gráfica 52 Factor de estacionalidad	101
Gráfica 53 Factor de día hábil, semi-hábil, no hábil por estación.....	101
Gráfica 54 Factor de hora por clase día hábil por estación.....	101
Gráfica 55 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Baja California	102
Gráfica 56 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Noreste.....	103
Gráfica 57 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Noroeste.....	103
Gráfica 58 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Norte	104
Gráfica 59 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Peninsular	104
Gráfica 60 Curva de carga típica de usuarios domésticos para días hábiles por estación del año – Sur	105
Gráfica 61 Curva de carga típica de pequeñas demandas en BT para días hábiles por estación del año – Baja California	105
Gráfica 62 Curva de carga típica de pequeñas demandas en BT para días hábiles por estación del año – Noreste.....	106
Gráfica 63 Curva de carga típica de pequeñas demandas en BT para días hábiles por estación del año – Noroeste.....	106
Gráfica 64 Curva de carga típica de pequeñas demanda en BT para días hábiles por estación del año – Norte.....	107
Gráfica 65 Curva de carga típica de pequeñas demandas en BT para días hábiles por estación del año – Peninsular.....	107
Gráfica 66 Curva de carga típica de pequeñas demandas en BT para días hábiles por estación del año – Sur.....	108

Gráfica 67 Curva de carga típica de grandes demandas en BT para días hábiles por estación del año – Sur.....	109
Gráfica 68 Curva de carga típica de grandes demandas en MT para días hábiles por estación del año – Baja California	109
Gráfica 69 Curva de carga típica de grandes demandas en MT para días hábiles por estación del año – Noreste.....	110
Gráfica 70 Curva de carga típica de grandes demandas en BT para días hábiles por estación del año – Noroeste	110
Gráfica 71 Curva de carga típica de grandes demandas en BT para días hábiles por estación del año – Norte.....	111
Gráfica 72 Curva de carga típica de grandes demandas en MT para días hábiles por estación del año – Peninsular.....	111
Gráfica 73 Curva de carga típica de grandes demandas en MT para días hábiles por estación del año – Sur.....	112
Tabla 1 Equivalencias entre categorías vigentes y teóricas.....	11
Tabla 2 Relación entre región tarifaria y divisiones de CFE.....	13
Tabla 3 Factores de caracterización - Invierno	14
Tabla 4 Factores de caracterización - Verano	15
Tabla 5 Relación entre región tarifaria y divisiones de CFE.....	33
Tabla 6 Relación entre tarifa teórica y vigente CFE	34
Tabla 7 Estratificación del consumo destinado a Uso Residencial (tarifa 1)	34
Tabla 8 Estratificación del consumo destinado a Uso General en BT (tarifa 2).....	35
Tabla 9 Estratificación del consumo destinado a Uso General en BT (tarifa 3).....	35
Tabla 10 Distribución de la muestra de mediciones por período, nivel de tensión y tarifas teóricas propuestas	37
Tabla 11 Usuarios seleccionados para la campaña de medida, por región geográfica.....	40
Tabla 12 Cantidad de usuarios previstos de medir por región y categoría.....	40

Tabla 13 Cantidad de usuarios medidos por región y categoría	41
Tabla 14 Cantidad de mediciones diarias consideradas para el análisis por mes y región tarifaria	41
Tabla 15 Distribución de usuarios domésticos por región y categoría tarifaria vigente medidos	42
Tabla 16 Cantidad de usuarios medidos por estación del año - Tarifa doméstica.....	43
Tabla 17 Cantidad de usuarios medidos por estación del año - Tarifa doméstica, consumos hasta 150kWh mes.....	44
Tabla 18 Cantidad de usuarios medidos por estación del año - Tarifa doméstica, consumos superiores a 150kWh por mes.....	44
Tabla 19 Cantidad de usuarios medidos por estación del año – Pequeñas demandas en Baja Tensión	45
Tabla 20 Cantidad de usuarios medidos por estación del año – Grandes demandas en Baja Tensión	45
Tabla 21 Cantidad de usuarios medidos por estación del año – Grandes demandas en Media Tensión.....	46
Tabla 22 Distribución de la muestra de usuarios por región y categoría tarifaria	47
Tabla 23 Parámetros para caracterizar la curva de alumbrado público	67
Tabla 24 Factores de caracterización - Invierno	80
Tabla 25 Factores de caracterización para tarifas domésticas, por región y bloque de consumo - Invierno	82
Tabla 26 Factores de caracterización - Verano	83
Tabla 27 Factores de caracterización correspondiente a tarifas domésticas, por región y bloque de consumo - Verano.....	84
Tabla 28 Información de demanda horaria de la Región Peninsular.....	85
Tabla 29 Relación entre región y división de CFE	94
Tabla 30 Tamaño de la muestra tarifa doméstica por región y estrato.....	94
Tabla 31 Tamaño de la muestra tarifa 2 por región y estrato.....	94
Tabla 32 Tamaño de la muestra tarifa 3 por región y estrato.....	95
Tabla 33 Tamaño de la muestra tarifa OM por región y estrato	95

Tabla 34 Tamaño de la muestra tarifa HM por región y estrato	95
Tabla 35 Factores de modulación por hora, tipo de día y estación climática.	100
Tabla 36 Efemérides de verano.....	113
Tabla 37 Efemérides de invierno	114
Tabla 38 Ejemplo tabla de registro de mediciones	115
Tabla 39 Balance de energía y potencia – Baja California.....	117
Tabla 40 Balance de energía y potencia – Baja California Sur	118
Tabla 41 Balance de energía y potencia – Norte	118
Tabla 42 Balance de energía y potencia – Noreste	119
Tabla 43 Balance de energía y potencia – Noroeste	119
Tabla 44 Balance de energía y potencia – Sur	120
Tabla 45 Balance de energía y potencia – Peninsular.....	120

GLOSARIO

AT: Alta Tensión

BT: Baja Tensión

MT: Media Tensión

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CRE: Comisión Reguladora de Energía
LyFC: Luz y Fuerza del Centro

Proceso ETL: Proceso de Extracción, Transformación y Carga

SQL Server: motor de base de datos

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SENER: Secretaria de Energía

SER: Sistemas Eléctricos Representativos

TdR: Términos de referencia

Transformador AT/MT: Transformador reductor de Alta tensión a Media tensión

Transformador MT/BT: Transformador reductor de Media tensión a Baja tensión

DB1: Tarifa Doméstica Bloque 1 en Baja Tensión (hasta 150kWh mensual)

DB2: Tarifa Doméstica Bloque 2 en Baja Tensión (mayor a 150kWh mensual)

PDBT: Tarifa Pequeña Demanda en Baja Tensión (hasta 25kW mes)

GDBT: Tarifa Gran Demanda en Baja Tensión (mayor a 25kW mes)

APBT: Tarifa Alumbrado Público en Baja Tensión

RABT: Tarifa Riego Agrícola en Baja Tensión

GDMT: Tarifa Gran Demanda en Media Tensión

APMT: Tarifa Alumbrado Público en Media Tensión

RAMT: Tarifa Riego Agrícola en Media Tensión

ST: Tarifa en Subtransmisión

T: Tarifa en Transmisión

ANÁLISIS FINAL DE LOS PERFILES DE CARGA DE DIFERENTES CLASES DE USUARIOS DE CFE

RESÚMEN EJECUTIVO

El presente informe corresponde a la Tarea 1.1.1 – Informe N°3 “Análisis final de los perfiles de carga de diferentes clases de usuarios de CFE” dentro de la cual se requiere realizar el análisis de las mediciones en usuarios de las distintas categorías, en función de lo definido en el Informe N°1 “Plan de trabajo detallado para la campaña de medición para la determinación de los perfiles de carga de diferentes clases de usuarios”.

Las tareas que se han realizado corresponden al procesamiento de la información de las mediciones de las categorías domésticas de las tarifas 1 en todas sus variantes, tarifa 2 y 3 conectados en BT, y mediciones de las tarifas OM y HM conectadas en MT. Asimismo se procesó información de mediciones correspondiente a usuarios con medición horaria conectados en subtransmisión y transmisión. Por otro lado, debido a falta de lecturas de medidores individuales, se procesó información agregada de consumos de riego agrícola, correspondiente a circuitos de MT y transformadores MT/BT. Finalmente, la curva de carga de la categoría de alumbrado público se determinó en función de las horas correspondientes a la salida y puesta del sol, considerando los periodos de crepúsculo matutino y vespertino, tanto en invierno como en verano. Cabe aclarar que para los efectos del estudio de caracterización de la carga no se consideró el análisis de los perfiles de consumo de las tarifas 6 y 7 vigentes.

Las tarifas vigentes se agruparon dando lugar a las tarifas teóricas para las cuales se definirán los perfiles de carga según el siguiente detalle.

TABLA 1 EQUIVALENCIAS ENTRE CATEGORÍAS VIGENTES Y TEÓRICAS

Tarifas Teóricas	Descripción	Nivel de tensión	Tarifas Vigentes
General Transmisión (GT)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en alta tensión, nivel transmisión, cualquiera sea su actividad o modalidad de consumo.	AT	HT, HT-L, HTF, HT-LF
General Subtransmisión (GST)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, cualquiera sea su actividad o modalidad de consumo.	ST	HS, HS-L, HSF, HS-LF,
General Distribución / Grandes Demandas en MT (GDMT)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en media tensión, cualquiera sea su actividad o modalidad de consumo.	MT	O-M, H-M, H-MC, OMF, HMF, HMC, 6 (MT), 7 (MT)

Tarifas Teóricas	Descripción	Nivel de tensión	Tarifas Vigentes
General Distribución / Grandes Demandas en BT (GDBT)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en baja tensión, con demanda mayor a 25 kW, que utilizan la energía eléctrica con fines comerciales, industriales o prestadores de servicios como comercios, oficinas, hoteles, clubes, instituciones públicas, entre otras.	BT	3, 6 (BT), 7 (BT)
General Distribución / Pequeñas Demandas (PDBT)	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en baja tensión, con demanda hasta 25 kW, que utilizan la energía eléctrica con fines comerciales, industriales o prestadores de servicios como comercios, oficinas, hoteles, clubes, instituciones públicas, entre otras.	BT	2, 6(BT), 7 (BT)
Doméstica Bloque 2 – consumos > 150 kWh/mes (DB2)	Tarifa aplicable a suministros en baja tensión, con demanda mayor a 150 kWh/mes, correspondientes a hogares o viviendas familiares que utilizan la energía eléctrica para iluminación, calefacción, cocción y aparatos domésticos.	BT	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC
Doméstica Bloque 1 – consumos ≤ 150 kWh/mes (DB1)	Tarifa aplicable a suministros en baja tensión, con demanda hasta 150 kWh/mes, correspondientes a hogares o viviendas familiares que utilizan la energía eléctrica para iluminación, calefacción, cocción y aparatos domésticos.	BT	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F.
Alumbrado Público en MT (APMT)	Tarifa aplicable a usuarios que utilizan la energía eléctrica para alumbrado público, incluyendo iluminación de calles, plazas, monumentos, marquesinas y carteles luminosos.	MT	5, 5A
Alumbrado Público en BT (APBT)		BT	
Riego Agrícola en MT (RAMT)	Tarifa aplicable a los usuarios que utilizan la energía eléctrica para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.	MT	9M, 9-CU (MT), 9-N (MT)
Riego Agrícola en BT (RABT)		BT	9, 9-CU (BT), 9-N (BT)

Fuente: diseño de tarifa teórica desarrollado por MEC

El procesamiento desarrollado contiene mediciones del periodo Noviembre 2009 – Mayo de 2010 para el caso de usuarios con medidores con capacidad de perfilado, mientras que para aquellos usuarios a quienes se instalaron nuevos medidores para registrar consumos de MT y BT, los mismos corresponden al periodo Febrero – Mayo 2009. Sin embargo, se prevé que la campaña finalice en octubre de 2010 para el caso de las mediciones de MT y para el caso de los medidores de BT para completar el año calendario se tendría que extender a enero de 2011, y si bien se procesó un buen volumen de información, han quedado fuera del

análisis los meses de julio, agosto y septiembre, que corresponden a la temporada de calor extremo en el norte del país, por lo cual los resultados que aquí se presentan pueden variar al momento de realizar el procesamiento final de todas las mediciones para el año completo.

Respecto de la información asociada a los registros de los medidores que se ha procesado a Mayo de 2010, y de acuerdo a lo indicado en el informe, la misma presenta algunas inconsistencias de formato en los campos correspondientes a las fechas, unidades medidas, diferencias de escalas, identificación de los medidores y sus usuarios asociados, entre otros. Estos errores en la información resultan normales en el desarrollo de cualquier campaña de medición, y es necesario ajustarlos en los análisis preliminares, antes del cierre definitivo de la campaña conjuntamente con el personal encargado de llevar a cabo el proyecto de campaña de caracterización por parte de CFE.

Los problemas de información detectados, no significan bajo ningún concepto que dicha información no pueda ser utilizada o resulte que la campaña no pueda ser finalizada con éxito, sino que requiere algunas acciones de ajuste de manera de descartar la menor cantidad de información posible. Un aspecto clave a destacar es la importancia de almacenar la información en un formato homogéneo para todo CFE, ya que facilita el análisis de la misma.

Para los fines del estudio tarifario, se han utilizado los resultados del procesamiento para el periodo mencionado, y respecto de las inconsistencias de la información, se han ajustados o reemplazado por valores de referencia correspondientes a la empresa, de manera que resulten adecuados para el estudio. Esto permitió que se hayan podido determinar los factores de caracterización necesaria para el cálculo de las tarifas teóricas, tarifas objetivo y objetivo de aplicación sin inconvenientes.

En resumen, con toda la información disponible y con el objetivo de realizar el cierre del estudio tarifario, se determinaron los factores de caracterización para distintas categorías tarifarias de las siguientes regiones tarifarias, las cuales están compuestas según el siguiente detalla:

TABLA 2 RELACIÓN ENTRE REGIÓN TARIFARIA Y DIVISIONES DE CFE

Región	Divisiones y Zonas asignadas
1 - Baja California	Baja California, zonas Tijuana, Ensenada y Mexicali
2 - Baja California Sur	Baja California, zonas La Paz y CD. Constitución
4 - Noreste	Golfo Norte y Golfo Centro
5 - Noroeste	Noroeste
6 - Norte	Norte
7 - Peninsular	Peninsular
8 - Sur	Centro Occidente, Centro Sur, Oriente, Sureste, Bajío, Centro Oriente y Jalisco

Fuente: regiones tarifarias propuestas por MEC (Informe N°1 del Estudio de Tarifas)

Los factores calculados para las distintas categorías que se definen del análisis de las curvas de carga comprenden:

- Ep: Proporción de la energía total consumida en el bloque de punta
- Ei: Proporción de la energía total consumida en el bloque intermedio
- Eb: Proporción de la energía consumida en el bloque de base
- FC: Factor de carga

Los factores aquí presentados se explican en el cuerpo del informe, y en función de lo expuesto se presentan en las siguientes tablas un resumen de los parámetros obtenidos correspondientes a las regiones y categorías presentadas anteriormente:

TABLA 3 FACTORES DE CARACTERIZACIÓN - INVIERNO

Tarifa	Región	factor de carga	Factores de participación		
			Punta	Base	Intermedio
Doméstica	Baja California ^{a,b}	0.761	0.239	0.187	0.574
			0.526	0.225	0.250
	Noreste	0.625	0.300	0.223	0.477
	Norte	0.716	0.252	0.191	0.557
	Peninsular	0.615	0.304	0.240	0.456
	Sur	0.563	0.308	0.209	0.482
Pequeñas Demandas en BT	Baja California ^{a,b}	0.593	0.267	0.132	0.601
			0.624	0.165	0.211
	Noreste	0.576	0.183	0.131	0.686
	Noroeste	0.609	0.174	0.219	0.607
	Norte	0.582	0.168	0.145	0.687
Peninsular	0.557	0.196	0.157	0.647	
	Sur	0.625	0.215	0.159	0.627
Grandes Demandas en BT	Sur	0.642	0.198	0.141	0.661
Grandes Demandas en MT	Baja California ^{a,b}	0.790	0.218	0.216	0.566
			0.527	0.252	0.221
	Noreste	0.748	0.197	0.211	0.591
	Noroeste	0.769	0.202	0.210	0.588
	Norte	0.767	0.192	0.227	0.581
Peninsular	0.651	0.192	0.187	0.622	
	Sur	0.778	0.195	0.231	0.574
Demandas en Subtransmisión	Baja California	0.830	0.247	0.314	0.439
	Noreste	0.904	0.180	0.289	0.531
	Norte	0.892	0.210	0.252	0.538
	Sur	0.968	0.199	0.293	0.507
Demandas en Transmisión	Baja California	0.938	0.214	0.263	0.522
	Noreste	0.817	0.180	0.330	0.490
	Sur	0.941	0.192	0.307	0.501

Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

^a El Factor de Carga corresponde a las Regiones Baja California y Baja California Sur de forma conjunta.

^b El cálculo de factores de participación de la energía por bloque se calculó considerando en primer término las bandas horarias de punta, base e intermedio correspondientes al SIN, y en segundo lugar considerando las bandas horarias correspondientes a Baja California Sur en cuanto esta región se encuentra aislada.

TABLA 4 FACTORES DE CARACTERIZACIÓN - VERANO

Tarifa	Región	factor de carga	Factores de participación		
			Punta	Base	Intermedio
Domésticas	Baja California ^{a,b}	0.760	0.237	0.251	0.512
			0.246	0.288	0.467
	Noreste	0.679	0.274	0.284	0.441
	Noroeste	0.700	0.275	0.253	0.472
	Norte	0.688	0.209	0.165	0.625
	Peninsular	0.682	0.283	0.278	0.439
	Sur	0.647	0.274	0.222	0.503
Pequeñas Demandas en BT	Baja California ^{a,b}	0.620	0.178	0.152	0.670
			0.205	0.174	0.621
	Noreste	0.582	0.156	0.130	0.714
	Noroeste	0.616	0.154	0.143	0.703
	Norte	0.590	0.142	0.154	0.705
	Peninsular	0.561	0.157	0.144	0.699
	Sur	0.674	0.177	0.158	0.665
Grandes Demandas en BT	Peninsular	0.205	0.340	0.091	0.569
	Sur	0.676	0.176	0.170	0.654
Grandes Demandas en MT	Baja California ^{a,b}	0.650	0.224	0.191	0.585
			0.245	0.227	0.528
	Noreste	0.753	0.203	0.202	0.595
	Noroeste	0.678	0.188	0.189	0.623
	Norte	0.727	0.184	0.206	0.609
	Peninsular	0.668	0.186	0.197	0.618
	Sur	0.712	0.186	0.202	0.612
Demandas en Subtransmisión	Baja California	0.794	0.256	0.333	0.411
	Noreste	0.919	0.189	0.283	0.528
	Norte	0.894	0.204	0.262	0.533
	Sur	0.957	0.199	0.291	0.509
Demandas en Transmisión	Baja California	0.913	0.210	0.260	0.531
	Noreste	0.105	0.761	0.000	0.239
	Sur	0.652	0.187	0.242	0.571

^a El Factor de Carga corresponde a las Regiones Baja California y Baja California Sur de forma conjunta.

^b El cálculo de factores de participación de la energía por bloque se calculó considerando en primer término las bandas horarias de punta, base e intermedio correspondientes al SIN, y en segundo lugar considerando las bandas horarias correspondientes a Baja California Sur en cuanto esta región se encuentra aislada.

A continuación se presenta el detalle de la información procesada y las curvas características de los consumos.

ANÁLISIS FINAL DE LOS PERFILES DE CARGA DE DIFERENTES CLASES DE USUARIOS DE CFE

INFORME

1. INTRODUCCIÓN

La formulación de tarifas por categorías homogéneas de clientes encuentra una solución válida solo en una asignación racional de los costos, y en particular de los costos fijos.

Este objetivo se alcanza sobre la base del conocimiento de las curvas de carga, siendo una premisa necesaria para la racionalización de los consumos de energía eléctrica, la minimización de los costos de gestión de las instalaciones y la equidad en el tratamiento de los clientes.

Las curvas de carga, expresión de las necesidades energéticas de los usuarios, son el punto de partida para cualquier análisis de regulación de oferta, pero son también el resultado de todas las acciones sobre la demanda. Un conocimiento suficiente de las curvas de carga es entonces una necesidad para la definición de las tarifas.

La identificación de las modalidades de consumo características de las distintas clases de usuarios, permite revisar o redefinir críticamente los coeficientes de asignación de los costos de distribución, transmisión y generación a los distintos cargos asociadas con los grupos de usuarios analizados. Esta asignación representa de alguna manera, la responsabilidad o participación que tiene cada una de las clases de usuarios analizadas en los costos de desarrollo de los niveles de distribución, subtransmisión transmisión y generación, que componen en su conjunto el sistema eléctrico. Asimismo, resulta una herramienta útil para identificar comportamientos atípicos o inesperados, dejando lugar a un análisis posterior acerca de dichos apartamiento, y dan soporte a la definición de señales que permitan orientar los consumos, si esto resulta conveniente desde el punto de vista técnico-económico para el sistema eléctrico.

La obtención de mediciones sistemáticas, además de ser útil para la determinación de los factores de asignación, permite también la realización de estudios más precisos del sistema eléctrico tales como el dimensionamiento de redes, detección de nuevos usos de energía, (consumos diferentes a los contratados) y desarrollo de modelos sectoriales para la agregación de cargas y estudios de pérdidas técnicas y no técnicas.

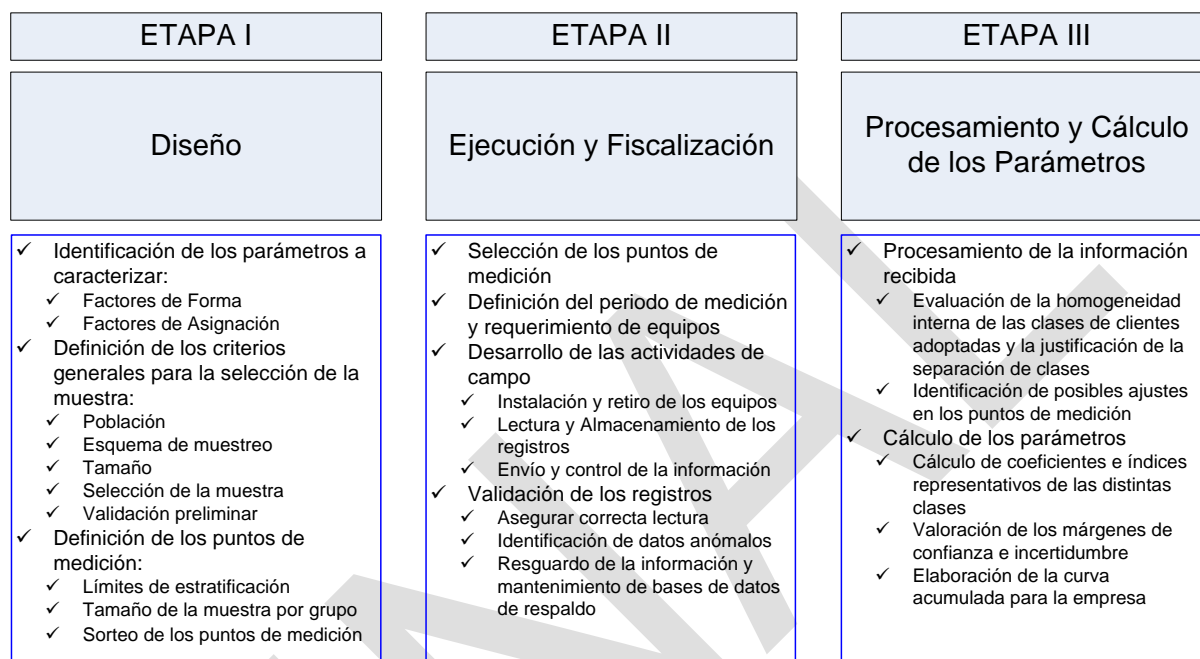
Las etapas que componen una campaña de medición son las siguientes:

- Diseño,

- Implementación y,
- Procesamiento de la información.

Para cada una de las etapas mencionadas, los principales aspectos a considerar comprenden:

GRÁFICA 1 ETAPAS DE DESARROLLO DE LA CAMPAÑA DE CARACTERIZACIÓN



Fuente: Proceso metodológico desarrollado por MEC

En síntesis, en el marco de una revisión tarifaria, el objetivo de la campaña de caracterización de la carga es identificar las modalidades de consumo de diferentes grupos de usuarios, a fin de determinar su responsabilidad en la curva de carga de la distribuidora, tanto para el momento de máxima solicitud del sistema, como para la participación de la energía en los distintos bloques horarios en los que la energía se clasifica.

Esta definición es de vital importancia, ya que con la misma se asegura que de alguna manera, los ingresos reconocidos regulatoriamente sean consistentes con la facturación de la distribuidora durante el periodo tarifario.

El presente documento corresponde a la Tarea 1.1.1 “Análisis final de los perfiles de carga de diferentes clases de usuarios de CFE” donde se presentan resultados del procesamiento de las mediciones a Mayo de 2010. El informe refleja las curvas de carga para invierno y verano obtenidas del procesamiento de la información, de acuerdo con la selección de usuarios realizada, en el Informe N°1 del presente estudio tarifario.

Respecto al desarrollo de la campaña de caracterización de las curvas de carga, cabe aclarar que si bien han habido retrasos en la instalación de los registradores y es necesario ajustar algunos aspectos asociados con la recopilación de la información, formatos, vinculación de los medidores con los usuarios sorteados, se ha definido un procedimiento sistemático para registro y procesamiento de la información, que podrá ser mejorado a medida que se adquiera mayor experiencia acerca del tema.

Adicionalmente, debido a restricciones operativas en el proceso de instalación y retiro de medidores, no fue posible desarrollar el rotado de medidores entre los usuarios sorteados en la campaña de medición, por lo que se registraron consumos en determinados usuarios por el periodo que dure la campaña. Si bien a priori esto no representaría un detrimento de la calidad de los resultados de la campaña, sí representa un mayor cuidado en el análisis de los resultados finales y de las mediciones obtenidas, ya que el peso relativo de cada usuario medido es mayor que cuando se realiza rotación de los medidores, con el riesgo que si algún usuario seleccionado tiene un comportamiento muy distinto al resto de la categoría o grupo de usuarios, podrían evidenciarse desvíos que deberían tratarse especialmente.

Estos procesos de “prueba y error” respecto de la información de los medidores y su procesamiento, resulta normal en cualquier campaña de caracterización que se desarrolle, aún en las empresas en las que se han realizado en más de dos ocasiones.

Dicho esto, como resultado del levantamiento realizado, se cuenta con información horaria de demanda para el período comprendido entre los meses de Noviembre de 2009 a Mayo de 2010 para algunos casos de usuarios en MT, siendo que para los medidores adicionales instalados en BT, las mediciones con las que se cuenta pertenecen al periodo Febrero-Mayo de 2010.

Resulta necesario aclarar, que si bien se cuenta con una buena cantidad de información de mediciones de distintas categorías de usuarios, la misma resulta parcial respecto de la estacionalidad de los consumos, ya que dentro de los meses faltantes se encuentran Julio, Agosto y Septiembre, que corresponden a la temporada de calor extremo en el norte del país, por lo cual los resultados que aquí se presentan seguramente serán ajustados una vez procesada la totalidad de la información anual de los consumos.

En función de lo expuesto el presente informe contiene los siguientes puntos:

- Generalidades sobre el empleo de los perfiles de carga
- Breve descripción del diseño de la campaña de medición
- Descripción de la información recibida e inconvenientes detectados
- Comportamiento típico de las categorías tarifarias analizadas

- Comentarios finales sobre los resultados preliminares

A continuación se detallan los puntos mencionados.

2. EMPLEO DE LOS PERFILES DE CARGA

La definición de un sistema de tarifas para remunerar los servicios de suministro de electricidad se apoya en dos enfoques de análisis que se complementan:

- La determinación de los costos asociados al servicio: definido por el abastecimiento de energía, asociado al costo de generación, el servicio de redes o costo de desarrollo de la red, que incorpora los costos de transmisión, subtransmisión y distribución, y los costos necesarios para la gestión comercial.
- El modo en que estos costos son asignados: identificando la responsabilidad de cada grupo de usuarios por la fracción que le corresponde en la inducción de esos costos, lo que es directa consecuencia de su particular modalidad de utilización del servicio.

Tres principales cualidades básicas, entre otras, son las que debe tener un sistema de tarifas con racionalidad económica:

- Neutralidad: que la estructura de cada tarifa refleje una directa relación con los costos generados, acorde con las variables que miden la cuantía de servicio utilizado.
- Equidad: que a modalidades de consumo similares y cuantía de servicio medida de igual modo, se apliquen tarifas iguales, sin discriminación.
- Eficiencia: que la estructura de las tarifas y la modalidad de medición de la cuantía de servicio informen correctamente y con claridad al usuario sobre los costos que su consumo ocasiona, de modo que se lo induzca a adoptar un comportamiento económico racional que redunde en una mejor asignación de los recursos.

Así pues, el análisis de las modalidades de consumo mediante los patrones temporales que revelan las curvas de carga horaria, tiene una estrecha relación con las categorías tarifarias, los tipos de cargos y la asignación de costos que se definan en el marco del estudio tarifario. Por tal motivo, se presentan los criterios generales para la conformación de la estructura del sistema de tarifas con el fin de definir los factores utilizados en las fórmulas tarifarias.

El balance de energía y potencia y la definición de los factores de caracterización representan la espina dorsal del cálculo tarifario, ya que los mismos permiten evaluar cómo se distribuye la energía en las distintas etapas de la red, las demanda máxima que cada una de las etapas aporta al total del sistema y el comportamiento individual de los distintos grupos de usuarios o categorías tarifarias.

Este conocimiento de las “responsabilidades” de cada componente de la red en el desarrollo del sistema, permitirá la definición posterior de la tarifa final mediante la asignación de los costos del servicio a las distintas categorías tarifarias.

En este sentido, se presentan en los siguientes puntos:

- Balances energéticos
- Balances de potencia
- Criterios de agregación de los patrones de consumo

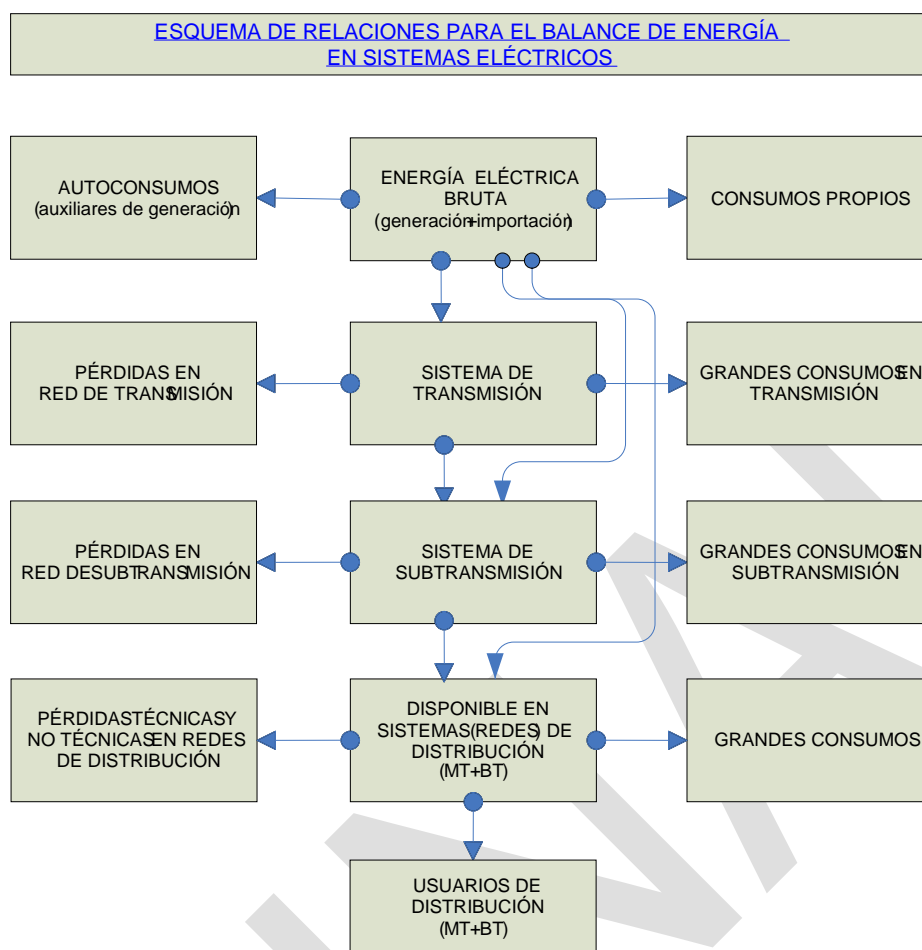
A continuación se detallan cada uno de los conceptos mencionados.

2.1. BALANCES ENERGÉTICOS

Como parte del proceso de cálculo para la asignación de los costos, en el marco del estudio tarifario, es necesario construir un modelo de balance anual de energía y potencia, distinguiendo todos los niveles de red y agrupamientos de consumos a considerar en la estructura de las tarifas. Se hace primero un balance de los volúmenes de energía considerando la ingresada a la red, la vendida o facturada y las pérdidas (técnicas y no técnicas) en las distintos etapas del sistema.

El siguiente esquema representa el típico flujo de energía de un sistema integrado, a partir del cual se definirán las demandas requeridas por cada nivel de tensión, los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas, considerando los consumos agregados de las categorías de usuarios con el propósito de definir la estructura de un sistema de tarifas reguladas.

GRÁFICA 2 ESQUEMA DE BALANCE ENERGÉTICO



Fuente: Proceso metodológico desarrollado por MEC

Este es un diagrama de flujos de interpretación simple. Cada bloque representa un agregado al que está asociada una cantidad de energía transferida a lo largo del año; a las líneas se asocian cantidades de energía transferidas de un bloque a otro en la dirección de la flecha; el bloque ENERGÍA ELÉCTRICA BRUTA, del que solo salen flechas, es la fuente; los sumideros son los bloques a los que solo llegan flechas; en los demás bloques, la suma de las energías asociadas a las flechas que llegan iguala la suma de las que salen.

Partiendo de este diagrama general, el balance energético se puede ampliar en detalles, por ejemplo desagregándolo en las zonas tarifarias de distribución que se desean considerar a partir del bloque DISPONIBLE EN SISTEMAS (REDES) DE DISTRIBUCIÓN y separando además en cada sistema de distribución los balances parciales de redes primarias (MT) y secundarias (BT).

Cabe señalar que de los saldos de este balance en distintos niveles resultan las pérdidas que se han de reconocer en las tarifas reguladas.

Una vez definido el balance energético anual, se puede asignar o transferir el costo de energía desde el nivel de generación a cualquier bloque “aguas abajo”, en forma directamente proporcional a la energía asociada al bloque en cuestión, con una salvedad: agregar la parte proporcional del costo de las pérdidas en los distintos niveles “aguas arriba” del bloque.

En forma similar al balance general anual, se pueden considerar balances energéticos parciales referidos a períodos de tiempo específicos, de interés para el análisis tarifario; por ejemplo, para las horas de punta de todos los días de una estación del año.

Cualquiera de estos balances energéticos es fácil de construir debido a la propiedad fundamental de aditividad directa de la energía, inherente a su naturaleza física conservativa.

2.2. BALANCES DE POTENCIA

Ya sea por mediciones directas propias del sistema eléctrico (como las existentes en las subestaciones de distinto tipo) o por inferencia derivada de campañas de mediciones específicas, se puede conocer (o se estima) la demanda máxima del año de un sistema (potencia) asociada a cada agregado de consumos considerado en el balance anual, además de la energía.

Los costos de desarrollo de las redes en cada nivel de tensión se relacionan justamente con la demanda máxima anual operada (ingresada), expresándolos en forma unitaria en términos de [\$/kW] por año. Otro tanto sucede con el costo de capacidad al nivel de la generación.

Pero al asignar esos costos “aguas abajo” (entendiéndose a las distintas categorías tarifarias de cada nivel de tensión) no es tan sencillo y directo como resulta para los costos de energía basándose en un balance energético, porque el concepto ingenieril de demanda máxima no goza de la propiedad aditiva que sí tiene la energía, ya que las demandas máximas ocurren en distintos momentos y están asociados a variables discretas o momentáneas, mientras que en el caso de la energía nos referimos a valores integrados en un periodo de tiempo.

No obstante, recurriendo a los conceptos de “simultaneidad” o “responsabilidad” es posible relacionar las potencias de la demanda máxima asociada a la energía de cada bloque del balance energético, de tal manera que, por extensión de concepto, se entiende como un balance de potencia. La base para elaborar el balance de potencia es el conocimiento de los

patrones de consumo de diferente clase de usuarios que se encuentran “aguas abajo” del bloque (agregado) que se considera.

Así, a partir del balance de energía se determina la máxima demanda simultánea en cada nivel de tensión, que resulta de agregar los patrones de consumo de todos los que son abastecidos desde ese nivel y los de “aguas abajo”.

2.3. CRITERIO DE AGREGACIÓN DE LOS PATRONES DE CONSUMO

El proceso de asignación de los costos asociados al servicio eléctrico a las distintas clases o categorías de usuarios se puede explicar en dos pasos, cuyas metodologías pueden ser diferentes en función de las características intrínsecas de las instalaciones analizadas.

En primer lugar se deben determinar los costos unitarios [\$/kW] a nivel de cada etapa de suministro: Transmisión, Subtransmisión, Distribución Primaria y Secundaria (MT y BT); y en segundo lugar la asignación de dichos costos unitarios a las distintas categorías de usuarios componentes de cada etapa de suministro.

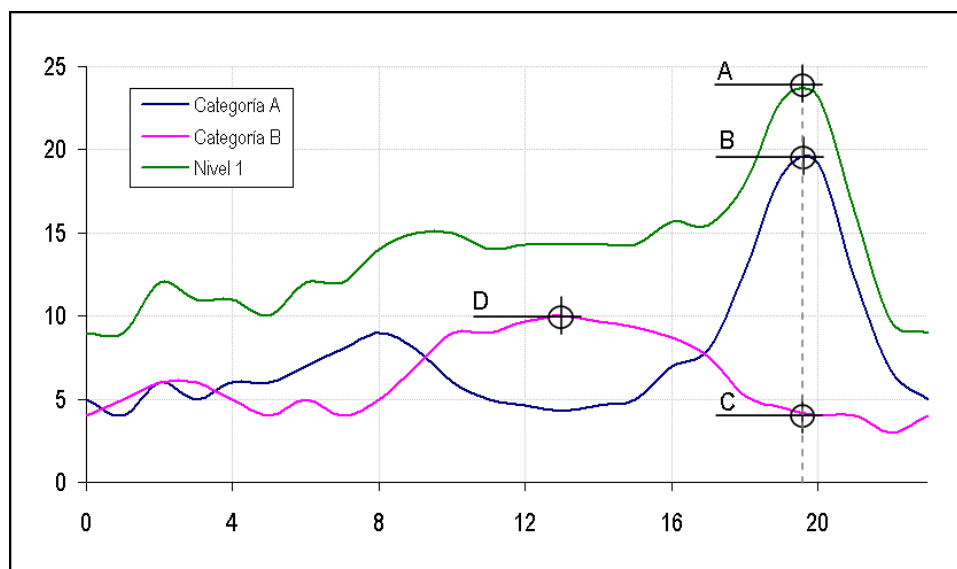
Para la asignación de los costos a las distintas etapas de la red, y dentro de cada etapa a las distintas categorías tarifarias, se pueden aplicar básicamente dos métodos: máximas coincidentes o máximas no coincidentes con la máxima del sistema. Es decir, en el primer caso, los costos asociados a cada etapa de la red se dividirán entre las máximas coincidentes con la punta del sistema, que surjan del balance de potencia para el año base, mientras que en el segundo caso, se asignan proporcionalmente a las máxima de cada etapa o categoría tarifaria, sean coincidentes o no con la máxima del sistema. Este último concepto está asociado con el principio de contigüidad, cuyo fundamento se base en que las instalaciones están afectadas por la carga máxima local de los usuarios conectados a la red más allá del momento en que esos máximos se produzcan.

De esta manera, para la asignación de los costos unitarios [\$/kW] de las distintas etapas de la red a las categorías de usuarios componentes de cada una de ellas, se aplicará el método de máximas coincidentes en punta del sistema de cada categoría para las etapas de Generación, Transmisión y Subtransmisión, mientras que para el caso de Distribución Primaria y Secundaria (MT y BT), basándonos en lo postulado anterior acerca de las responsabilidades de los distintos usuarios en el uso de la red y aplicando el criterio de contigüidad, se aplicará el método de máximos no coincidentes. Como se mencionó anteriormente, este criterio supone que los suscriptores conectados al nivel pertinente son altamente homogéneos en su modalidad de consumo. Esto quiere decir que tomando, por ejemplo, un centro de transformación MT/BT, generalmente la composición de los usuarios conectados es preponderantemente residencial o no residencial, por lo que las redes

destinadas a la alimentación de estos usuarios están dimensionadas para soportar el máximo de demanda de cada modalidad de consumo (criterio de contigüidad), independientemente del momento en que ésta suceda.

Tomando como ejemplo las curvas del siguiente gráfico conceptual definiremos cómo se determinan los factores mencionados anteriormente.

GRÁFICA 3 ESQUEMA PARA DETERMINAR LOS FACTORES DE COINCIDENCIA



Fuente: Ejemplo propuesto por MEC

En el ejemplo de la gráfica anterior, consideramos que el sistema está formado por dos categorías tarifarias “A” y “B” que pertenecen a un determinado nivel de tensión “Nivel 1” cuya demanda máxima está representada por el punto A (esta curva representaría la curva acumulada del sistema). Las curvas en tono azul y rosa pertenecen a las categorías tarifarias y la curva en verde representa la curva agregada de ambas categorías. Por definición, el factor de coincidencia se define como la relación entre la potencia coincidente con la máxima del sistema y la máxima de la categoría.

En el caso de la asignación por máximas coincidentes con la máxima del sistema (Punto A), los costos se dividen entre esta demanda máxima, y se asignan a las dos categorías proporcionalmente a su responsabilidad sobre dicha demanda, considerando las máximas simultáneas de la categoría con la máxima del nivel (Puntos B y C). De esta forma, el factor de coincidencia estará definido por:

- para la categoría A $FCoinA = \frac{B}{A}$ y,
- para la categoría B $FCoinB = \frac{C}{A}$

En el caso de la categoría A, dado que la máxima propia es coincidente con la del sistema (curva Nivel 1), el factor de coincidencia es igual a uno (valor máximo que puede tomar el factor), mientras que para la categoría B, la máxima resulta no coincidente con la máxima del sistema, por lo tanto el factor es menor que la unidad.

Considerando la asignación por máximas no coincidentes, los costos se dividen entre la suma de las demanda máximas de ambas categorías (Punto B + Punto D), dejando de lado el momento en que estas se producen. De esta manera, el factor de coincidencia de cada categoría estará dado por:

- para la categoría A $FCoinA = \frac{B}{B+D}$ y,
- para la categoría B $FCoinB = \frac{D}{B+D}$

Como se mencionó anteriormente, el primer método de máximas coincidentes en punta se aplica en general para los niveles de mayor agregación de demanda, como Generación, Transmisión y Subtransmisión, mientras que el método de máximas no coincidentes se aplica para Distribución Primaria y Secundaria (MT y BT), basándonos en esto último en el concepto de contigüidad de las redes de distribución.

Otro de los factores asociados al cálculo tarifario, es factor de coincidencia intragrupo que representa la coincidencia de los máximos de los diferentes estratos o usuarios de una categoría respecto al total de esa categoría. Conjuntamente con los de coincidencia externa representan la responsabilidad total de un estrato o usuario en los costos.

Dicha evaluación se obtiene relacionando la potencia máxima del total de esa categoría en forma agregada con la suma simple de las potencias máximas de cada estrato o usuario de esa categoría. Suponiendo que en el gráfico de ejemplo anterior, las curvas de las categorías representan dos usuarios de una misma categoría, y la curva verde es la suma de ambas, o sea la curva de la categoría agregada, el factor de coincidencia intragrupo estará dado por:

$$FCoin = \frac{A}{B+D}$$

Este factor es siempre menor que la unidad, y está estrechamente vinculado con el factor de carga de los distintos usuarios que componen la categoría, y puede ser igual a 1 en el caso extremos que la máxima de todos los usuarios se dé exactamente a la misma hora, o en el caso que el factor de carga de todos los usuarios sea igual a la unidad.

En caso de ser necesario, determinar el factor de coincidencia fuera de punta, el mismo se calcula del mismo modo, sólo que considerando las potencias correspondientes a la banda horaria analizada. En el caso de las categorías en que se registra potencia, el cálculo de este factor se utiliza además para compensar la posible diferencia entre la demanda registrada y la contratada.

2.4. FACTORES CARACTERÍSTICOS DE LAS CURVAS DE CARGA

En función del análisis de las alternativas para la asignación de los costos a las distintas categorías tarifarias se deben determinar los factores adecuados, de manera tal, que al definir las fórmulas tarifarias asociadas a los distintos cargos, los cuales al ser facturados considerando las variables físicas medidas, recuperen los costos de prestación del servicio incluidos en la tarifa.

Estos factores surgen de los perfiles de carga de las distintas clases de usuarios, las cuales tienen muchas características similares, entendiendo por características a valores típicos de las curvas como son el módulo de la demanda, los factores de forma y los factores de responsabilidad, los cuales se detallan a continuación.

2.4.1. DEMANDA

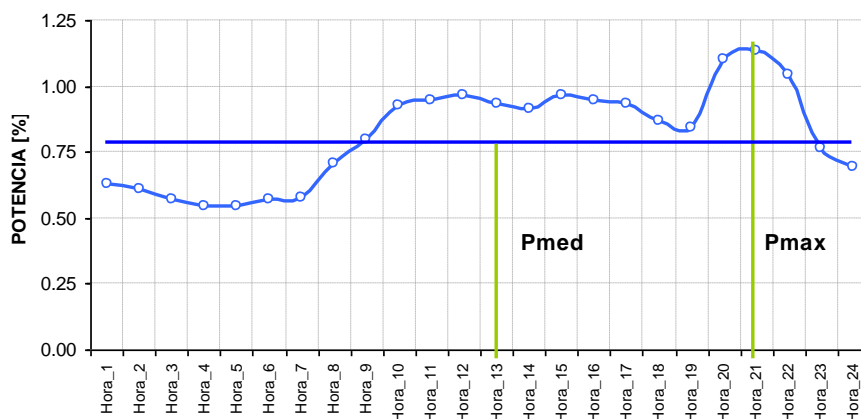
La demanda asociada a una curva de carga corresponde a la promedio en un determinado periodo de tiempo, que generalmente puede ser de 15, 20 o 30 minutos. Esta demanda se puede utilizar para caracterizar la potencia activa, reactiva, total o la corriente. Una de las características principales es la máxima demanda de una clase de usuarios en un periodo de tiempo, cuya utilización se refleja en el análisis de la expansión de los sistemas en función de los requerimientos futuros de demanda, y en el análisis de políticas de manejo de la demanda (*Demand Side Management*).

2.4.2. FACTORES DE FORMA

Los factores de forma corresponden a relaciones de la curva o perfil de carga de una determinada clase de usuario, los cuales comprenden:

Factor de carga – se define como la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima en un periodo determinado de tiempo. Desde el punto de vista de la prestación del servicio eléctrico cuanto más alto sea este factor se obtendrá un factor mejor utilización de las instalaciones.

GRÁFICA 4 CURVA DE CARGA EJEMPLO – FACTOR DE CARGA



Fuente: Ejemplo propuesto por MEC

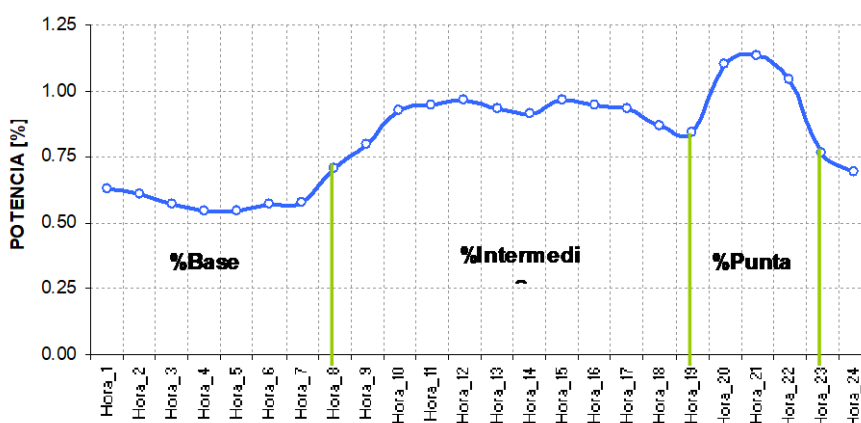
El factor de carga será igual a:

$$FC = \frac{P_{med}}{P_{max}}$$

El factor de carga puede tomar valores pequeños cercanos a cero (0) valores altos cercanos a uno (1).

Factor de participación en punta, intermedio y base – se define como el porcentaje de energía consumida en cada bloque horario respecto del total de la energía.

GRÁFICA 5 CURVA DE CARGA EJEMPLO – FACTORES DE PARTICIPACIÓN



Fuente: Ejemplo propuesto por MEC

Los factores de participación se calculan como:

$$\% Ep = \frac{Ep}{E_{total}}; \quad \% Ei = \frac{Ei}{E_{total}}; \quad \% Eb = \frac{Eb}{E_{total}}$$

Donde,

E_p es la energía consumida en el bloque de punta

E_i es la energía consumida en el bloque intermedio

E_b es la energía consumida en el bloque base

E_{total} es la energía total consumida

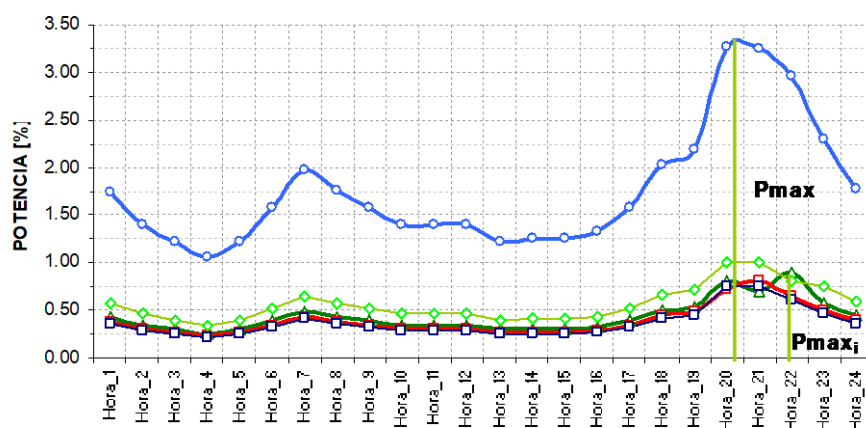
Las sumatoria de los factores expresados como porcentaje son igual a 100%.

2.4.3. FACTORES DE RESPONSABILIDAD

Los factores de responsabilidad varían en su definición según la bibliografía, las normas y procedimientos asociados a la definición de las tarifas, la forma más común utilizada es la que considera los dos principales factores siguientes:

Factor de coincidencia interna – o simultaneidad interna, se define como la relación entre la demanda máxima de un grupo de usuarios (P_{max}) y la suma de la máxima individual de cada usuario del grupo (P_{max_i}).

GRÁFICA 6 CURVA DE CARGA EJEMPLO – FACTOR DE COINCIDENCIA INTERNA



Fuente: Ejemplo propuesto por MEC

El factor se calcula como:

$$FCoin_int = \frac{\sum_i P_{max_i}}{P_{max}}$$

Donde,

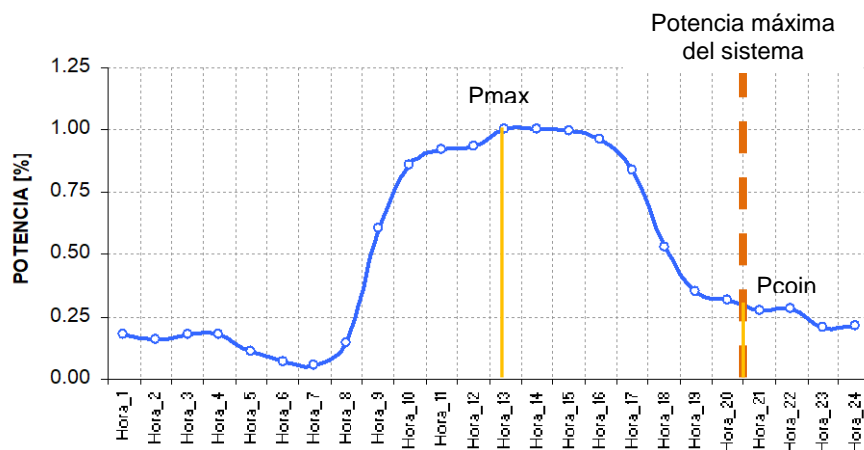
P_{max_i} es la potencia máxima individual de cada usuario de la categoría

P_{max} es la potencia máxima de la categoría

Este factor es menor o igual a la unidad, siendo generalmente mucho menor a la unidad ya que resulta muy difícil que la máxima de todos los usuarios se produzca a la misma hora. El recíproco del factor de coincidencia se denomina factor de diversidad.

Factor de coincidencia externa - se define como la relación entre la demanda de la categoría o nivel de tensión correspondiente a la hora de máxima del sistema, y la demanda máxima de la categoría.

GRÁFICA 7 CURVA DE CARGA EJEMPLO – FACTOR DE COINCIDENCIA EXTERNA



Fuente: Ejemplo propuesto por MEC

El factor de coincidencia externa se calcula como:

$$FCoin_{ext} = \frac{P_{coin}}{P_{max}}$$

Donde,

P_{coin} es la potencia coincidente con la máxima del sistema

P_{max} es la potencia máxima de la categoría

Este factor es menor o igual a la unidad, siendo igual a la unidad cuando el máximo de la categoría coincide con el máximo del sistema.

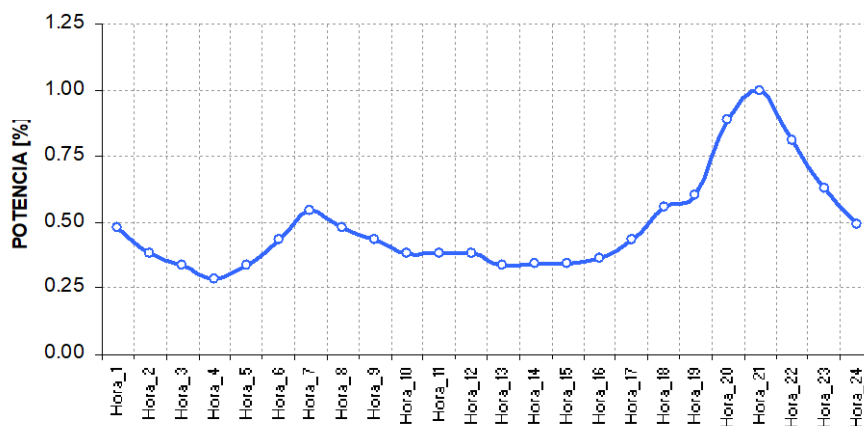
Como se mencionó anteriormente en el marco de análisis, la definición de los factores es importante desde el punto de vista de la correcta asignación de los costos a las distintas categorías tarifarias, por lo que su definición está estrechamente relacionada con la definición de las fórmulas de asignación de la tarifa de aplicación.

2.5. PERFILES DE CARGA DE LAS DISTINTAS CLASES DE USUARIOS

Las prestadoras de servicio de electricidad abastecen diferentes clases de consumos, que en general se asocian a los sectores doméstico o residencial, comercial, e industrial. Adicionalmente otro consumo típico es el de alumbrado público, que depende de las horas de iluminación natural y el resto de las horas del día, sin perjuicio de lo cual en algunas zonas se puede encontrar consumos por conceptos de alumbrado público en las horas diurnas, por problemas en los equipos de apagado y encendido de luminarias o por consumos asociados con señales de tránsito, que muchas veces resulta difícil de cuantificar, pero su importancia habrá que analizarla en forma particular según cada caso. Asimismo, se pueden identificar en ciertas zonas, los consumos asociados a la actividad rural o riego agrícola, cuya modalidad de consumo es generalmente muy estacional, y el perfil puede variar significativamente en función del desarrollo de dicha actividad.

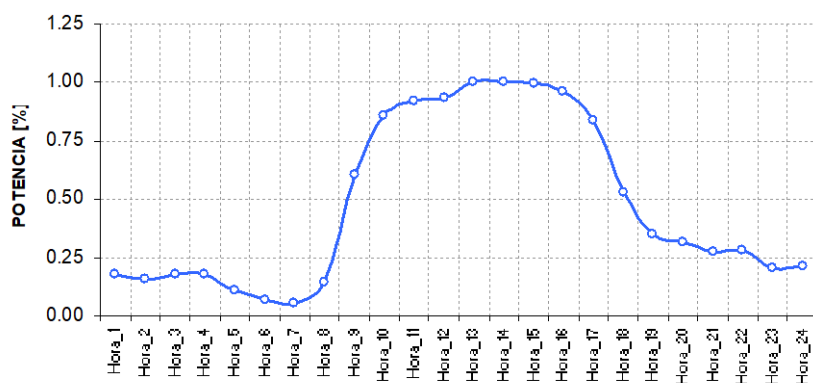
La principal hipótesis para desarrollar una campaña de caracterización de la carga es que los usuarios pertenecientes a una determinada categoría se comportan en forma similar y tiene asociados un determinado perfil de carga, el cual resulta diferente entre las distintas categorías. Estas curvas típicas, describen los comportamientos o modalidades de consumo más importantes de los usuarios, como la potencia media y a la hora del día y parte del año en el que se produce la demanda máxima, la duración de los bloques de punta, intermedio y base y la energía total (área debajo de la curva). Esta curva de carga para las diferentes clases de usuarios es aproximadamente universal aunque pueden variar según las particularidades y condiciones de cada región, y se ejemplifican en los siguientes gráficos (“Power Distribution Planning Reference Book”, H. Lee Willis, ABB Power T&D Company – 1997 y “Electric Power Distribution Handbook”, T.A. Short – 2004):

GRÁFICA 8 CURVA DE CARGA EJEMPLO – RESIDENCIAL



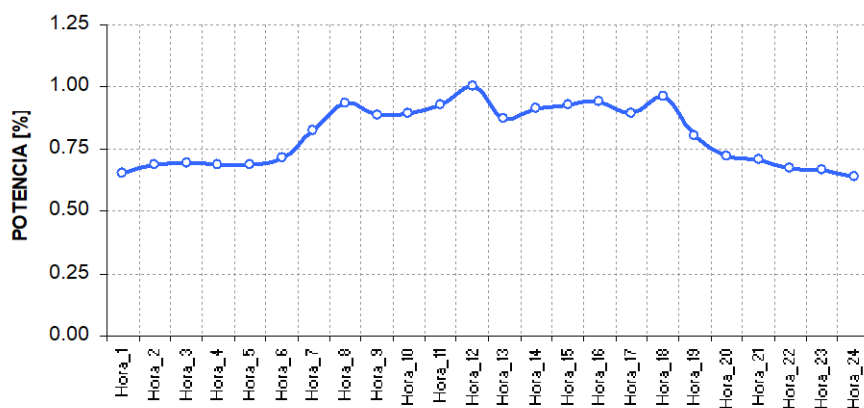
Fuente: Ejemplo desarrollado por MEC

GRÁFICA 9 CURVA DE CARGA EJEMPLO – COMERCIAL / PEQUEÑA DEMANDA



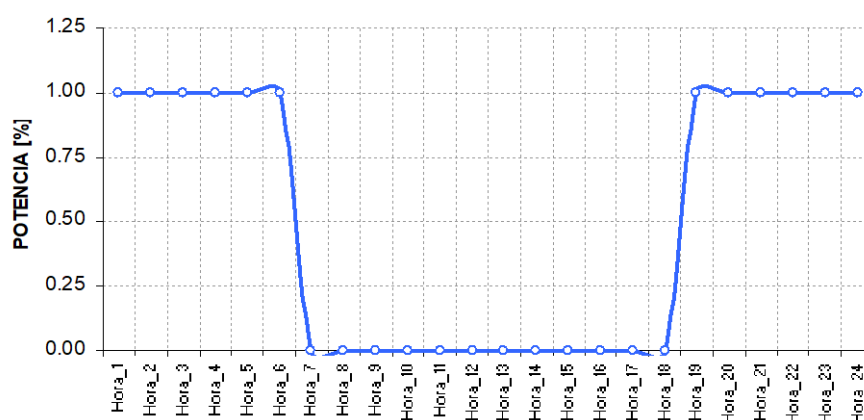
Fuente: Ejemplo desarrollado por MEC

GRÁFICA 10 CURVA DE CARGA EJEMPLO – INDUSTRIAL / GRAN DEMANDA



Fuente: Ejemplo desarrollado por MEC

GRÁFICA 11 CURVA DE CARGA EJEMPLO – ALUMBRADO PÚBLICO



Fuente: Ejemplo desarrollado por MEC

Más allá que la aplicación que se le dará a este estudio será para los fines tarifarios, la información de las características de consumo resultan de mucha importancia para el planificador del sistema, ya que permite realizar estudios de desarrollo de las redes y estimar las demandas máximas futuras en función del crecimiento de la demanda discriminada por clase de usuario y luego agregada, o bien definir acciones de manejo de la demanda (*Demand Side Management*).

Como se mencionó anteriormente, diferentes clases de usuarios tendrán comportamientos diferentes en lo que respecta a la modalidad de consumo, que responden al desarrollo de las actividades típicas que desarrolla cada uno de ellos durante el día hábil, sábado y domingos y días festivos. En este sentido, los consumos domésticos generalmente tienen su máximo de demanda entre las horas 18hs y 21hs, pudiendo variar dependiendo de la región donde se haga la medición, pudiendo llegar a las 23 horas, y un factor de carga generalmente menor a 0.85, dependiendo del estrato de consumo en el que se encuentra.

Los consumos comerciales están asociados a los horarios de apertura y cierre de los comercios, que en general abren sus puertas alrededor de las 9hs y cierran a las 18hs. Para el caso de los comercios pequeños y medianos, existen zonas que pueden cerrar entre las 20hs. y 21hrs, dependiendo si es verano o invierno. Además algunos comercios pequeños tienen cierres de 14hs a 16hs horas, al igual que los centros comerciales que pueden llegar hasta las 22hs en grandes centros comerciales o cadenas comerciales de 24hs., con lo cual el perfil de carga seguirá este patrón, con un factor de carga que puede variar entre 0.65 y 0.80.

Finalmente, los consumos asociados a procesos industriales como grupo, tienden a ser constantes en gran parte del día, evidenciándose un incremento en el horario laboral diurno, y un factor de carga que puede variar entre 0.75 y 0.9.

Las características mencionadas se basan en la literatura y son de aplicación general en cualquier país, sin embargo en cada caso se deben considerar los aspectos culturales y costumbres que hacen al desarrollo de las actividades, y que de alguna manera están relacionadas con las características de consumos de los distintos sectores de la economía.

De cualquier forma, es importante considerar esta información como base, ya que resulta una herramienta fundamental para el análisis de la consistencia de las mediciones registradas en los medidores instalados con el objetivo de realizar la campaña de medición, y poder determinar o explicar modalidades de consumo que a priori resultarían erróneas.

3. BREVE REPASO DEL DISEÑO DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

La selección de usuarios para la campaña de caracterización de la demanda ha sido efectuada a través de un procedimiento aleatorio y es representativa de las distintas categorías tarifarias y regiones del país cuyo detalle se adjunta en el ANEXO I - TAMAÑOS MUESTRALES (INFORME N°1) del presente estudio. A su vez, la campaña ha sido organizada para abarcar un período de un año de medición, de manera que al finalizar dicho periodo, los resultados permitirán caracterizar la demanda en las distintas épocas del año (invierno y verano).

Si bien nos encontramos a la mitad del desarrollo de la campaña, los registros se han procesado a manera de ser utilizados para el cierre del estudio tarifario, y para identificar problemas con la información que deben ser ajustados para el pre-procesamiento final y para el cierre definitivo de la campaña.

El análisis se realizó para 7 regiones tarifarias compuestas de la siguiente manera:

TABLA 5 RELACIÓN ENTRE REGIÓN TARIFARIA Y DIVISIONES DE CFE

Región	Divisiones y Zonas asignadas
1 - Baja California	Baja California, zonas Tijuana, Ensenada y Mexicali
2 - Baja California Sur	Baja California, zonas La Paz y CD. Constitución
4 - Noreste	Golfo Norte y Golfo Centro
5 - Noroeste	Noroeste
6 - Norte	Norte
7 - Peninsular	Peninsular
8 - Sur	Centro Occidente, Centro Sur, Oriente, Sureste, Bajío, Centro Oriente y Jalisco

Fuente: regiones tarifarias propuestas por MEC (Informe N°1 del Estudio de Tarifas)

El diseño muestral de la campaña está basado en la estructura tarifaria actual de CFE, mientras que los resultados obtenidos a partir de la misma se utilizarán para definir los parámetros tarifarios para el nuevo esquema de tarifas teóricas propuesto. En la definición de las nuevas categorías tarifarias, lo que se busca es encontrar grupos de usuarios con características similares entre las que gráfica la curva característica.

A continuación se presenta la relación entre ambos esquemas:

TABLA 6 RELACIÓN ENTRE TARIFA TEÓRICA Y VIGENTE CFE

Nivel de Tensión	Tarifas teóricas	Tarifas vigentes
Baja Tensión	<i>Domésticas – bloque 1</i>	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F <i>consumo mensual hasta 150 kwh</i>
	<i>Domésticas – bloque 2</i>	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC <i>consumo mensual mayor a 150 kwh</i>
	<i>Pequeñas demandas</i>	Tarifa 2 <i>demandas menores a 25kW</i>
	<i>Grandes demandas</i>	Tarifa 3 <i>demandas menores a 25kW</i>
Media Tensión	<i>Grandes demandas</i>	Tarifas OM y HM

Fuente: tarifas teóricas propuestas por MEC

Las mediciones correspondientes a usuarios domésticos en baja tensión corresponden a usuarios de la categoría tarifaria T1 y sus distintas modalidades (1A-1F y DAC.). En la etapa del diseño muestral de la campaña se realizó una única estratificación de los usuarios de estas categorías definiendo 5 grupos homogéneos de acuerdo a su nivel de consumo mensual. En la siguiente tabla se indican los rangos de consumo mensual que definen cada uno de los estratos.

TABLA 7 ESTRATIFICACIÓN DEL CONSUMO DESTINADO A USO RESIDENCIAL (TARIFA 1)

Tarifa	estrato	intervalo según consumo mensual
1	1	hasta 100 kWh
1	2	más de 100 y hasta 150 kWh
1	3	más de 150 y hasta 250 kWh
1	4	más de 250 y hasta 450 kWh
1	5	más de 450 kWh

Fuente: diseño de la campaña (Informe N°1)

En la nueva estructura tarifaria propuesta (tarifas teóricas) está prevista la definición de dos bloques para la tarifa doméstica (DB1 y DB2), ya sea que el nivel de consumo mensual de los usuarios se encuentre por encima (DB2) o por debajo (DB1) de los 150 kWh/mes. De este modo, las modalidades de consumo observadas a partir de los usuarios domésticos correspondientes a los estratos 1 y 2 serán representativas del bloque 1, mientras que los resultados correspondientes a los usuarios de los estratos 3, 4 y 5 lo serán del bloque 2.

En el caso de las tarifas 2 y 3 actuales, también se realizó una estratificación de usuarios en oportunidad del diseño muestral de la campaña, tomando en consideración el nivel de consumo promedio mensual que dieron por resultado 5 estratos de consumo, tal como se puede observar en las siguientes tablas.

TABLA 8 ESTRATIFICACIÓN DEL CONSUMO DESTINADO A USO GENERAL EN BT (TARIFA 2)

<i>Tarifa</i>	<i>estrato</i>	<i>intervalo según consumo mensual</i>
2	1	hasta 250 kWh
2	2	más de 250 y hasta 500 kWh
2	3	más de 500 y hasta 1000 kWh
2	4	más de 1000 y hasta 2000 kWh
2	5	más de 2000 kWh

Fuente: diseño de la campaña (Informe N°1)

TABLA 9 ESTRATIFICACIÓN DEL CONSUMO DESTINADO A USO GENERAL EN BT (TARIFA 3)

<i>Tarifa</i>	<i>estrato</i>	<i>intervalo según consumo mensual</i>
3	1	hasta 4000 kWh
3	2	más de 4000 y hasta 5000 kWh
3	3	más de 5000 y hasta 7500 kWh
3	4	más de 7500 y hasta 10000 kWh
3	5	más de 10000 kWh

Fuente: diseño de la campaña (Informe N°1)

De acuerdo al nuevo esquema de tarifas teóricas propuesto por MEC, los usuarios de la tarifa 2 conformarán la categoría pequeñas demandas en baja tensión y los usuarios de la tarifa 3 corresponderán a las grandes demandas en baja tensión. La distinción entre ambas categorías viene dado por la demanda de potencia, que en el primer caso es de hasta 25kW y en el segundo caso supera este umbral. En este caso, la estratificación planteada en la etapa de diseño muestral tuvo como fin distribuir la muestra de usuarios de manera tal que los distintos niveles de consumo de cada categoría se encuentren representados en la campaña.

En el caso de los usuarios en media tensión, el esquema tarifario vigente contempla dos categorías en este nivel, denominadas OM y HM. El nuevo esquema de tarifas propuesto contempla una única categoría denominada grandes demandas en media tensión donde quedarán agrupadas las dos categorías mencionadas.

En cuanto al periodo de medición de cada usuario, se recomendó la rotación de los medidores cada 10 días entre distintos usuarios seleccionados de las categorías tarifarias propuestas analizadas. Sin embargo, debido a las dificultades existentes en la realización de esta actividad, efectuó un reemplazo definitivo de medidores a los usuarios seleccionados para la campaña de manera tal, que el período de medición en principio se extiende a lo

largo de un año. El motivo de este reemplazo está relacionado con aspectos técnicos que dificultaban la instalación y retiro de medidores adicionales a los que ya cuenta cada suministro y su rotación a través de distintos clientes a efectos de realizar la campaña de medición. Cabe aclarar, que el riesgo de medir permanentemente a los usuarios, es que si se presenta una situación que por algún motivo ese usuario tiene un comportamiento muy aleatorio o surge alguna dificultad con las mediciones realizadas, los registros que se descartan son mayores que si se rotan los equipos, problema que se ha presentado con frecuencia en la campaña de medición.

Finalmente, en este informe también se incorporan resultados referidos a usuarios de transmisión y subtransmisión que actualmente cuentan con medición horaria y por lo tanto se utilizaron los datos provenientes de las mediciones que se obtienen periódicamente para fines de facturación. Por otra parte, también se han considerado mediciones horarias de alimentadores con predominio de uso para riego agrícola. En el caso particular de los usuarios de alumbrado público, mismos que no se miden, son estimados en función de las horas del día en que son requeridas las luminarias, tal como se presentó en la metodología que se aplica en la sección alumbrado público en el presente documento.

A continuación se detalla el alcance de la información recibida durante el avance del estudio y algunas características de los registros asociados a los consumos de las distintas categorías tarifarias analizadas. Además, se describirá de manera resumida algunas de las dificultades que se encontraron durante el procesamiento de la información.

3.1. DETALLE DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

En términos generales se cuenta con mediciones cada 15 minutos para un conjunto de usuarios pertenecientes a las siguientes categorías tarifarias vigentes: doméstica (Tarifa 1 y sus distintas modalidades), 2, 3, OM y HM. El período considerado abarca los meses de noviembre de 2009 hasta mayo de 2010, si bien se observan algunas diferencias según la categoría tarifaria. En la siguiente tabla se muestran la cantidad de mediciones disponibles por mes y categoría tarifaria propuesta:

TABLA 10 DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA DE MEDICIONES POR PERÍODO, NIVEL DE TENSIÓN Y TARIFAS TEÓRICAS PROPUESTAS

<i>Periodo</i>	BT			MT	Total
	<i>Domésticas</i>	<i>Pequeñas Demandas</i>	<i>Grandes Demandas</i>	<i>Grandes Demandas</i>	
<i>Nov-09</i>	--	--	--	29	29
<i>Dic-09</i>	--	--	--	7,637	7,637
<i>Ene-10</i>			--	3,503	3,542
<i>Feb-10</i>	11,404	11,131	596	5,806	28,937
<i>Mar-10</i>	12,412	11,825	594	7,886	32,717
<i>Abr-10</i>	15,165	14,580	498	5,464	35,707
<i>May-10</i>	14,154	14,397	638	1,671	30,860
Total	53,143	51,964	2,326	31,996	139,429

Fuente: diseño de la campaña (Informe N°1)

A partir de los resultados de la tabla anterior se observa que las mediciones disponibles para las tarifas de Baja Tensión abarcan el período Febrero a Mayo de 2010. En el caso de las mediciones a usuarios en Media Tensión, el periodo de medición abarca el período comprendido entre los meses de Noviembre de 2009 a Mayo de 2010. En este sentido, sería recomendable cubrir un año calendario para una completa caracterización estacional de la carga. La información analizada fue recibida en 6 etapas, coincidiendo cada una de ellas con los meses consecutivos de enero a mayo de 2010. En cada etapa, se recibieron los datos resultantes de la descarga de los medidores durante el mes anterior. Estas descargas fueron almacenadas por separado para cada usuario medido en un archivo de formato Excel y los mismos fueron organizados en carpetas (subdirectorios) separadas para cada división. El nombre de cada archivo viene dado por un código numérico (denominado rpu) que es el único vínculo entre las mediciones y la información de identificación de los usuarios seleccionados para la campaña de medición.

La información contenida en cada uno de los archivos recibidos consiste de fechas, intervalo horario correspondiente a la medición de energía efectuada y uno o dos campos numéricos con los resultados de la medición de energía de cada intervalo de tiempo y un factor de conversión asociado al medidor.

Con el propósito de realizar el análisis de la información recibida, el primer paso consiste en organizar y volcar toda la información de los archivos individuales en una única tabla de datos que permita el análisis conjunto. Este análisis en primera instancia se refiere a verificar la consistencia de la información recibida para luego poder realizar los cálculos necesarios para obtener las curvas típicas de consumo para cada categoría de usuario.

Con el fin de construir una base de datos única con toda la información registrada hasta el momento se diseñó un algoritmo de importación de los archivos de Excel. Durante esta etapa se encontraron diversos inconvenientes, entre los que se puede mencionar:

- Problemas de lectura:
 - archivos corruptos que no pudieron importarse
 - archivos que no se encontraron
- Problemas de formato:
 - archivos con distinta cantidad de campos o columnas,
 - diferencias en la estructura de campos y en el contenido de la información de los mismos. Por ejemplo, se encontraron inconvenientes en los formatos de fecha, hora, energía, números, etc.
 - distintos intervalos de medición (cada 5 minutos, cada 10 minutos, etc.)
 - Presencia de caracteres especiales que dificultaban la lectura de la información (comillas, espacios, etc.),
 - diferencias en los formatos de almacenamiento de la información (.xls, .xlsx, txt, mdb)

Los inconvenientes anteriores fueron resueltos a expensas de un mayor tiempo de procesamiento en cuanto debieron hacerse adecuaciones al algoritmo de importación de datos para poder manejar y adecuar las innumerables posibilidades de formato que se encontraron en los archivos de mediciones recibidos, sin perjuicio de lo cual, algunas mediciones no han sido consideradas ya que los órdenes de magnitud o formas de la curva, distorsionaban significativamente los resultados. Para futuras entregas de información, y para la adecuación y revisión de las realizadas, se adjunta en ANEXO V - FORMATO DE LAS MEDICIONES SOLICITADO PARA PROCESAMIENTO los formatos de entrega de la información de los registros.

Una vez finalizada la etapa de importación de datos se obtuvo una única tabla que cuenta con la siguiente información:

- Código alfanumérico de identificación de registros: este código fue incorporado en la importación de archivos y representa el nombre de archivo de donde proviene la información. En general consiste en la concatenación de un código numérico (rpu), la tarifa y el período de medición, en algunos casos no se contaba con la identificación de tarifa.
- Fecha del envío: fue incorporada al momento de la importación de datos y refleja en cuál de las 6 etapas fue recibido el archivo que contiene la información importada.

-
- División: esta información también fue incorporada en la etapa de importación y corresponde al nombre del subdirectorío donde estaba guardado cada archivo. En el caso particular de las mediciones correspondientes a la División Sureste, los archivos de mediciones estaban organizados en subdirectoríos por zona.
 - Mes y día: esta información proviene de las fechas asociadas a las mediciones que provienen de la descarga de los medidores. Relacionado con los problemas ya mencionados en cuanto a los diferentes formatos de fecha encontrados a través de los distintos archivos, en algunos casos se detectó que la información de día y mes estaba invertida y por lo tanto fue necesario hacer correcciones adicionales.
 - Energía demandada en cada intervalo de medición. La información fue organizada para considerar intervalos de 15 minutos de duración, haciendo las adecuaciones necesarias en aquellos casos donde las mediciones tenían otra periodicidad (en general menor). De este modo, en un mismo registro se representan las 96 mediciones de energía correspondientes a los distintos intervalos de 15 minutos que componen cada día y que conforman la curva diaria de demanda.

Como resultado de la importación de toda la información recibida se obtuvo una base de datos con 189,799 registros.

Luego de la importación de información, la siguiente etapa de procesamiento consistió en realizar un análisis de consistencia de la información. Este análisis estuvo orientado a verificar los siguientes aspectos:

- Eliminar registros duplicados
- Verificar que las fechas (día, mes y año) sean consistentes con el período de medición considerado y coherentes con la capacidad de almacenamiento de información de los medidores
- Verificar que las mediciones de un mismo usuario estén expresadas en las mismas unidades de medida dado que se han detectado saltos muy grandes en las variables.
- Identificar registros de medición horaria que sean iguales a cero durante más de 20 horas al día
- Identificar registros con información errónea o faltante (tarifa y fecha) que no deberán ser considerados en la próxima etapa de análisis.

Estos errores son algunos de los que se pueden encontrar durante la etapa de procesamiento de la información, y puede ocurrir que surjan nuevos. Tampoco existe una regla escrita que permita identificar dichos errores, sino que se debe apelar al sentido común y a la razonabilidad de los resultados parciales que se vayan obteniendo.

Como resultado de las acciones llevadas a cabo hasta aquí se cuenta con un total de 139,492 registros correspondientes a 1,823 usuarios distribuidos en las distintas regiones tal como se observa en la siguiente tabla.

TABLA 11 USUARIOS SELECCIONADOS PARA LA CAMPAÑA DE MEDIDA, POR REGIÓN GEOGRÁFICA

Región geográfica	Cantidad de usuarios	porcentaje
<i>Baja California</i> (*)	133	7%
<i>Noreste</i>	473	26%
<i>Noroeste</i>	227	12%
<i>Norte</i>	177	10%
<i>Peninsular</i>	190	10%
<i>Sur</i>	623	34%
Total	1,823	100%

Fuente: diseño de la campaña (Informe N°1)

(*) corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

Por otro lado, si se distribuye la muestra de usuarios medidos considerados hasta la fecha por categoría tarifaria, se observa que para las tarifas domésticas, pequeñas demandas en baja tensión y grandes demandas en media tensión hay usuarios representantes de cada una de las regiones. Sin embargo en el caso de las grandes demandas de baja tensión solo hay mediciones para la región Sur (25 usuarios) y un solo usuario en la región Peninsular. En este sentido, se puede destacar que la cantidad total de usuarios medidos cubre el requerimiento de muestra determinado en la etapa de diseño, si bien se observan diferencias en cuanto a su distribución por región y categoría tarifaria. En virtud de lo anterior se recomienda revisar los datos de identificación de los usuarios y su vinculación a otras tablas de información, para detectar si hay errores de identificación o bien recategorización de usuarios para validar o corregir los resultados hallados.

TABLA 12 CANTIDAD DE USUARIOS PREVISTOS DE MEDIR POR REGIÓN Y CATEGORÍA

Región Tarifaria	Categoría tarifaria (tarifas teóricas)				Total
	<i>Domésticas</i>	<i>Pequeñas demandas en BT</i>	<i>Grandes demandas en BT</i>	<i>Grandes demandas en MT</i>	
<i>Baja California</i> (*)	120	120	90	240	570
<i>Noreste</i>	50	75	40	86	251
<i>Noroeste</i>	55	70	30	93	248
<i>Norte</i>	50	75	30	90	245
<i>Peninsular</i>	55	65	35	104	259
<i>Sur</i>	55	80	40	91	266
Total	385	485	265	704	1839

Fuente: diseño de la campaña (Informe N°1)

(*) corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

TABLA 13 CANTIDAD DE USUARIOS MEDIDOS POR REGIÓN Y CATEGORÍA

Región Tarifaria	Categoría tarifaria (tarifas teóricas)				Total
	Domésticas	Pequeñas demandas en BT	Grandes demandas en BT	Grandes demandas en MT	
<i>Baja California</i> ^(*)	48	51	--	34	133
<i>Noreste</i>	226	201	--	46	473
<i>Noroeste</i>	89	117	--	21	227
<i>Norte</i>	35	111	--	31	177
<i>Peninsular</i>	94	61	1	34	190
<i>Sur</i>	237	214	25	147	623
Total	729	755	26	313	1823

Fuente: diseño de la campaña (Informe N°1)

(*) corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

En la siguiente tabla se presenta la distribución de las mediciones horarias por región tarifaria y mes para el período noviembre de 2009 a mayo de 2010.

TABLA 14 CANTIDAD DE MEDICIONES DIARIAS CONSIDERADAS PARA EL ANÁLISIS POR MES Y REGIÓN TARIFARIA

Periodo	Región tarifaria						Total
	<i>Baja California</i> ^(*)	<i>Noreste</i>	<i>Noroeste</i>	<i>Norte</i>	<i>Peninsular</i>	<i>Sur</i>	
<i>Nov-09</i>	29	--	--	--	--	--	29
<i>Dic-09</i>	914	1,257	642	775	1,014	3,035	7,637
<i>Ene-10</i>	2	623	--	777	824	1,316	3,542
<i>Feb-10</i>	1,527	7,812	559	3,924	4,298	10,817	28,937
<i>Mar-10</i>	1,944	8,701	649	4,326	4,238	12,859	32,717
<i>Abr-10</i>	2,484	8,106	6,154	4,003	4,538	10,422	35,707
<i>May-10</i>	1,173	7,716	5,840	4,091	3,822	8,218	30,860
Total	8,073	34,215	13,844	17,896	18,734	46,667	139,429

Fuente: diseño de la campaña (Informe N°1)

(*) corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

Para complementar esta descripción general, a continuación se presentarán algunos resultados generales referidos a cada una de las categorías tarifarias consideradas en el estudio.

3.2. TARIFAS EN BAJA TENSIÓN

3.2.1. USUARIOS DOMÉSTICOS – TARIFAS 1

La caracterización preliminar de la carga correspondiente a los usuarios domésticos está basada en las mediciones obtenidas para un total de 729 usuarios. En la tabla que se presenta a continuación se indica la distribución de la muestra de usuarios domésticos por región y categoría tarifaria vigente.

TABLA 15 DISTRIBUCIÓN DE USUARIOS DOMÉSTICOS POR REGIÓN Y CATEGORÍA TARIFARIA

VIGENTE MEDIDOS

Región Tarifaria	Tarifa doméstica vigente							Total
	1	1A	1B	1C	1D	1E	1F	
<i>Baja California^(*)</i>	12	4	3	6	13	2	8	48
<i>Noreste</i>	28	3	22	112	41	20	0	226
<i>Noroeste</i>	0	3	2	3	18	23	40	89
<i>Norte</i>	23	2	5	5	--	--	--	35
<i>Peninsular</i>	6	0	28	59	1	--	--	94
<i>Sur</i>	99	17	50	28	0	--	43	237
Total	168	29	110	213	73	45	91	729

Fuente: registros enviados por CFE

(*) corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

Rápidamente se puede verificar que la muestra de usuarios considerados en esta categoría es representativa de todas las regiones tarifarias y de las distintas tarifas domésticas actualmente vigentes.

Dado que las mediciones consideradas corresponden al período febrero - mayo de 2010, es posible realizar una caracterización preliminar de las modalidades de consumo asociadas a las categorías tarifarias mencionadas tanto para invierno como para verano. En términos generales, la estación de invierno está asociada al período comprendido por los meses de noviembre a marzo, mientras que el verano corresponde al período comprendido entre los meses de abril a octubre de cada año. En el caso particular de esta categoría tarifaria, se utilizaron las mediciones correspondientes a los meses de febrero a marzo para caracterizar el consumo de invierno y las mediciones asociadas a los meses de abril y mayo para caracterizar la demanda de verano. Cabe señalar que estos cálculos no incluyen mediciones correspondientes a los meses más cálidos del año por lo que al finalizar la campaña, los resultados finales pueden mostrar diferencias con respecto a los que se presentan en este informe.

En el caso de las mediciones efectuadas durante los meses de verano corresponden a un total de 677 usuarios mientras que las mediciones de invierno se refieren a un total de 477 usuarios, en ambos casos distribuidos en las distintas regiones tarifarias, como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 16 CANTIDAD DE USUARIOS MEDIDOS POR ESTACIÓN DEL AÑO - TARIFA DOMÉSTICA

Región tarifaria	Estación del año	
	Invierno	Verano
<i>Baja California (*)</i>	26	47
<i>Noreste</i>	146	218
<i>Noroeste</i>	--	89
<i>Norte</i>	24	32
<i>Peninsular</i>	85	91
<i>Sur</i>	196	200
Total	477	677

Fuente: registros enviados por CFE

(*) Corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

Se puede destacar que no hay mediciones válidas para caracterizar la demanda de energía durante el invierno en la región Noroeste. Por su parte, las regiones Noreste, Sur y Peninsular son las que presentan un mayor número de usuarios seleccionados tanto en invierno como en verano.

En el nuevo esquema tarifario propuesto se contemplan dos bloques para tarifas domésticas definidos de acuerdo al consumo mensual de energía, ya sea que se encuentre por encima o por debajo de los 150kWh por mes.

En este sentido se requiere el cálculo de parámetros tarifarios distinguiendo ambos bloques. Para ello se ha vinculado la información de la base de datos de mediciones de la campaña con el listado de usuarios correspondiente a la muestra aleatoria seleccionada para la campaña de medición. Luego de esta operación fue posible clasificar un subconjunto de los usuarios domésticos en los dos bloques mencionados. Para caracterizar el consumo de los meses de invierno hay mediciones disponibles para un total de 477 usuarios, a partir de los cuales se pudieron identificar 170 pertenecientes al bloque 1 y 118 pertenecientes al bloque 2. Para los restantes 189 usuarios la información disponible no permite efectuar la asignación a ninguno de los dos bloques considerados. De igual modo, para la caracterización de la carga en los meses de verano hay mediciones disponibles para un total de 677 usuarios, a partir de los cuales se pudieron identificar 183 pertenecientes al bloque 1 y 138 pertenecientes al bloque 2. Para los restantes 356 usuarios no se conoce su nivel de consumo y por lo tanto tampoco el bloque al que pertenece. En este sentido cabe señalar que los cálculos efectuados a esta altura de la campaña de medición están basados en información parcial y tiene como objetivo por un lado realizar una estimación de los factores de caracterización de la demanda pero fundamentalmente realizar una verificación de la información recibida en cuanto a formatos y adecuación de los datos. Esta verificación, efectuada cuando aún no ha finalizado el levantamiento de información en campo, es la que permite detectar cuáles son las mejoras que deberán efectuarse para poder arribar al final

de la campaña con la totalidad de la información levantada en condiciones de ser utilizada para realizar los cálculos requeridos. En el caso puntual de las mediciones del sector doméstico, deberán revisarse los códigos de identificación de las mediciones disponibles para poder realizar las vinculaciones a otras fuentes de información (base de datos comercial) y así poder efectuar las agrupaciones necesarias.

En la tabla siguiente se presenta la clasificación de la muestra de usuarios domésticos del bloque 1 según región tarifaria para los meses de invierno y verano.

TABLA 17 CANTIDAD DE USUARIOS MEDIDOS POR ESTACIÓN DEL AÑO - TARIFA DOMÉSTICA, CONSUMOS HASTA 150KWH MES

Región tarifaria	Estación del año	
	Invierno	Verano
<i>Baja California (*)</i>	10	11
<i>Noreste</i>	50	69
<i>Norte</i>	4	5
<i>Peninsular</i>	31	32
<i>Sur</i>	75	66
Total	170	183

Fuente: registros enviados por CFE

(*) corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California

Se puede destacar que en el caso de la Región Norte, la caracterización de la carga estará basada en las mediciones obtenidas a partir de sólo 4 y 5 usuarios diferentes. Del mismo modo, la caracterización de la carga para Baja California estará basada en la información referida a 10 y 11 usuarios.

A continuación, en la tabla 18 se presenta la distribución de la muestra de usuarios domésticos con consumos mensuales superiores a 150kWh según región tarifaria. Nuevamente se puede observar que los resultados correspondientes a las regiones Norte y Baja California están basados en las mediciones correspondientes a una muestra muy reducida de usuarios, por lo tanto los mismos deberán considerarse con precaución.

TABLA 18 CANTIDAD DE USUARIOS MEDIDOS POR ESTACIÓN DEL AÑO - TARIFA DOMÉSTICA, CONSUMOS SUPERIORES A 150KWH POR MES

Región tarifaria	Estación del año	
	Invierno	Verano
<i>Baja California (*)</i>	2	5
<i>Noreste</i>	34	48
<i>Norte</i>	8	9
<i>Peninsular</i>	17	19
<i>Sur</i>	57	57
Total	118	138

Fuente: registros enviados por CFE

(*) Corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

3.2.2. PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT

La caracterización de la demanda correspondiente a las Pequeñas Demandas en Baja Tensión está relacionada a las mediciones de los usuarios de la actual tarifa 2. En la tabla 19 se puede observar la distribución de la muestra de usuarios por región tarifaria y estación del año. Como caso particular se puede destacar que para la Región Noroeste, sólo hay mediciones de un solo usuario durante los meses de invierno. Por su parte, las regiones Baja California y Peninsular son las que cuentan con los tamaños de muestra más reducidos. En el primer caso se cuenta con mediciones para 21 usuarios durante los meses de invierno y 48 usuarios para los meses de verano. En el segundo caso los tamaños de muestra son de 58 y 53 usuarios para las estaciones de invierno y verano respectivamente. En el resto de las regiones los tamaños de muestra alcanzados hasta el momento se encuentran por encima de los 100 usuarios.

TABLA 19 CANTIDAD DE USUARIOS MEDIDOS POR ESTACIÓN DEL AÑO – PEQUEÑAS DEMANDAS EN BAJA TENSIÓN

Región tarifaria	Estación del año	
	Invierno	Verano
Baja California (*)	21	48
Noreste	121	191
Noroeste	1	117
Norte	108	104
Peninsular	58	53
Sur	182	181
Total	491	694

Fuente: registros enviados por CFE

(*) corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

3.2.3. GRANDES DEMANDAS EN BT

En el caso de las Grandes Demandas en Baja Tensión, que coincide con la actual tarifa 3, se encontraron muy pocas mediciones, tal como se observa a partir de los resultados de la tabla 20. Se estima probable que los usuarios de esta categoría tarifaria hayan migrado a la tarifa 2 o bien a tarifas horarias en media tensión.

TABLA 20 CANTIDAD DE USUARIOS MEDIDOS POR ESTACIÓN DEL AÑO – GRANDES DEMANDAS EN BAJA TENSIÓN

Región tarifaria	Estación del año	
	Invierno	Verano
Peninsular	0	1
Sur	25	21
Total	25	22

Fuente: registros enviados por CFE

[caso contrario a las demás tablas en esta disminuyen y aumentan la cantidad de usuarios]

Región tarifaria	Estación del año	
	Invierno	Verano
<i>Peninsular</i>	0	1
<i>Sur</i>	21	19
Total	21	20

(*) corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

3.3. TARIFAS EN MEDIA TENSIÓN

En el caso de las tarifas en media tensión, el esquema tarifario propuesto considera una única categoría denominada Grandes Demandas en Media Tensión que considera en conjunto a las tarifas OM y HM vigentes actualmente.

En cuanto a la muestra de usuarios considerados hasta el momento, en la tabla 21 se presenta la distribución de usuarios por región tarifaria y estación del año. De acuerdo a los resultados de la misma se puede observar que en Baja California solo se cuenta con mediciones correspondientes a 5 usuarios para caracterizar de forma preliminar la demanda de los meses de verano. Salvo en la Región Sur, las mediciones disponibles corresponden a una cantidad que oscila entre los 20 y 46 usuarios.

Tabla 22: Cantidad de usuarios medidos por estación del año – Grandes demandas en Media Tensión.

TABLA 21 CANTIDAD DE USUARIOS MEDIDOS POR ESTACIÓN DEL AÑO – GRANDES DEMANDAS EN MEDIA TENSIÓN

Región tarifaria	Estación del año	
	Invierno	Verano
<i>Baja California (*)</i>	34	5
<i>Noreste</i>	46	40
<i>Noroeste</i>	21	20
<i>Norte</i>	31	26
<i>Peninsular</i>	34	27
<i>Sur</i>	140	83
Total	306	201

Fuente: registros enviados por CFE

(*) corresponde a las dos regiones Baja California y Baja California Sur

3.4. TARIFAS EN SUBTRANSMISIÓN Y TRANSMISIÓN

Finalmente, la caracterización de la demanda de los usuarios de subtransmisión y transmisión se llevó a cabo a partir de las mediciones de un conjunto de 40 usuarios. En la tabla 22 se presenta la distribución de la muestra.

Dado que estos usuarios cuentan con medición horaria de manera permanente, se consideraron los registros horarios que se utilizan para la facturación. El periodo de medición considerado abarca todo el año calendario 2007. En el caso de estos usuarios, sería conveniente acceder a las mediciones horarias correspondientes a la totalidad de ellos ya que esta información se levanta de manera sistemáticas a los efectos de la facturación de cada período. Como resultado, se obtendrían resultados poblacionales, libres del error asociado a la selección de una muestra de usuarios.

TABLA 22 DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA DE USUARIOS POR REGIÓN Y CATEGORÍA TARIFARIA

Región tarifaria	Tarifas horarias	
	Subtransmisión	Transmisión
<i>Baja California</i>	3	1
<i>Noreste</i>	11	1
<i>Norte</i>	3	0
<i>Sur</i>	17	4
Total	34	6

Fuente: registros enviados por CFE

3.5. **BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA**

Como se mencionó al comienzo del informe, uno de los objetivos del desarrollo de la campaña de caracterización, es la determinación de la responsabilidad de las distintas categorías tarifarias en los costos del servicio, en lo que respecta a la demanda máxima de potencia como en los porcentajes de participación en los distintos bloques horario de energía.

Si recordamos que los costos marginales se determinan como el cociente entre costos y demanda máxima agregada, cada categoría aportará una determinada demanda que agregada o sumada resultará a la de entrada al sistema.

Para esta determinación con fines tarifarios, se realiza un balance de energía y potencia, que representa el cierre entre la variable temporal, la energía, y la variable instantánea, la potencia. Desde el punto de vista tarifario, ambas variables tienen importancia, ya que los factores asociados a la energía (factores de participación por bloque horario principalmente) son utilizados para determinar el costo de abastecimiento durante el periodo analizado, mientras que los asociados a la potencia (factor de carga y factores de simultaneidad y coincidencia) permiten recuperar los costos asociados a la expansión de las instalaciones.

Los factores resultantes de la campaña y utilizados en los balances de energía y potencia, son los que se consideran para armar las fórmulas tarifarias, de manera que de la

facturación de los cargos se obtengan los ingresos que cubran los costos teóricos necesarios para prestar el servicio.

En el Informe N°34 correspondiente al cálculo de las tarifas teóricas se presentan los balances de energía y potencia para las distintas regiones tarifarias. Sin embargo como estos balances están fuertemente ligados a las curvas de carga, los mismos se adjuntan en el ANEXO VI - BALANCES DE ENERGÍA Y POTENCIA POR REGIÓN del presente informe.

4. COMPORTAMIENTOS TÍPICOS DE LAS CATEGORÍAS TARIFARIAS ANALIZADAS

A continuación se presentan las curvas promedio para las estaciones de invierno y verano que representan las modalidades de consumo de los usuarios correspondientes a las categorías tarifarias consideradas para el estudio tarifario y por bloque de consumo para el caso de las categorías domésticas, asociadas a las mediciones procesadas a Mayo de 2010.

Las mediciones procesadas corresponden al periodo comprendido entre los meses de febrero a mayo de 2010 para las tarifas en Baja Tensión y para el periodo noviembre de 2009 a mayo de 2010 para la tarifa en Media Tensión, permitiendo en ambos casos una caracterización parcial de los períodos de invierno y verano 2009/10.

Las curvas que se presentan en las gráficas siguientes representan el nivel de consumo por hora y están expresadas por unidad respecto de la potencia media diaria de la categoría y estación, considerando en todos los casos las mediciones correspondientes a días hábiles. Las mismas se determinaron aplicando los principios metodológicos que se describen en el ANEXO II - METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE CURVAS TÍPICAS DE CONSUMO del presente informe.

Finalmente, en el ANEXO III – CURVAS TÍPICAS POR TIPO DE USUARIO Y ESTACIÓN DEL AÑO se presentan las mismas gráficas tomando en cuenta la potencia promedio en cada estación del año.

4.1. TARIFAS EN BAJA TENSIÓN

4.1.1. USUARIOS DOMÉSTICOS – TARIFA 1

A continuación se presentan los resultados correspondiente a la estimación de las curvas de carga típicas correspondientes a los usuarios domésticos según región tarifaria. En el caso de esta categoría, el nuevo esquema tarifario propuesto prevé la apertura en dos bloques

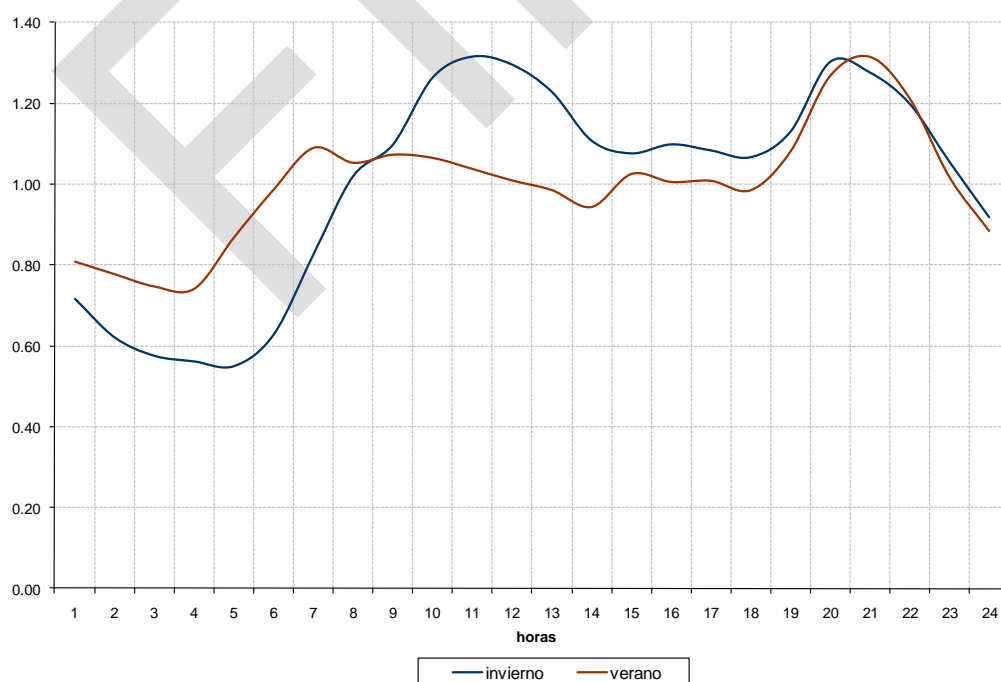
según el nivel de consumo mensual, ya sea que se encuentre por encima o por debajo de los 150kWh-mes.

A partir de la disponibilidad de información ya mencionada en cada caso, los resultados que se presentan a continuación corresponden en primer lugar a las curvas de carga de invierno y verano para el total de usuarios domésticos medidos hasta la fecha por región tarifaria y luego se presentan los resultados obtenidos en base a la apertura por bloque de consumo. De este modo, en aquellos casos donde los tamaños de muestra alcanzados son pequeños, una posibilidad es verificar los resultados obtenidos por bloque de consumo con los resultados globales de la categoría para los cuales se cuentan con un volumen de información mayor.

En la siguiente gráfica se presentan los resultados correspondientes a Baja California. En términos generales se observa para los meses de invierno la presencia de dos momentos de mayor consumo que ocurren alrededor de las 11hs. de la mañana y las 20hs. por la tarde, mientras que el nivel mínimo de consumo se produce muy temprano por la mañana alrededor de las 5hs.

Por su parte en los meses de verano se destacan tres niveles de consumo, el mínimo alrededor de las 4hs de la mañana, un nivel intermedio entre las 7 y 18hs aproximadamente, y un nivel máximo que ocurre alrededor de las 21hs.

GRÁFICA 12 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – BAJA CALIFORNIA.

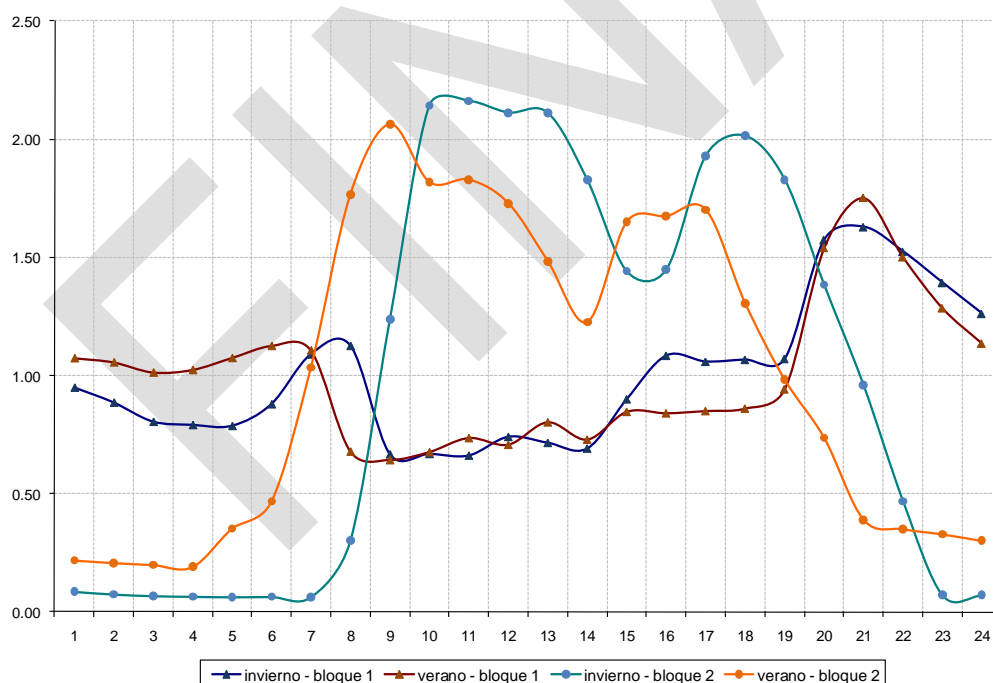


Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

A continuación se presentan las curvas desagregadas por bloque de consumo. Cabe recordar que en el caso de Baja California se cuenta con información referida a muy pocos usuarios para realizar esta caracterización.

En la gráfica 13 se puede observar que el aspecto general de las curvas de carga en cada bloque son similares entre las estaciones de invierno y verano, si bien se observa un desplazamiento de las curvas de una hora que seguramente se encuentra asociado al adelantamiento de una hora que se produce en verano. En el caso del primer bloque se observa que hay un primer pico de consumo en horas de la mañana, alrededor de las 7 u 8hs, que luego desciende hasta las 19hs y el nivel máximo de consumo diario se registra alrededor de las 21hs, lo cual es consistente con un consumo típicamente domiciliario. Por el contrario, en el caso del segundo bloque se observa un comportamiento más asociado al de usuarios comerciales, en cuanto en mayor nivel de consumo se registra entre las 8 y 9hs de la mañana y entre las 17 y 18hs por la tarde, con una disminución de la demanda alrededor de las 14 y 16hs aproximadamente.

GRÁFICA 13 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO, BLOQUE DE CONSUMO Y ESTACIÓN DEL AÑO – BAJA CALIFORNIA

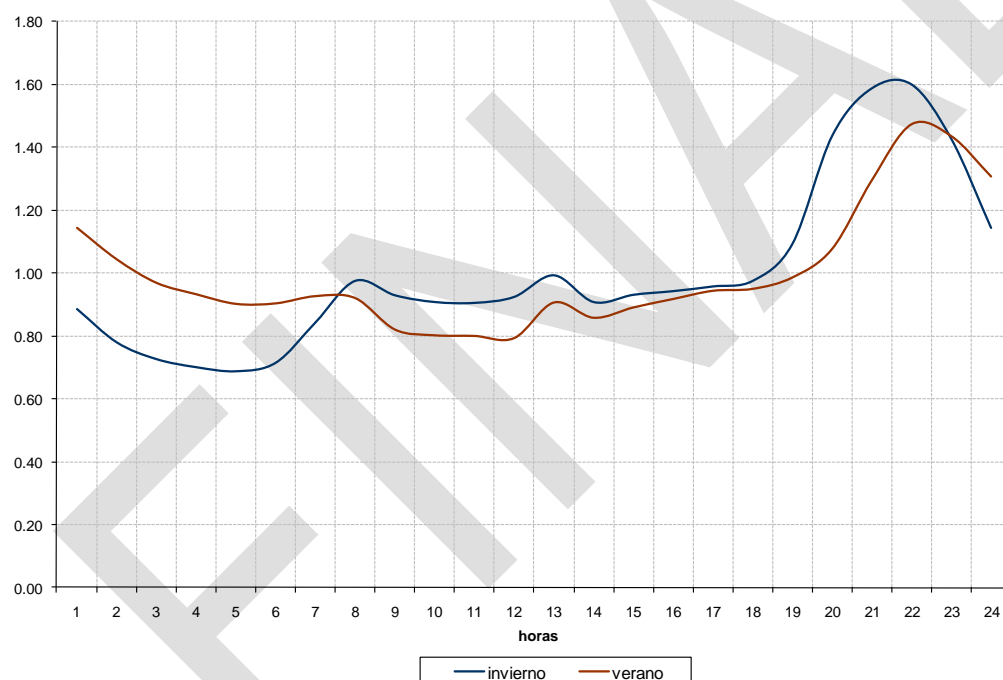


Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

En el caso del consumo doméstico en la región Noreste se observa a partir de la 14 que las curvas típicas de invierno y verano son similares si bien se observan algunas discrepancias en las primeras horas del día. El nivel máximo de demanda se observa entre las 21 y 22hs en invierno y verano respectivamente.

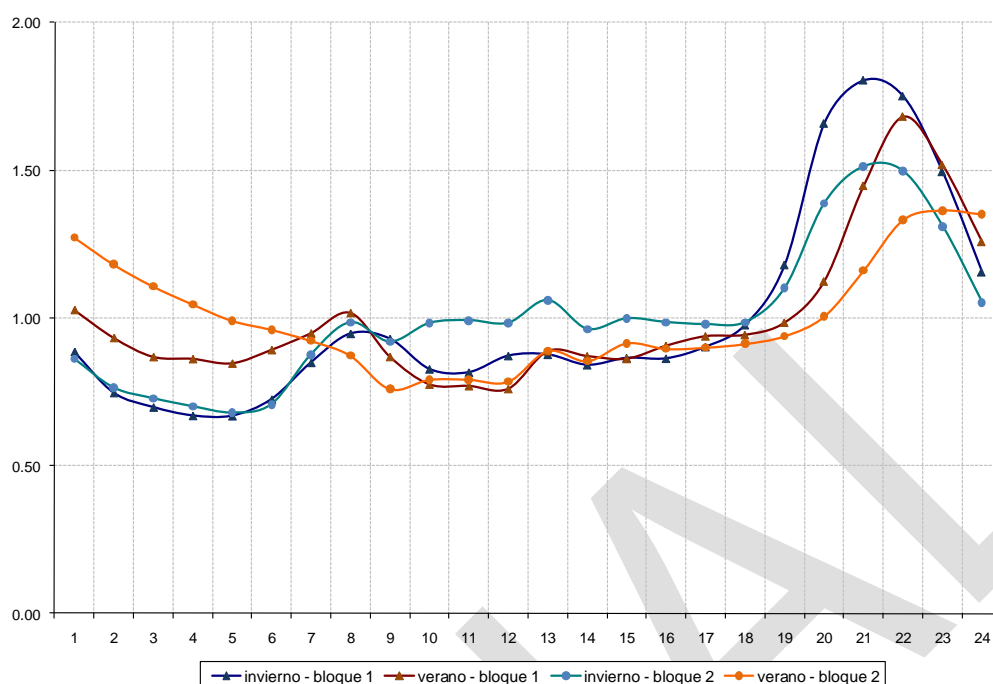
Si se clasifican las mediciones en términos del bloque de consumo al que pertenecen los usuarios considerados, se observan que las curvas típicas de los dos bloques tanto en invierno como en verano mantienen rasgos similares. Las mayores diferencias se registran en los meses de verano para los consumos del segundo bloque, donde se observa que el máximo consumo se produce en horas de la noche desde las 22hs hasta la 1 de la mañana del día siguiente, momento a partir del cual la demanda disminuye de manera persistente hasta las 9hs de la mañana. En los restantes casos, el momento de mayor consumo diario se produce alrededor de las 21 y 22 hs. Durante el invierno, el nivel mínimo de consumo se observa durante las primeras horas del día, hasta las 5 o 6hs mientras que en verano el menor nivel de consumo se produce aproximadamente entre las 9 y las 12hs.

GRÁFICA 14 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NORESTE



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

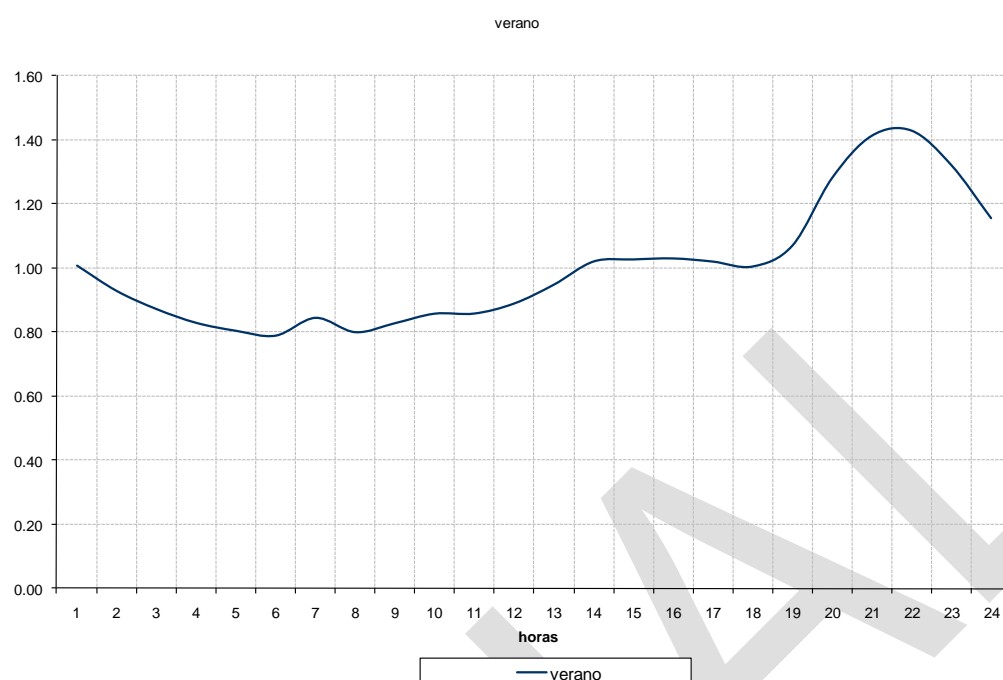
GRÁFICA 15 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO, BLOQUE DE CONSUMO Y ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NORESTE



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

En el caso del consumo doméstico en la región Noroeste, sólo se cuenta con información para los meses de verano, donde se observa un nivel de consumo relativamente estable durante el día y un marcado incremento de la demanda entre las 21 y 22hs. En la siguiente gráfica es posible observar la curva típica de consumo.

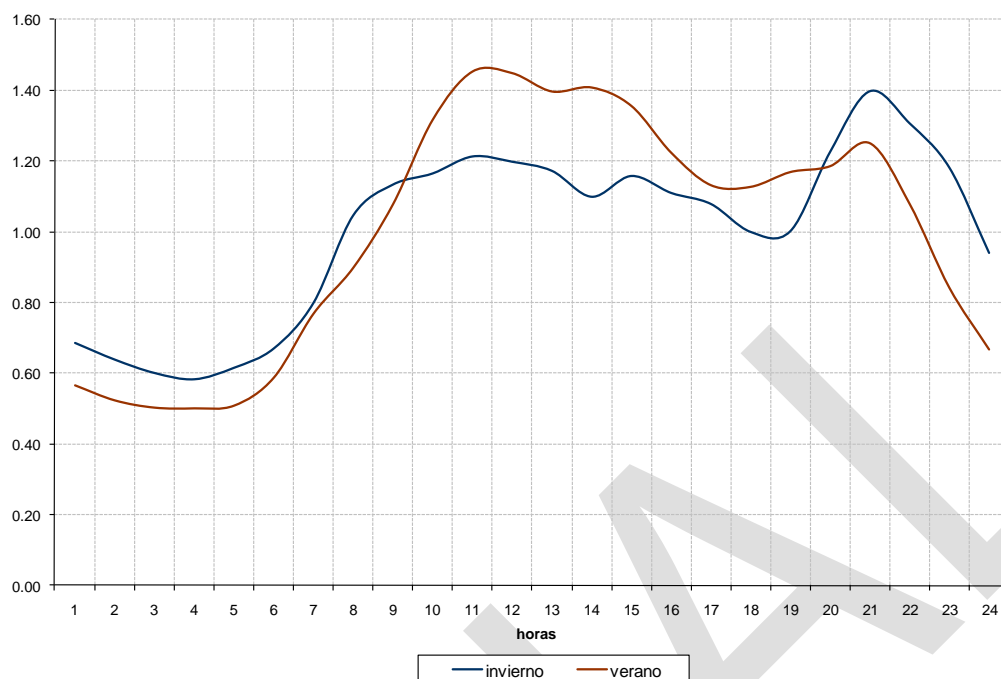
GRÁFICA 16 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NOROESTE



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

El consumo doméstico en la Región norte presenta algunas características diferentes a las observadas en las regiones anteriores en cuanto cobra importancia el consumo en las cercanas al mediodía, que en los meses de verano representan las horas de máximo consumo. En la siguiente gráfica se observan las curvas típicas de invierno y verano para el conjunto de usuarios domiciliarios considerados hasta el momento.

GRÁFICA 17 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NORTE

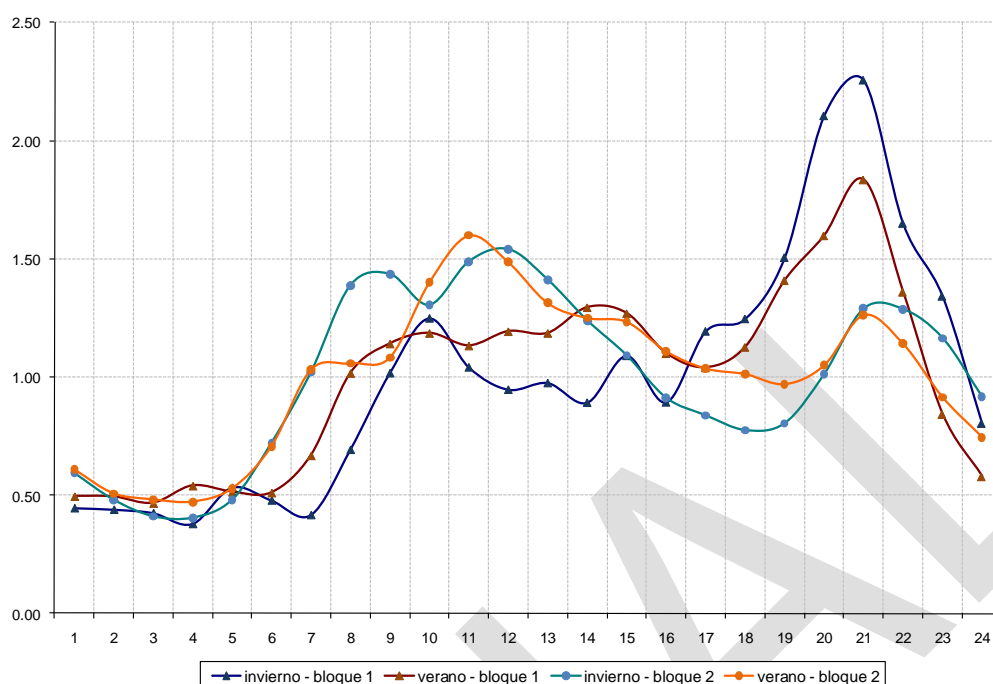


Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

Si se clasifican los usuarios por bloque de consumo conforme la nueva estructura tarifaria propuesta, se pueden observar diferencias por nivel de consumo y estación del año. En el caso de las mediciones del primer bloque de consumo en los meses de invierno se observan claramente tres niveles de consumo. El mínimo se registra en horas de la madrugada hasta las 7 de la mañana, el nivel intermedio de consumo se registra entre las 10 y las 17hs, mientras que la hora de máxima demanda se registra a las 21hs. Para este mismo bloque de consumo, la curva de verano muestra un comportamiento similar en cuanto a la forma de la curva de carga típica, sin embargo en términos relativos el nivel de consumo alcanzado en horas del día es superior al observado durante el invierno.

En el caso de los consumos del segundo bloque nuevamente se observa que la demanda máxima tanto en invierno como en verano se alcanza en horas cercanas al mediodía. Por la noche, si bien el consumo más alto se registra en promedio alrededor de las 21hs, no supera al anterior.

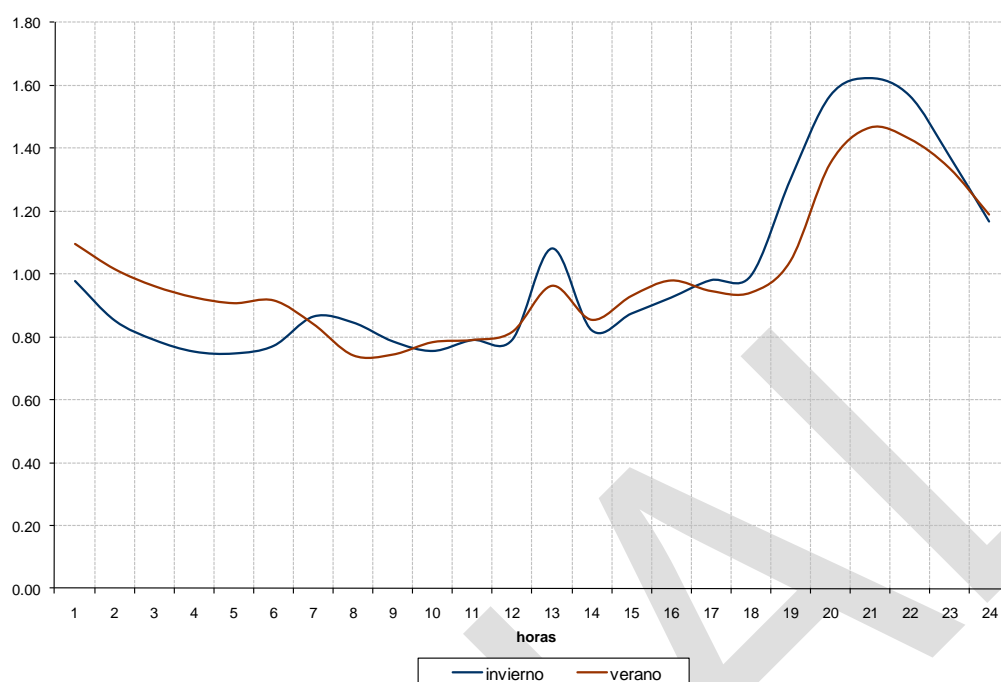
GRÁFICA 18 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO, BLOQUE DE CONSUMO Y ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NORTE



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

En el caso de la región peninsular, la curva de carga típica presenta aproximadamente la misma forma en invierno y verano (ver gráfica 19), si bien la primera se encuentra en un nivel inferior a la segunda. El horario de mayor demanda por parte de estos usuarios se registra alrededor de las 21hs.

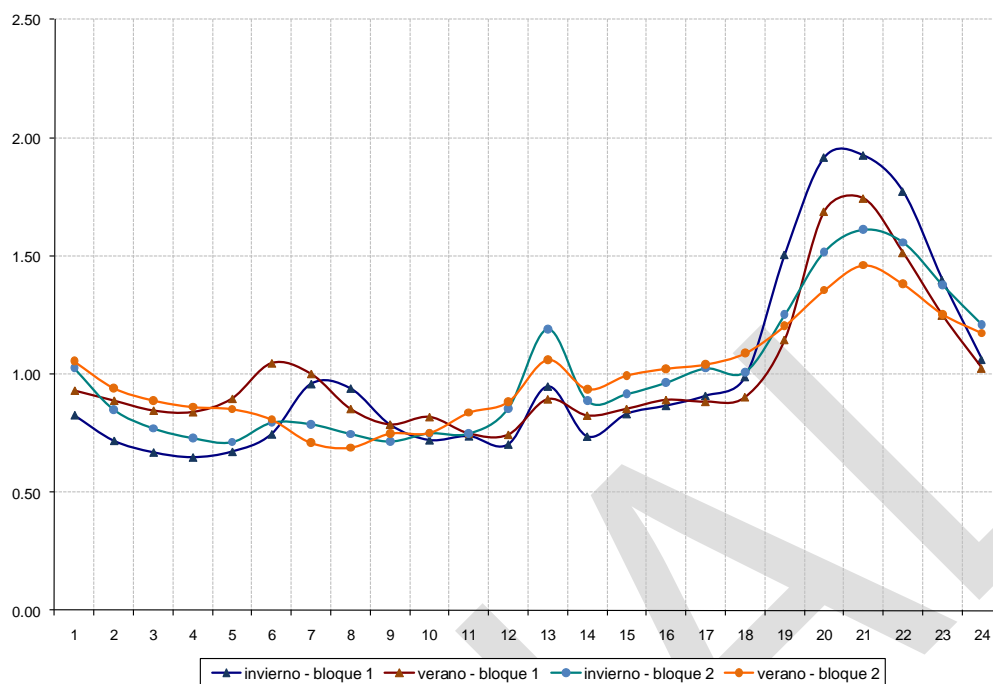
GRÁFICA 19 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN PENINSULAR



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

Cuando se consideran por separado los consumos de los dos bloques propuestos se observa que para cada uno de ellos los rasgos generales de la curva de carga son similares en invierno y verano, más allá de las diferencias de nivel. El perfil de carga del primer bloque de consumo muestra un marcado pico de demanda alrededor de las 21hs, que se diferencia claramente de la demanda en las restantes horas del día. En el caso del segundo bloque de consumo, también se observa un comportamiento similar pero no tan marcado como en el caso anterior. Finalmente, en todos los casos se observa un leve repunte del consumo a las 13hs.

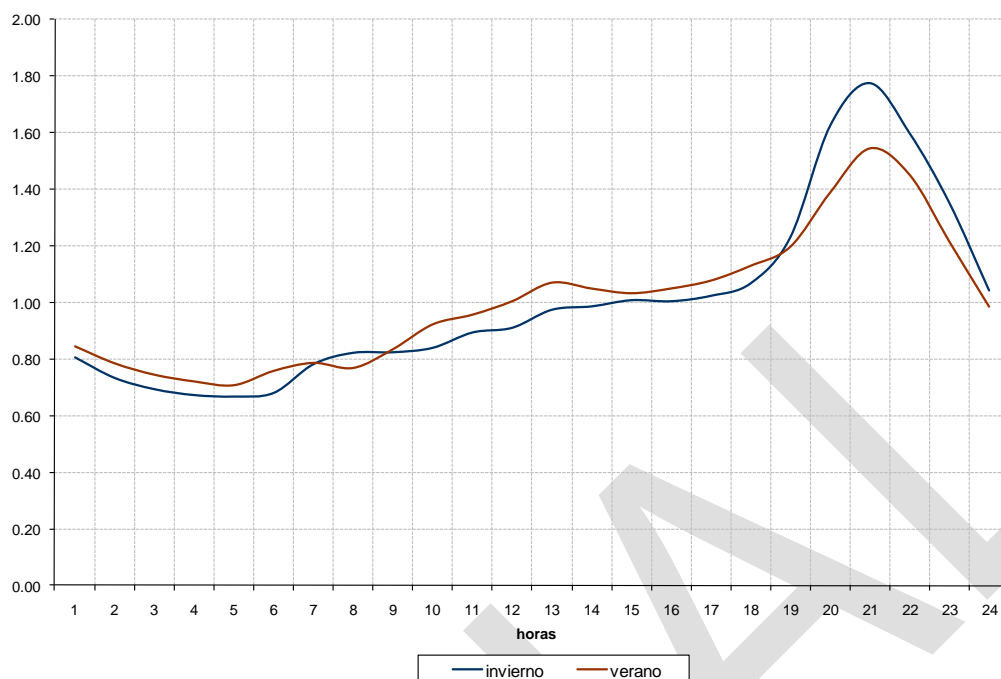
GRÁFICA 20 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO, BLOQUE DE CONSUMO Y ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN PENINSULAR



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

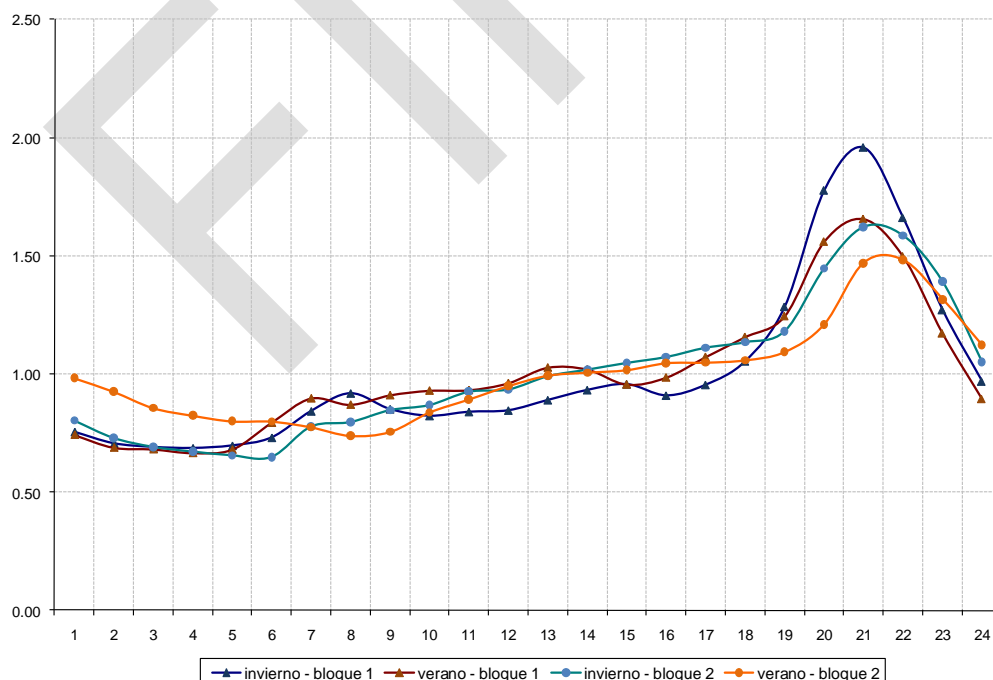
Por último, el consumo domiciliario típico de la Región Sur presenta un nivel de consumo relativamente estable a lo largo del día, donde la tendencia general indica un leve aumento del consumo a partir de 6hs de la mañana hasta alcanzar el pico máximo de demanda a las 21hs. Este comportamiento rige tanto en invierno como en verano como se muestra en la siguiente gráfica.

GRÁFICA 21 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN SUR



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

GRÁFICA 22 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO, BLOQUE DE CONSUMO Y ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN SUR



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

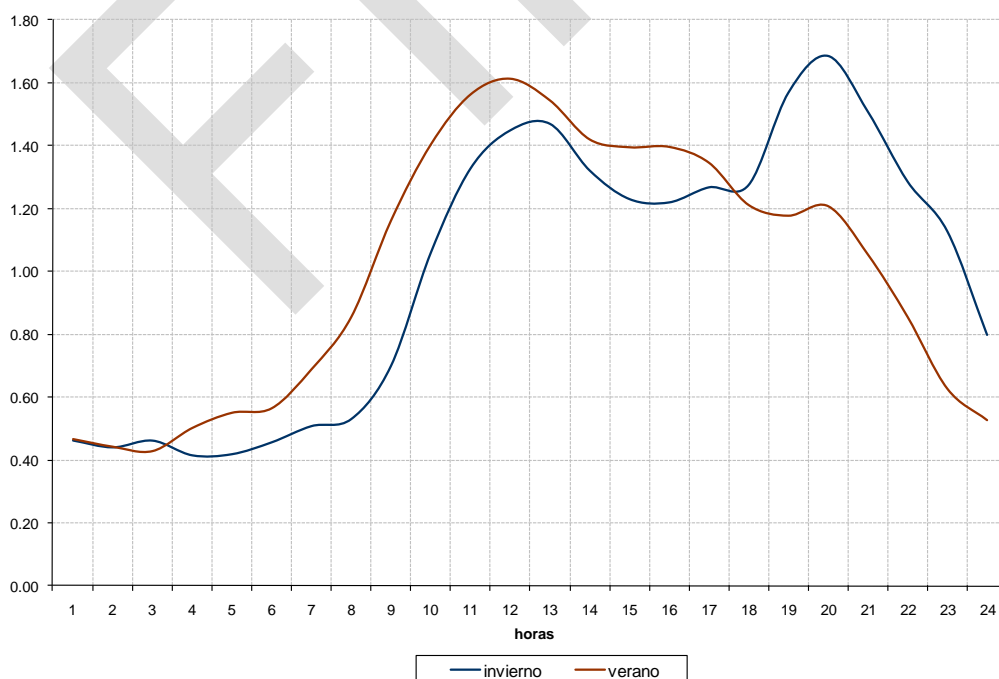
Por su parte, cuando se consideran por separado las curvas de carga para cada uno de los dos bloques de consumo propuesto también se observan perfiles de consumo similares al anterior. Tal lo observado en la Región Peninsular, el pico de demanda en horas de la noche es más notable en el bloque de consumo más bajo, dando por resultado un factor de carga más bajo.

4.1.2. PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT

Los usuarios considerados en las pequeñas demandas en baja tensión corresponden a aquellos que actualmente cuentan con tarifa 2. En las gráficas que se presentan a continuación se presentan los perfiles de carga típicos de cada categoría, por región tarifario y estación del año.

En el caso de Baja California se observa que durante los meses de invierno el horario de mayor consumo se produce alrededor de las 20hs mientras que en los meses de verano se registra en horas del mediodía. A grandes rasgos, a partir de las 6 o 7hs de la mañana se registra un incremento en el nivel del consumo hasta alcanzar el nivel máximo tal como se ha mencionado, mientras que a partir de las 20hs disminuye este consumo hasta el nivel mínimo que se registra en horas de la madrugada. En general se observa un corrimiento entre ambas curvas de una hora consistente con el cambio de huso horario en los meses de verano.

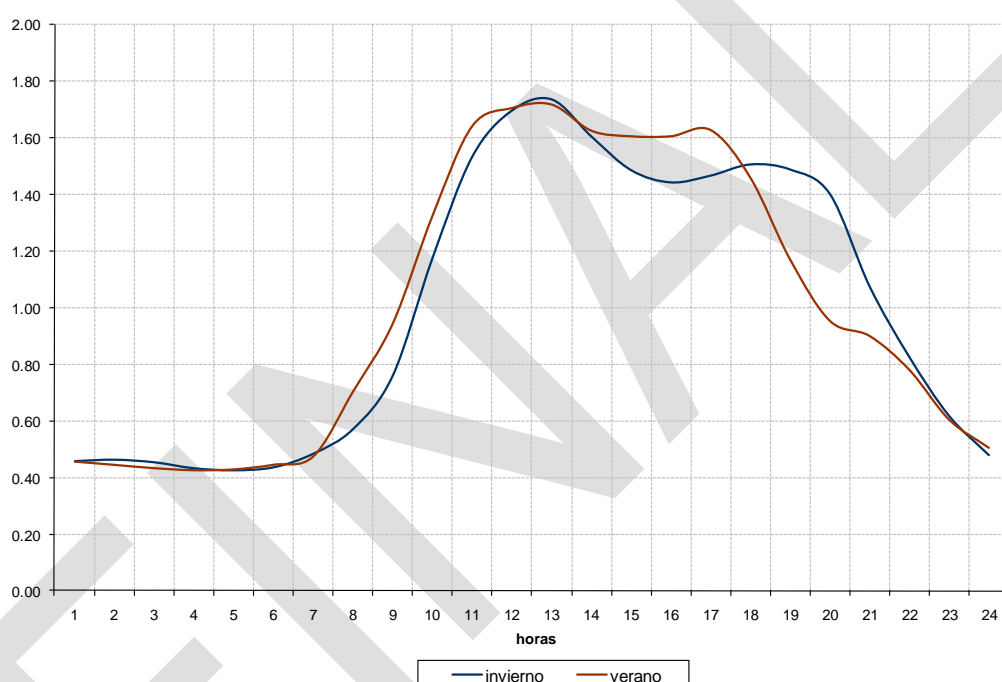
GRÁFICA 23 CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – BAJA CALIFORNIA



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

Los perfiles de carga correspondientes a los usuarios de la Región Noreste (gráfica 24) muestran que el patrón de consumo es relativamente similar en invierno y verano donde el mayor nivel de consumo se producen entre las 11 y 17hs en verano y entre las 13 y 20hs en invierno, registrándose en horas del mediodía el consumo máximo de energía de este segmento. Las curvas que se presentan en la gráfica 24 no muestran mayores diferencias en el consumo según la estación del año.

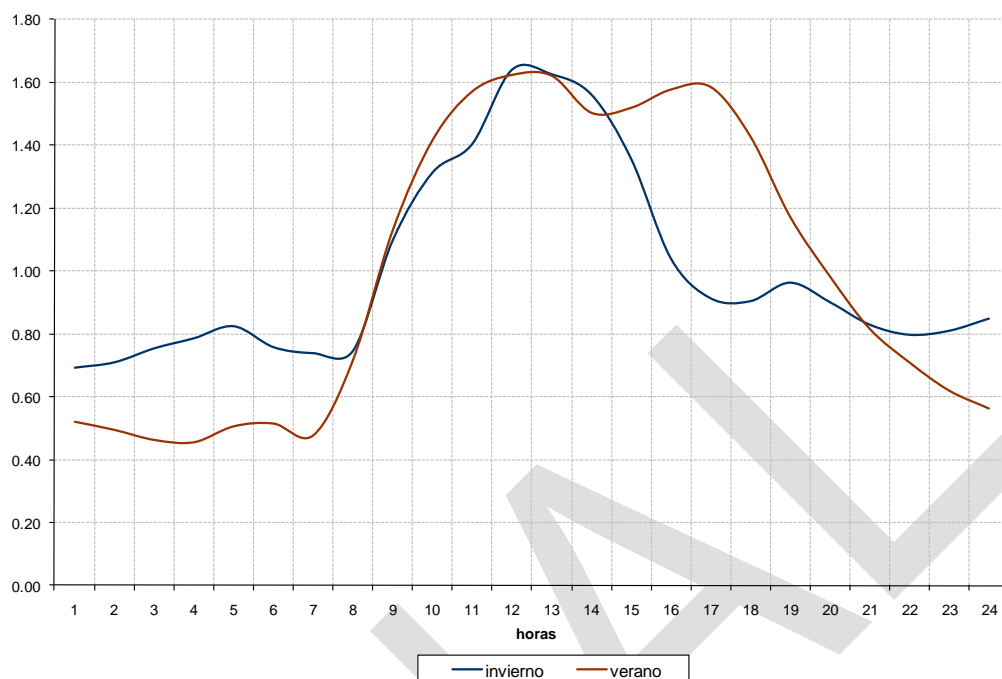
GRÁFICA 24 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NORESTE



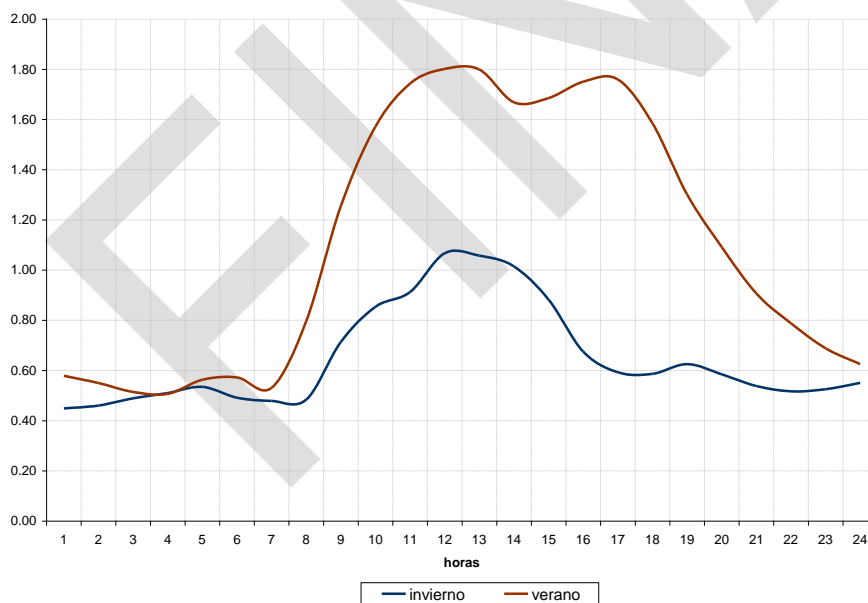
Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

En el caso de los usuarios de la Región Noroeste (gráfica 25) se puede observar que el perfil de carga correspondiente a los meses de verano se encuentra notablemente por encima del correspondiente a invierno en el horario de mayor consumo, que se registra entre las 11 y 17hs. En los meses de invierno el pico de demanda se registra al mediodía.

GRÁFICA 25 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NOROESTE



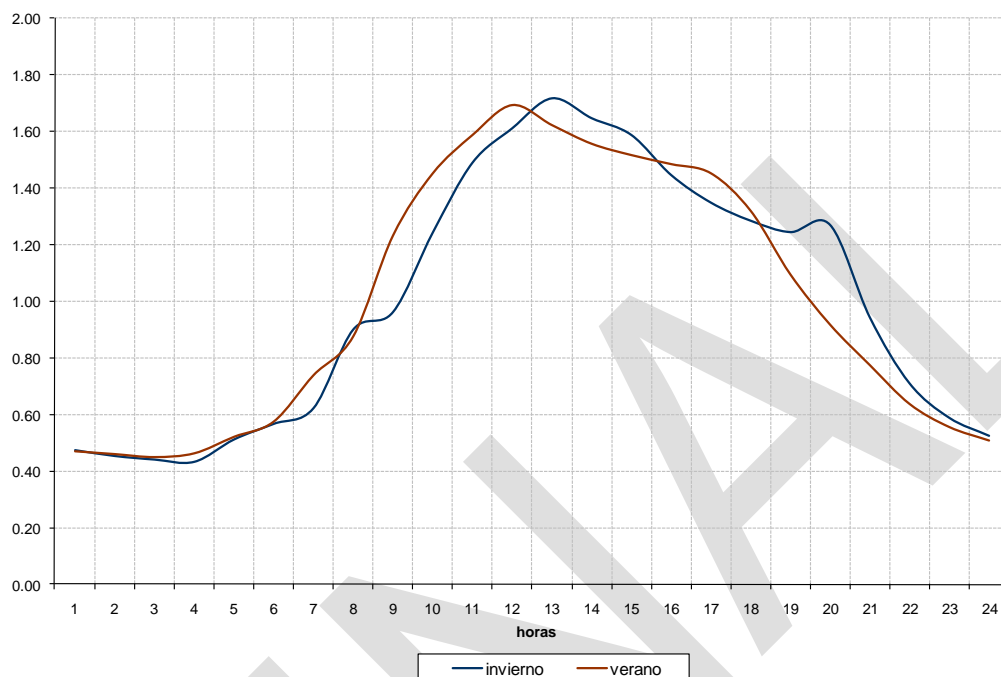
Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE



En el caso de la Región Norte (gráfica 26), es posible observar que las curvas de carga típicas de invierno y verano son similares en cuanto a la forma que presentan, sin embargo se encontró que en las horas de mayor consumo, la curva de invierno se encuentra por encima a la correspondiente a los meses de verano. En términos generales, el horario de

mayor consumo se produce entre las 10 y 20hs en invierno y entre las 9 y 18hs en verano. En promedio, la máxima demanda se produce en horas del mediodía, a las 12 y 13 horas en verano e invierno respectivamente.

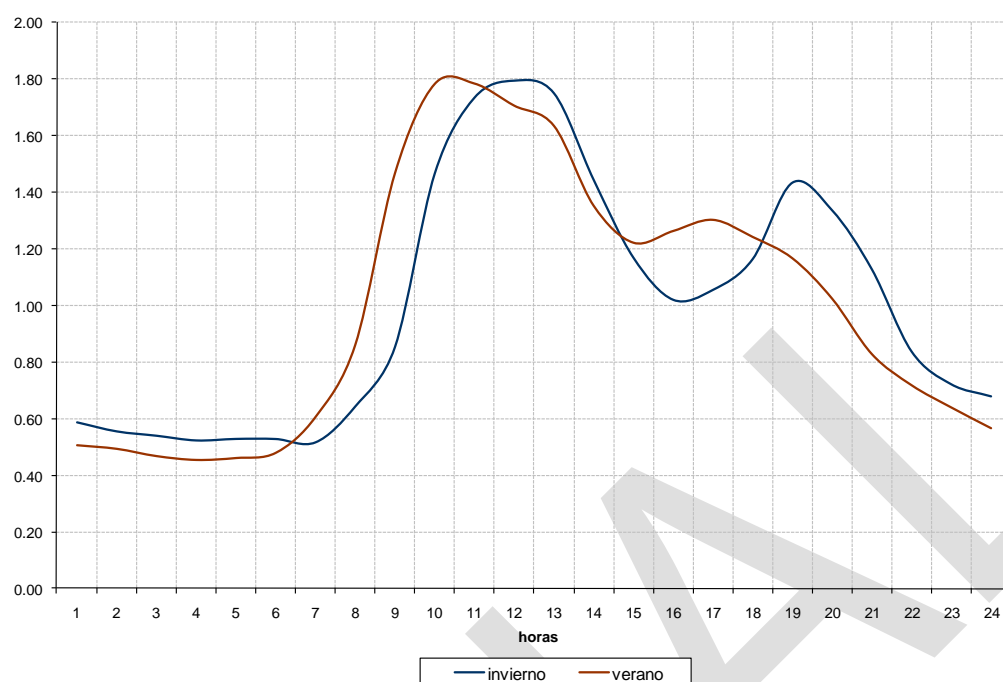
GRÁFICA 26 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NORTE



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

En cuanto a la forma de las curvas de carga de la Región Peninsular, se puede observar que tanto en invierno como en verano hay dos períodos de mayor consumo, en horas de la mañana y de la tarde. En los meses de verano, se observa un primer período que transcurre aproximadamente entre las 9 y las 13 horas que corresponde al momento de mayor nivel de consumo, luego hay una disminución en el mismo alrededor de entre las 14 y las 15 hs. donde se alcanza un nuevo nivel de consumo hasta las 20hs. cuando empieza a descender la demanda hasta los niveles mínimos en horas de la noche. En invierno se observa un primer período de máxima demanda entre las 11 y 13hs, luego disminuye el consumo hasta las 16 que es el momento de menor demanda durante la tarde, y vuelve a subir hasta las 19 horas donde se produce otro pico, menos al registrado en horas de la mañana. En ambos casos el nivel mínimo de consumo se produce entre las 23 y 6 de la mañana aproximadamente, si bien hay indicios de un corrimiento en los perfiles de carga que probablemente esté asociado al cambio de huso horario que se produce todos los años en verano. Los perfiles de carga típicos presentan a continuación.

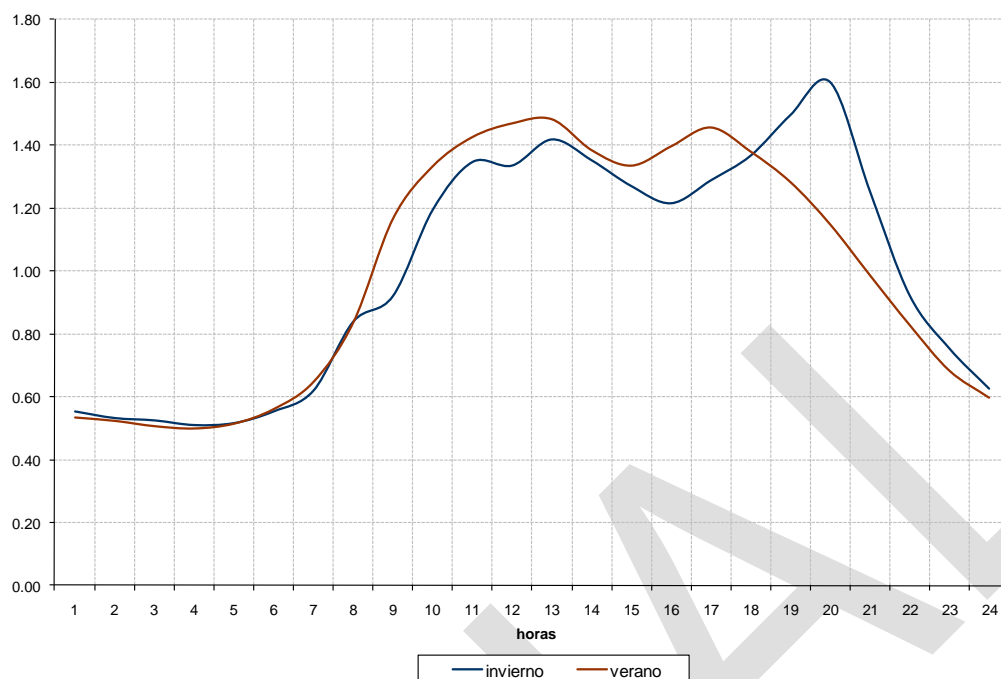
**GRÁFICA 27 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES
POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN PENINSULAR**



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

En el caso de la Región Sur, las curvas de carga típicas presentan características relativamente similares a las descritas para Baja California. No se observan importantes diferencias en el nivel de consumo entre invierno y verano mientras que sí existen diferencias en el momento del día que se produce el pico de demanda. En los meses de verano se observan dos picos, el primero se produce alrededor de las 13 horas y el segundo a las 17hs con un nivel de demanda similar al anterior. En invierno se produce un primer pico también a las 13hs mientras que el segundo (y más importante) se da por la noche, alrededor de las 20hs. En ambos casos el nivel mínimo de consumo se produce por la madrugada hasta las 5 de la mañana.

GRÁFICA 28 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN SUR

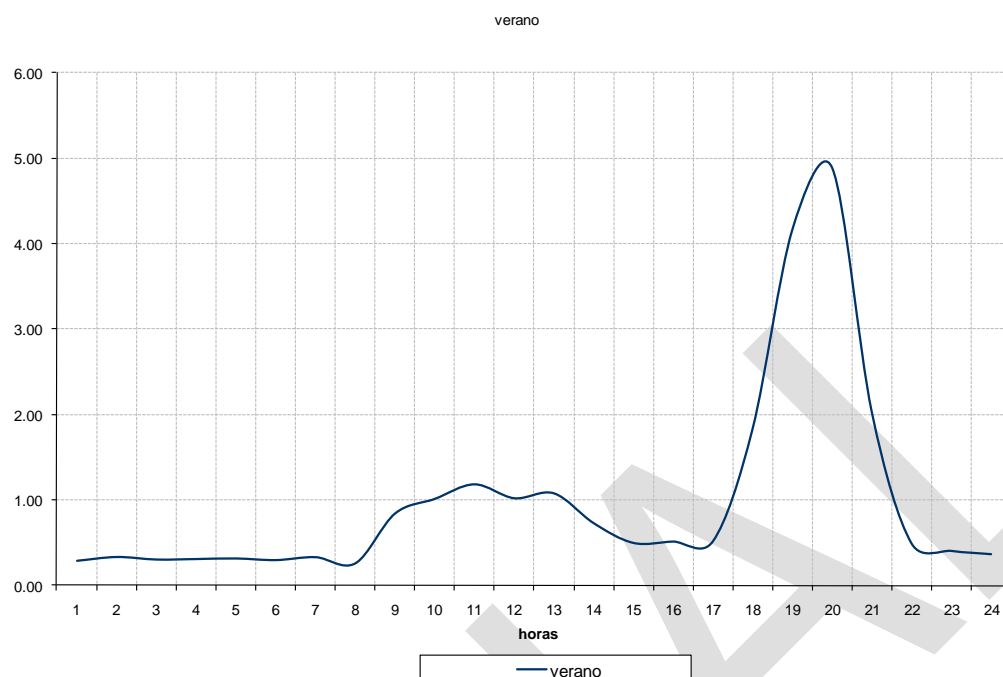


Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

4.1.3. GRANDES DEMANDAS EN BT

En el caso de las Grandes Demandas en Baja Tensión, solo se describen los resultados obtenidos para las regiones Peninsular y Sur en cuanto se han encontrado mediciones asociadas a muy pocos usuarios en esta categoría. En el nuevo esquema tarifario propuesto esta categoría está representada por aquellos usuarios que actualmente pertenecen a la tarifa 3.

GRÁFICA 29 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN PENINSULAR

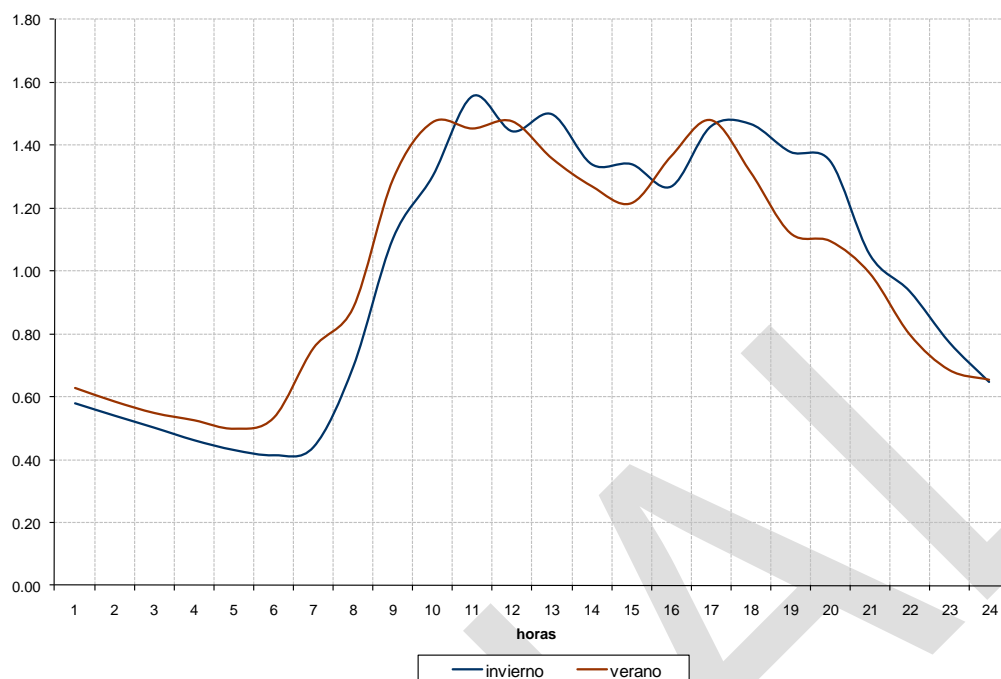


Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

En la gráfica anterior se presenta la curva de carga típica calculada a partir de las mediciones de las mediciones disponibles, que en este caso corresponden a un único usuario, por lo que resulta necesario revisar esta información con el personal de CFE. Por lo tanto estos resultados deben tomarse con extrema precaución en cuanto no hay garantías de que este único usuario represente adecuadamente los consumos de esta categoría. En términos generales, se observa que la curva presenta un nivel de consumo máximo entre las 19 y 20hs que es alrededor de 5 veces el consumo promedio del usuario, dando por resultado un factor de carga muy bajo (0.20).

En el caso de la Región Sur se encontraron 23 usuarios pertenecientes a esta categoría tarifaria, lo que permite caracterizar la carga tanto en invierno como en verano. Los resultados obtenidos en ambos casos presentan características similares, donde el periodo de mayor consumo se presenta entre las 10 y 17hs en verano y entre las 11 y 20hs en invierno. Se observa un corrimiento en las curvas que puede estar relacionado con el cambio de huso horario que se produce en verano. Los factores de carga obtenidos no difieren demasiado, siendo de 0.64 y 0.68 en invierno y verano respectivamente.

GRÁFICA 30 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN SUR



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

4.1.4. ALUMBRADO PÚBLICO

Las curvas de alumbrado público se elaboraron con base en información de las efemérides correspondientes a México, y a las horas de salida y puesta del sol, así como también los periodos de crepúsculo matutino y vespertino.

Para tal fin se consideró información disponible en páginas web y se contrastaron los valores con los oficiales del servicio meteorológico nacional <http://smn.cna.gob.mx/>, tomándose como referencia para determinar la curva de invierno y verano a diciembre de 2009 y julio de 2010 respectivamente, en el ANEXO IV - EFEMERIDES DE INVIERNO Y VERANO se muestran las tablas con los horarios para cada mes.

Las efemérides promedio para los meses mencionados que se consideraron para las curvas de carga son las siguientes:

TABLA 23 PARÁMETROS PARA CARACTERIZAR LA CURVA DE ALUMBRADO PÚBLICO

Estación	Salida sol	Puesta sol	Crepúsculo matutino	Crepúsculo vespertino
Verano	06:07	19:17	05:14	20:09
Invierno	07:03	18:02	06:12	18:53

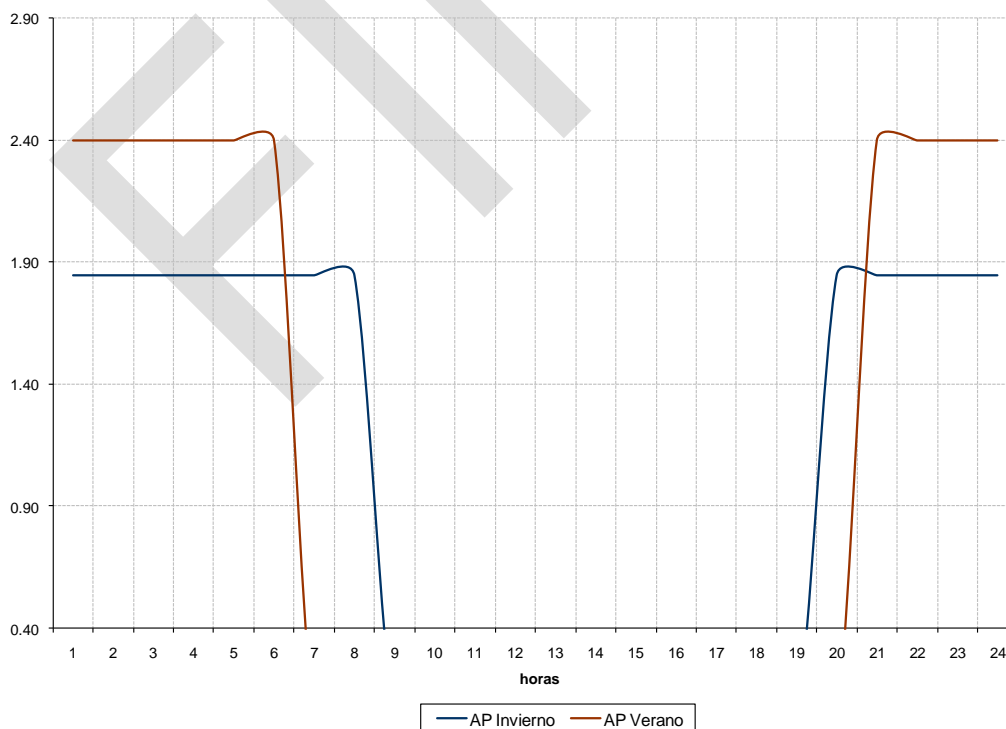
Fuente: desarrollo del Consultor con base en información del Servicio Meteorológico Nacional de México <http://smn.cna.gob.mx/>

Para determinar la hora de encendido y apagado de las fotocélulas de las luminarias de alumbrado público, se consideró el promedio entre la salida del sol y el crepúsculo matutino para el apagado de las luminarias, y el promedio entre la puesta de sol y el crepúsculo vespertino para el encendido de las luminarias. Esto es porque a pesar que el sol se pone a una determinada hora, existe un lapso de tiempo en que la visibilidad es buena, en condiciones meteorológicas normales.

Por lo tanto, se considera que el horario de apagado y encendido en verano corresponde a las horas 05:41 y 19:43, mientras que en invierno el mismo periodo comprende las horas 06:37 y 18:27, evidenciándose un lapso superior de horas de alumbrado.

En función de lo expuesto, la curva de invierno y verano será la siguiente:

GRÁFICA 31 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE ALUMBRADO PÚBLICO POR ESTACIÓN DEL AÑO



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información del Servicio Meteorológico Nacional de México CFE

Las mismas curvas se utilizaron para las categorías de alumbrado público de BT y MT, ya que las mismas no dependen del nivel de tensión en el que están conectados, sino que básicamente de las horas de luz natural en cada estación.

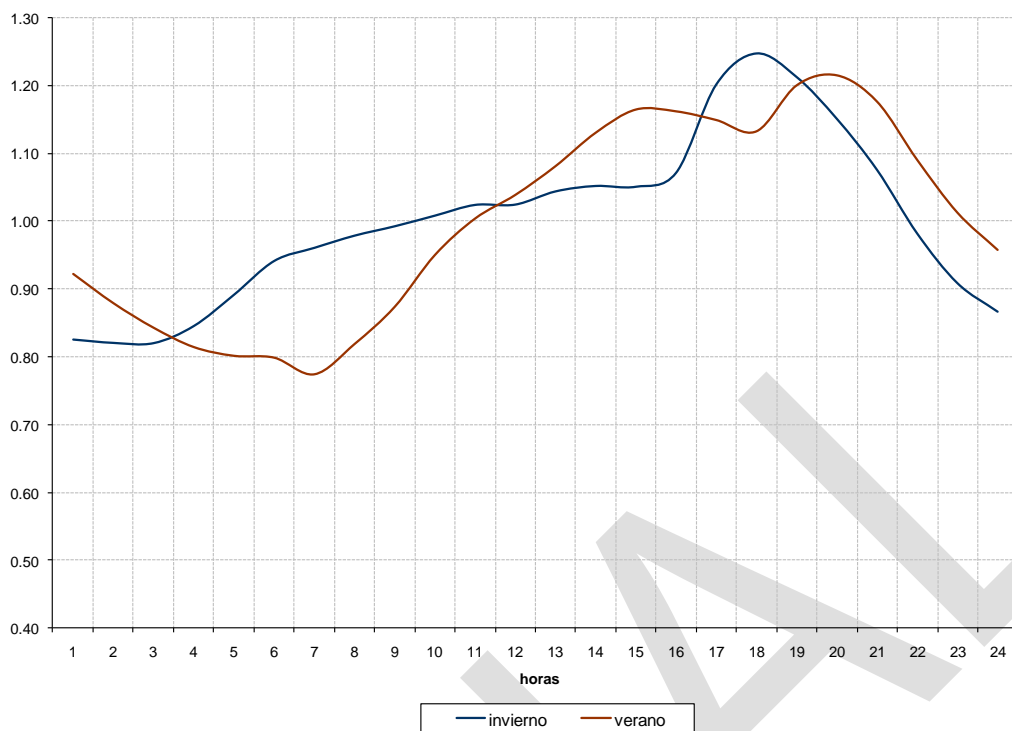
4.1.5. RIEGO AGRÍCOLA

Para el caso de los consumos asociados al riego agrícola, dado que no se cuenta con mediciones a nivel individual de cada usuario, se utilizó información disponible en la empresa, relacionada con circuitos de MT y/o transformadores MT/BT que prestan servicio eléctrico a usuarios asociados a las actividades de riego.

Como resultado se obtuvieron las curvas características de los usuarios de riego agrícola, las cuales fueron utilizadas tanto para caracterizar los consumos de BT como de MT, dado que no fue posible separar del circuito de MT, cuáles consumos corresponden a BT y a MT. Sin embargo, de acuerdo a nuestra experiencia en otras caracterizaciones de la demanda, la curva de carga está asociada al desarrollo de la actividad de riego, siendo el nivel de tensión al cual está conectado el usuario una variable de segundo grado, y el error que se comete por hacer esta simplificación no resulta significativo.

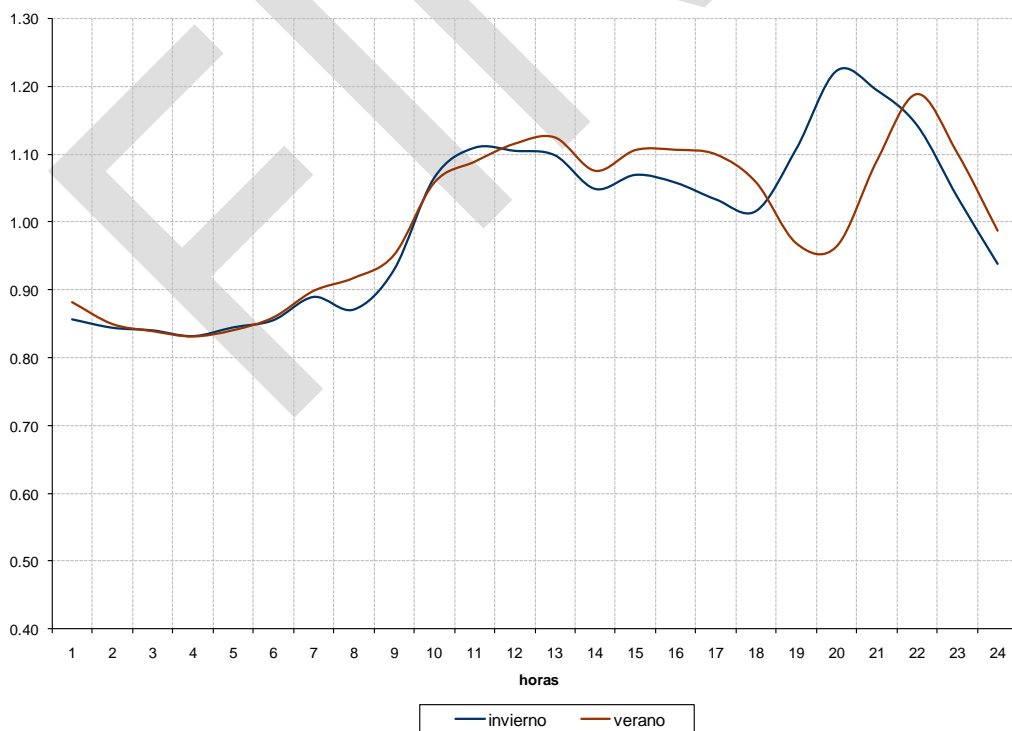
Sin embargo, del análisis y procesamiento de las curvas, que resultan de los registros enviados por CFE, surge la inquietud que no se evidencia el efecto de la tarifa de riego 9N de uso nocturno, más aún considerando el peso relativo que tiene esta categoría en el resto de las categorías de riego. Es importante contrastar con CFE los resultados de manera de comprender si las discrepancias se deben a que los usuarios de las tarifas 9N están consumiendo fuera del horario nocturno, o si existe la posibilidad que los registros enviados, asociados a los circuitos de MT, contengan usuarios de otras categorías que alteren la curva de carga agregada.

GRÁFICA 32 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE RIEGO AGRÍCOLA – BAJA CALIFORNIA



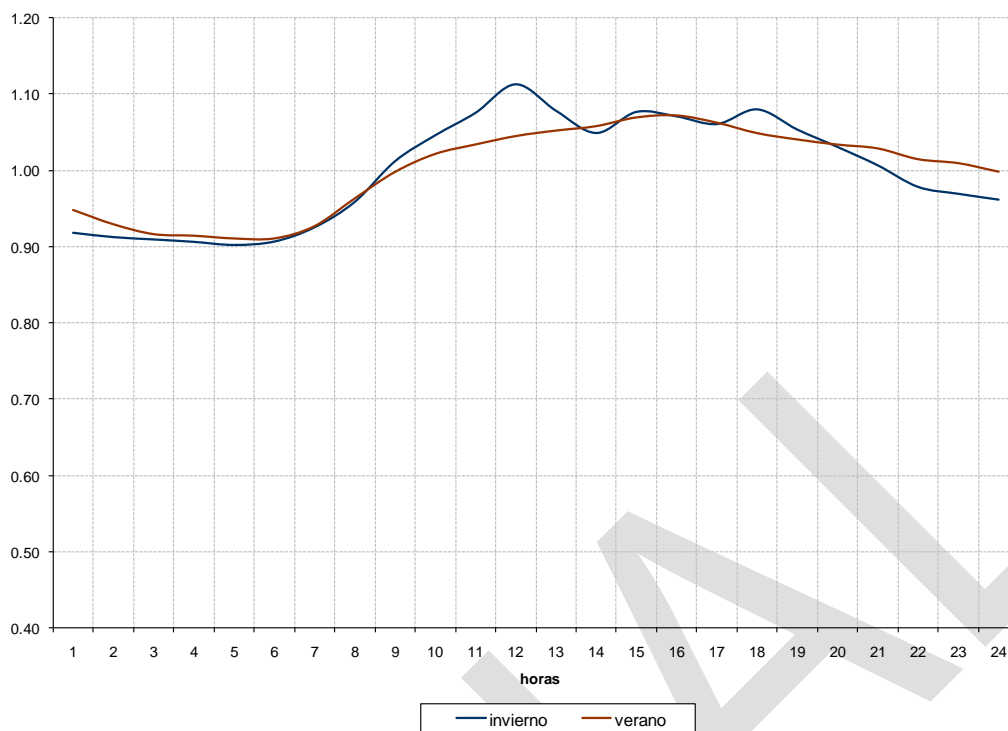
Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

GRÁFICA 33 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE RIEGO AGRÍCOLA – NORESTE



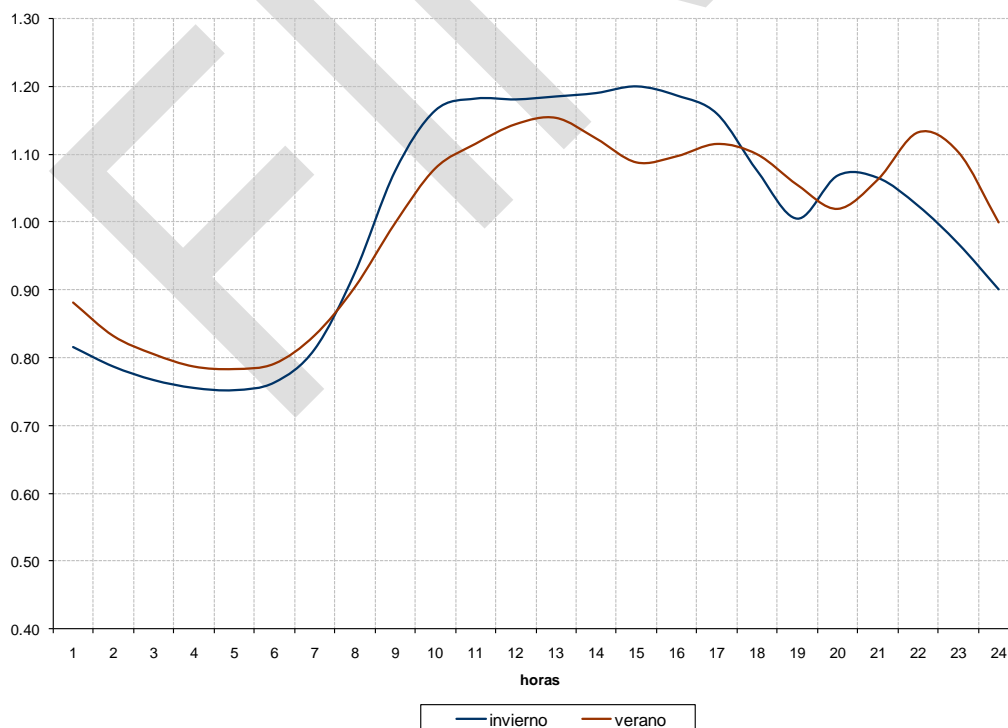
Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

GRÁFICA 34 : CURVA DE CARGA TÍPICA DE RIEGO AGRÍCOLA – NOROESTE Y NORTE



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

GRÁFICA 35 CURVA DE CARGA TÍPICA DE RIEGO AGRÍCOLA – SUR Y PENINSULAR



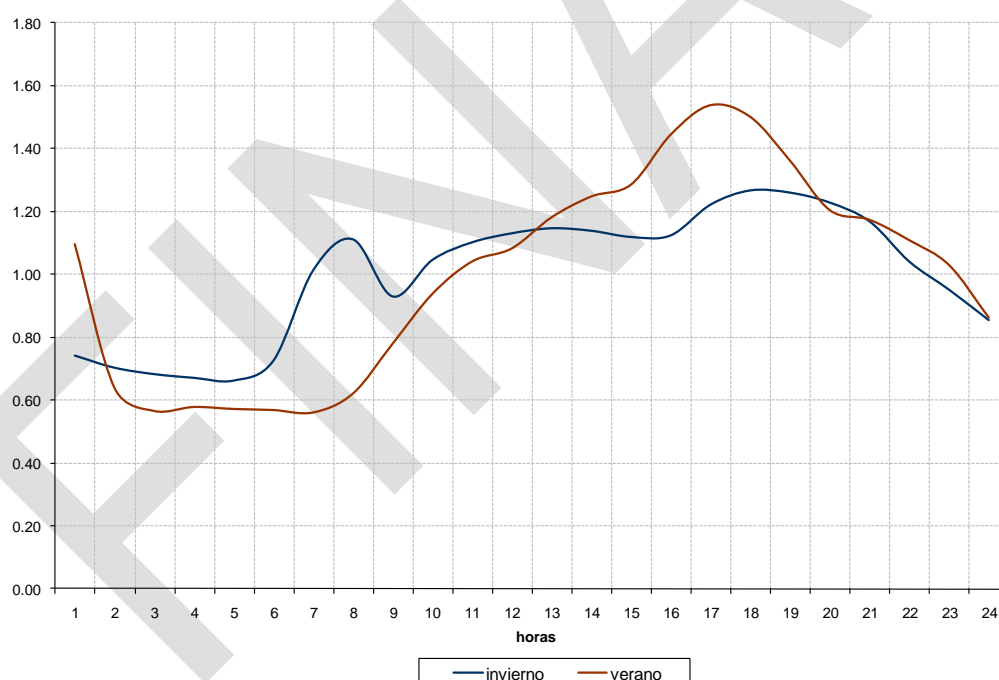
Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

4.2. TARIFAS EN MEDIA TENSIÓN

Los resultados que se presentan en este apartado corresponden a las características de consumo de los usuarios que actualmente tienen tarifas OM y HM en media tensión.

En el caso de Baja California, la gráfica siguiente presenta las curvas de carga típicas de invierno y verano para los usuarios en media tensión. Durante el verano se observa que el nivel mínimo de consumo se produce entre las horas 2 y 7 de la mañana, mientras que el consumo máximo se alcanza a las 17hs. En el caso de los consumos de invierno, la curva típica promedio presenta una meseta entre las 8 y 21hs, si bien se observa un leve descenso del consumo a las 9 de la mañana y la máxima demanda se registra a las 18hs. En este caso debe tomarse en cuenta que las mediciones asociadas a los resultados presentados corresponden a pocos usuarios.

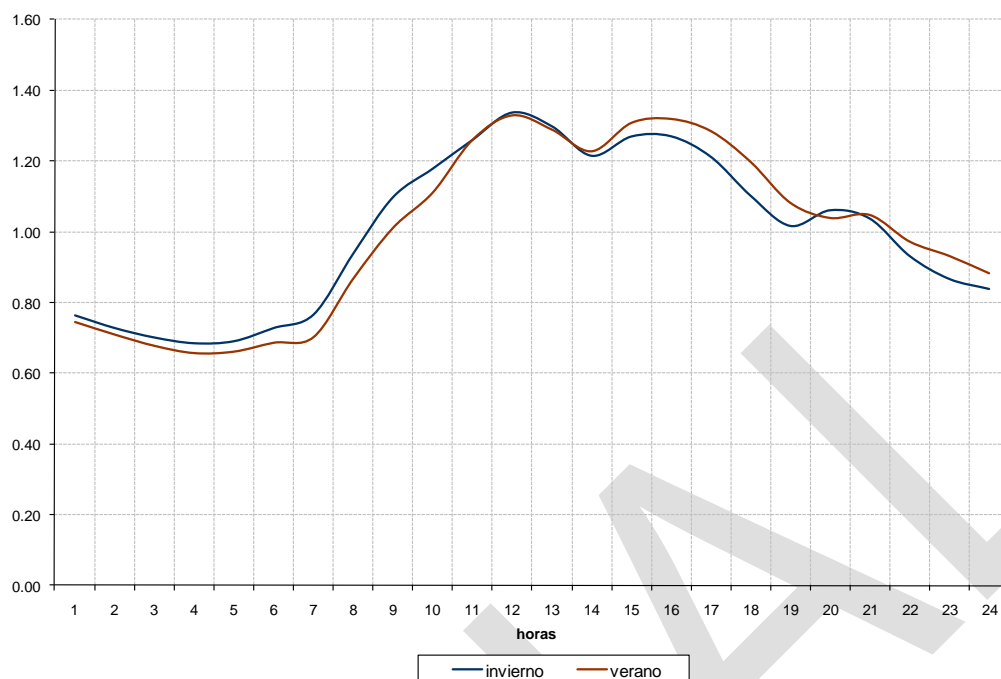
GRÁFICA 36 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – BAJA CALIFORNIA



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

En el caso de la Región Noreste que corresponde a la gráfica 37, se observa que las curvas de carga típicas de esta categoría de consumo no presentan mayores diferencias entre invierno y verano en cuanto a la forma de la curva, si bien el nivel de consumo de verano es mayor al de invierno. En ambos casos el horario de mayor consumo se registra a las 12hs del mediodía.

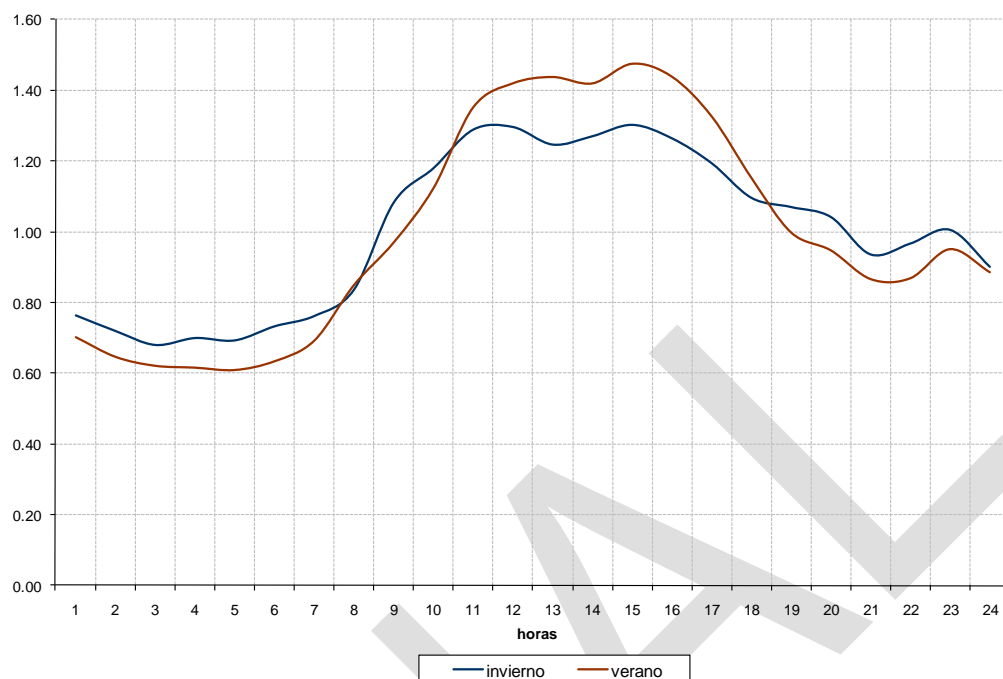
GRÁFICA 37 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NORESTE



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

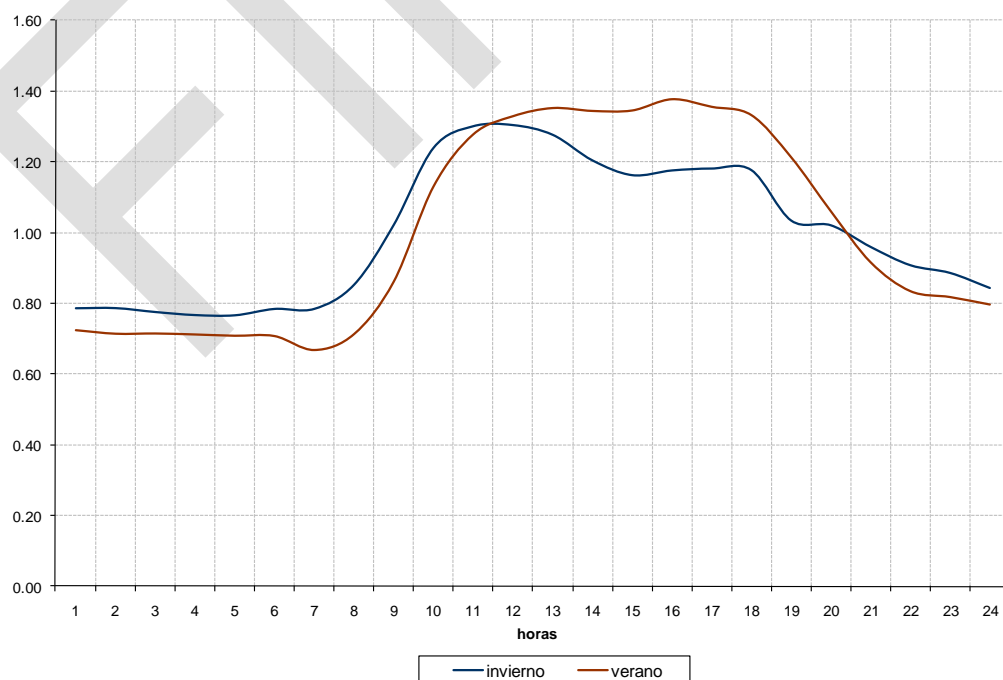
La gráfica que se presenta a continuación presenta las curvas de carga típicas de invierno y verano correspondiente a los usuarios en media tensión pertenecientes a la Región Noroeste. En cuanto a la forma de las curvas de carga no se observan mayores diferencias en cambio el nivel de consumo durante el invierno es notablemente inferior al registrado durante los meses de verano. En general el horario de mayor consumo transcurre entre las 11 y 17hs mientras que nivel mínimo de demanda se produce en horas de la madrugada. Tanto en invierno como en verano se registran factores de carga similares (0.748 y 0.753 respectivamente).

GRÁFICA 38 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NOROESTE



Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

GRÁFICA 39 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN NORTE



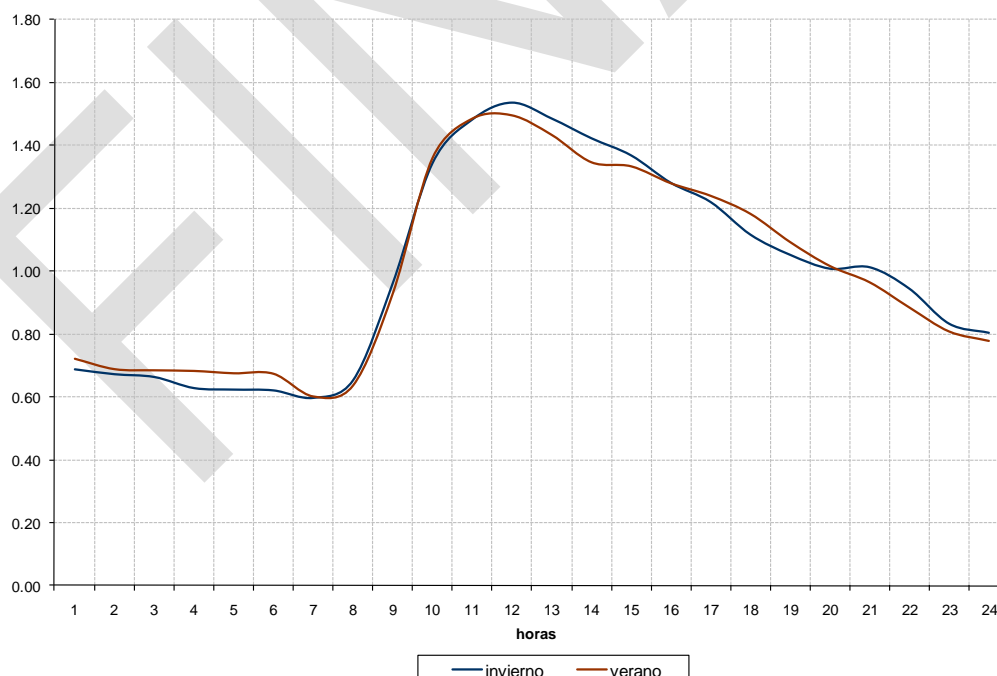
Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

El perfil de consumo típico correspondientes a los usuarios de media tensión ubicados en la Región Norte no presenta mayores diferencias entre invierno y verano tal como se puede observar a partir de la gráfica anterior.

En verano, el horario de mayor consumo se presenta entre las 11 y 18hs, con muy poca fluctuación de la demanda, mientras que en invierno se produce entre las 10 y 13hs y luego un segundo escalón entre las 15 y 18hs. En virtud de lo anterior se observa una leve diferencia en los factores de carga que resulta iguales a 0.77 y 0.73 en invierno y verano respectivamente.

Por su parte, para la región Peninsular se observa que las curvas de carga típicas de invierno y verano son similares en cuanto a su forma, y se destaca que el nivel de consumo de verano es superior al registrado en invierno. El horario de máxima demanda se produce a las 12hs tanto en invierno como en verano y luego el nivel de consumo disminuye de forma sostenida durante la tarde hasta las horas de la noche donde se observa el nivel mínimo de consumo. Los factores de carga correspondientes a ambas curvas son similares, iguales a 0.65 y 0.67 en invierno y verano respectivamente.

GRÁFICA 40 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN PENINSULAR

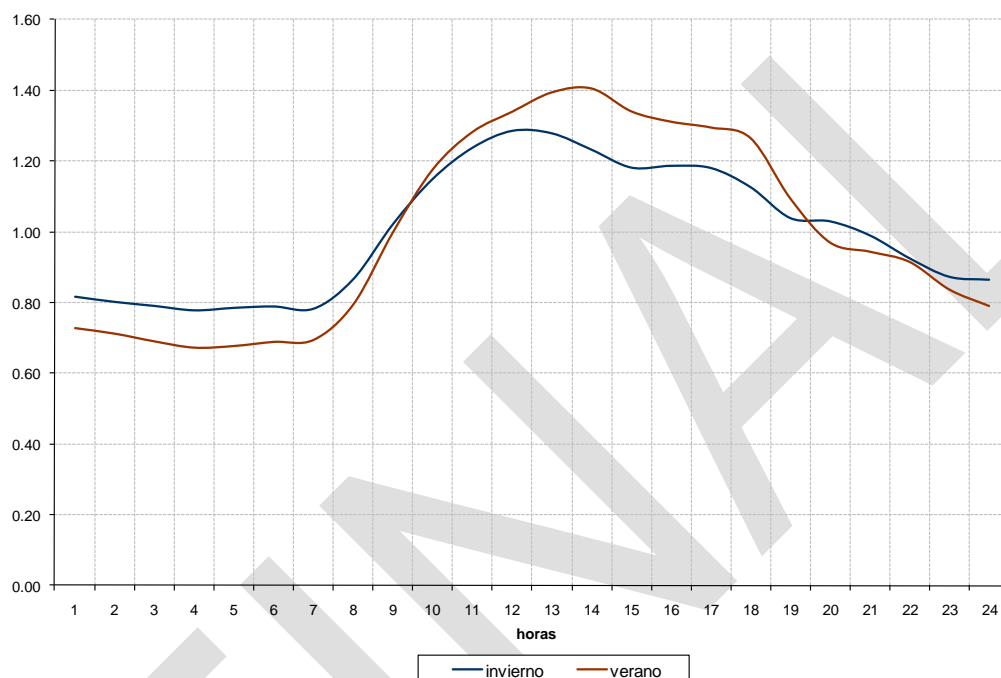


Fuente: desarrollo del Consultor con base en información de registros enviados por CFE

Para finalizar, las curvas típicas de consumo correspondientes a los usuarios pertenecientes a la Región Sur presentan características similares, si bien para la curva de verano se

observa una mayor amplitud entre los niveles de consumo máximo y mínimo. La máxima demandas en invierno se produce a las 12hs mientras que en verano se registra a las 14hs y el horario de mínima demanda transcurre durante las horas de la madrugada hasta las 7 de la mañana. Los factores de carga obtenidos a partir de ambas curvas resultan igual a 0.78 y 0.71 para invierno y verano respectivamente.

GRÁFICA 41 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – REGIÓN SUR



Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

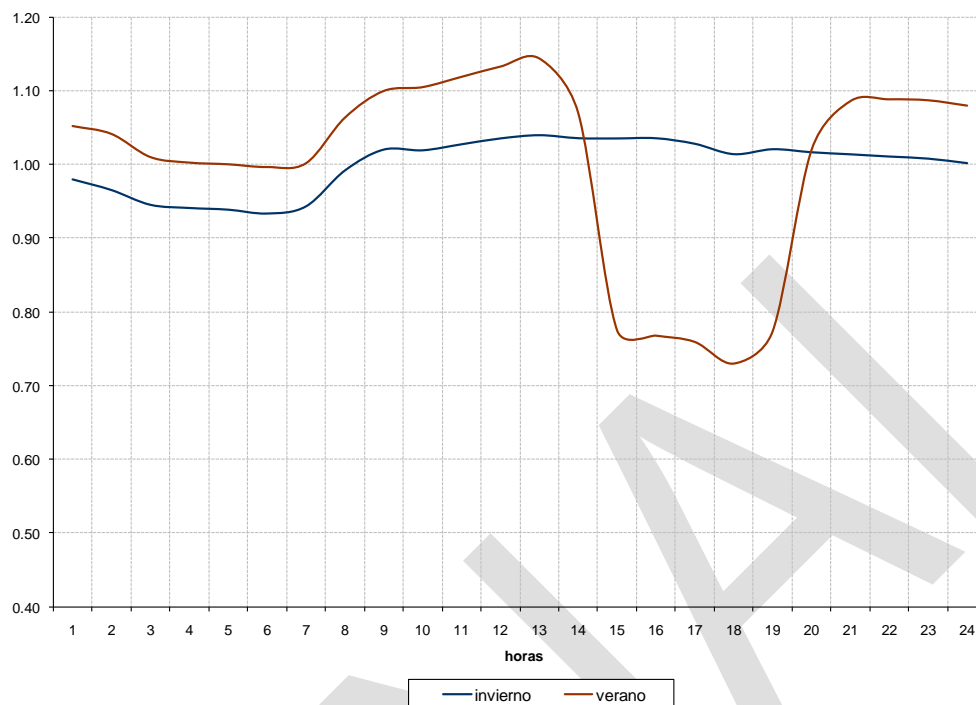
Cabe aclarar que, según la base de consumos e histogramas, la mayoría de los usuarios de la tarifa de riego agrícola se encuentra encuadrada en la tarifa de uso nocturno 9N, lo cual no se evidencia del análisis de las curvas. Este aspecto deberá ser analizado junto con CFE para identificar cuáles son los mecanismos utilizados para gestionar este tipo de consumos, y evitar que aun teniendo una tarifa 9N los usuarios consuman fuera del valle nocturno.-

4.3. TARIFA EN SUBTRANSMISIÓN Y TRANSMISIÓN

Para caracterizar los consumos de subtransmisión y transmisión se utilizó información de una muestra de 40 usuarios con medición horaria. Esta información se procesó y se determinaron los siguientes perfiles para cada región tarifaria:

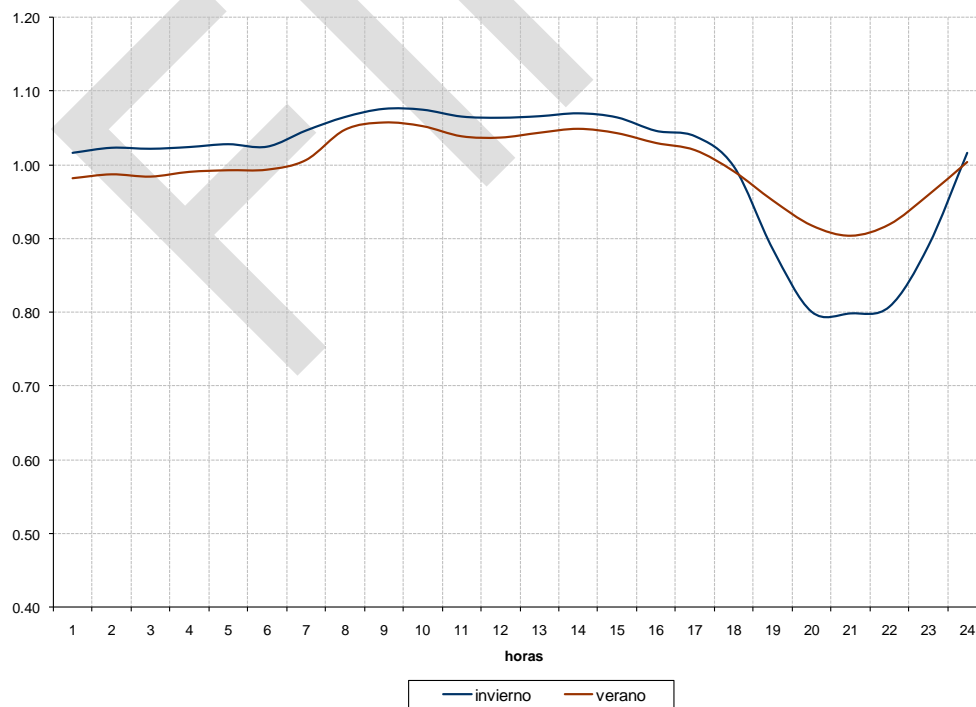
4.3.1. TARIFA EN SUBTRANSMISIÓN

GRÁFICA 42 CURVA DE CARGA TÍPICA EN SUBTRANSMISIÓN PARA DÍAS HÁBILES – BAJA CALIFORNIA



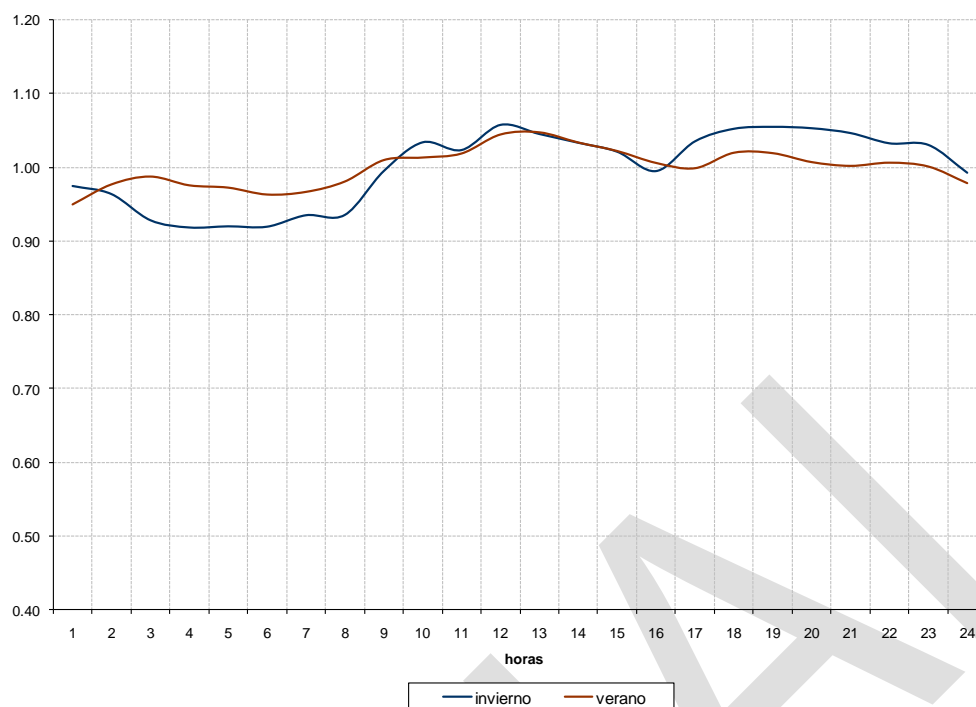
Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

GRÁFICA 43 CURVA DE CARGA TÍPICA EN SUBTRANSMISIÓN PARA DÍAS HÁBILES – NORESTE



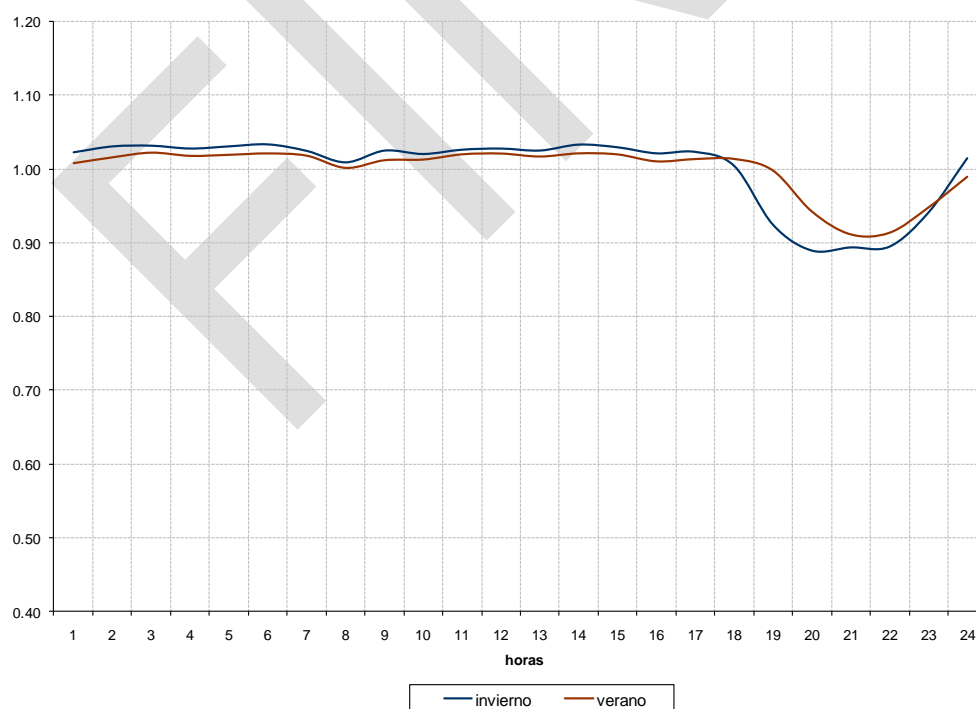
Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

GRÁFICA 44 CURVA DE CARGA TÍPICA EN SUBTRANSMISIÓN PARA DÍAS HÁBILES – NORTE



Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

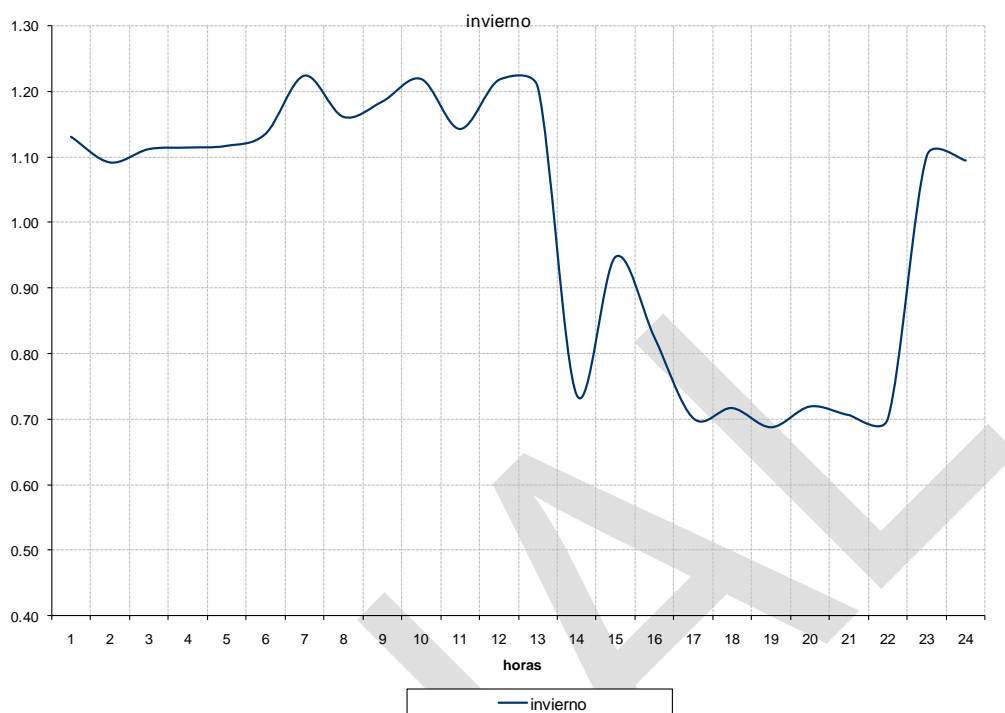
GRÁFICA 45 CURVA DE CARGA TÍPICA EN SUBTRANSMISIÓN PARA DÍAS HÁBILES – SUR



Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

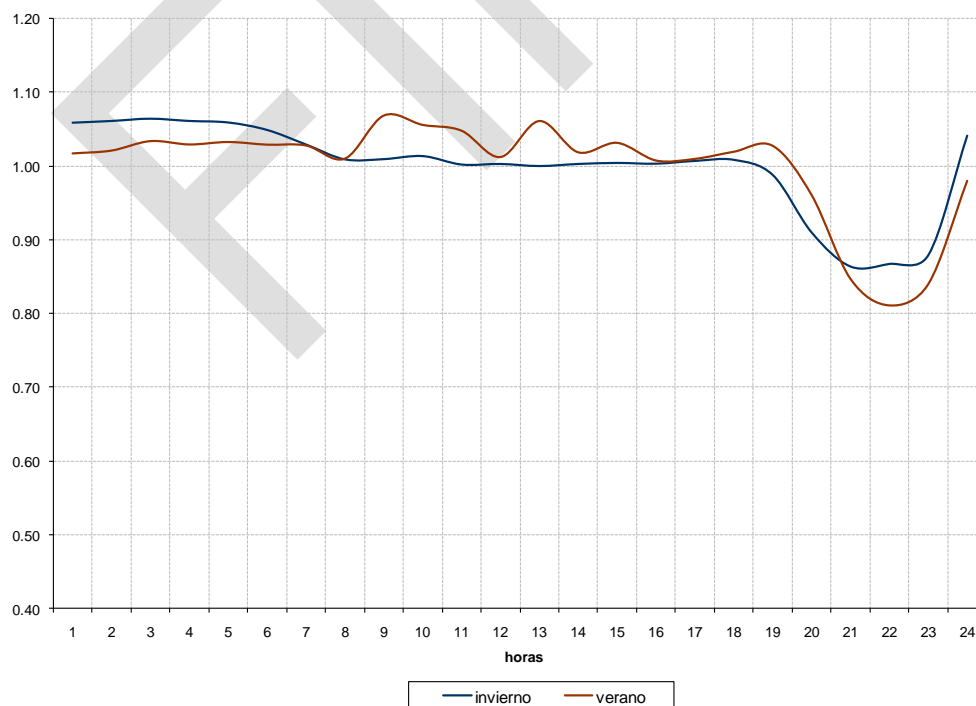
4.3.1. TARIFA EN TRANSMISIÓN

GRÁFICA 46 CURVA DE CARGA TÍPICA EN TRANSMISIÓN PARA DÍAS HÁBILES – NORESTE



Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

GRÁFICA 47 CURVA DE CARGA TÍPICA EN TRANSMISIÓN PARA DÍAS HÁBILES – SUR



Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

En el caso de la región Baja California, al no tener un sistema de transmisión no se consideraron usuarios conectados a esa etapa de la red.

5. RESULTADOS DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

A partir de los registros de las mediciones efectuadas en los usuarios hasta mayo de 2010, se obtuvieron las curvas de carga promedio, a partir de los cuales se calculan los distintos factores de caracterizan el consumo. Como se mencionó anteriormente, estos factores son utilizados para determinar el aporte de cada categoría a la demanda máxima, como así también los porcentajes de consumo de energía en cada uno de los bloques horarios.

A continuación se presentan resultados de obtenidos para los factores de carga y factores de participación de la energía por bloque:

- *Factor de carga* – relación entre la potencia promedio y la máxima de la categoría
- *Factores de participación de la energía por bloque horario* – relación entre la energía correspondiente a los bloques de punta, base e intermedio respecto de la energía total (la sumatoria de los 3 factores es igual a la unidad)

Los factores mencionados se calcularon para las tarifas domésticas, pequeñas demandas en baja tensión, grandes demandas en baja tensión y grandes demandas en media tensión equivalentes a las tarifas T1, T2 y T3 vigentes actualmente en baja tensión, tarifas OM y HM vigentes en media tensión respectivamente, y para las tarifas de subtransmisión y transmisión. Adicionalmente se procesó información correspondiente a Los resultados se presentan para las estaciones de invierno y verano.

En términos generales se han considerado las siguientes bandas horarias que corresponden al SIN:

- *Punta: tiene 5 horas de duración, de 19:00 a 23:59hs.*
- *Base: tiene 7 horas de duración, de 0:00 a 06:59hs.*
- *Intermedio: tiene 12 horas de duración, de 07:00 a 18:59hs.*

En el caso particular de Baja California se además de las bandas horarios descriptas arriba, también se han efectuado los cálculos considerando las definidas para Baja California Sur en cuanto esta región no se encuentra interconectada.

Los bloques horarios de verano se definen a continuación:

- *Punta: tiene una duración de 11 horas, de 12:00 a 22:59hs.*
- *Base: tiene una duración de 8 horas, de 23:00 a 06:59hs.*
- *Intermedio: tiene una duración de 5 horas, de 07:00 a 11:59hs.*

Mientras que para la estación de invierno son más parecidos a los definidos para el SIN y están definidos de la siguiente manera:

- *Punta: tiene una duración de 5 horas, de 18:00 a 22:59hs.*
- *Base: tiene una duración de 8 horas, de 23:00 a 06:59hs.*
- *Intermedio: tiene una duración de 11 horas, de 07:00 a 17:59hs.*

En las siguientes tablas se presentan los resultados obtenidos correspondientes a los meses de invierno y verano.

TABLA 24 FACTORES DE CARACTERIZACIÓN - INVIERNO

Tarifa	Región	factor de carga	Factores de participación		
			Punta	Base	Intermedio
Doméstica	Baja California ^{a,b}	0.761	0.239	0.187	0.574
			0.526	0.225	0.250
	Noreste	0.625	0.300	0.223	0.477
	Norte	0.716	0.252	0.191	0.557
	Peninsular	0.615	0.304	0.240	0.456
	Sur	0.563	0.308	0.209	0.482
Pequeñas Demandas en BT	Baja California ^{a,b}	0.593	0.267	0.132	0.601
			0.624	0.165	0.211
	Noreste	0.576	0.183	0.131	0.686
	Noroeste	0.609	0.174	0.219	0.607
	Norte	0.582	0.168	0.145	0.687
	Peninsular	0.557	0.196	0.157	0.647
	Sur	0.625	0.215	0.159	0.627
Grandes Demandas en BT	Sur	0.642	0.198	0.141	0.661
Grandes Demandas en MT	Baja California ^{a,b}	0.790	0.218	0.216	0.566
			0.527	0.252	0.221
	Noreste	0.748	0.197	0.211	0.591
	Noroeste	0.769	0.202	0.210	0.588
	Norte	0.767	0.192	0.227	0.581
	Peninsular	0.651	0.192	0.187	0.622
	Sur	0.778	0.195	0.231	0.574
Demandas en Subtransmisión	Baja California	0.830	0.247	0.314	0.439
	Noreste	0.904	0.180	0.289	0.531
	Norte	0.892	0.210	0.252	0.538
	Sur	0.968	0.199	0.293	0.507
Demandas en Transmisión	Baja California	0.938	0.214	0.263	0.522
	Noreste	0.817	0.180	0.330	0.490
	Sur	0.941	0.192	0.307	0.501

Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

^a El Factor de Carga corresponde a las Regiones Baja California y Baja California Sur de forma conjunta.

^b El cálculo de factores de participación de la energía por bloque se calculó considerando en primer término las bandas horarias de punta, base e intermedio correspondientes al SIN, y en segundo lugar considerando las bandas horarias correspondientes a Baja California Sur en cuanto esta región se encuentra aislada.

En cuanto a los resultados obtenidos para los usuarios domésticos sin considerar la apertura por bloques tarifarios, se pueden observar algunas diferencias en términos de los factores

de carga obtenidos, siendo el de la región Sur el más bajo, igual a 0.56 mientras que el más valor más alto se registró en Baja California y resulta igual a 0.76.

En el caso de las pequeñas demandas en baja tensión se observa que los factores de carga resultan más parecidos a través de las regiones, ubicándose en un rango entre 0.56 y 0.62. Con respecto a las grandes demandas en baja tensión sólo hay información referida a la región sur, donde se observa un factor de carga igual a 0.64. Finalmente, para las grandes demandas en media tensión los factores de carga oscilan entre 0.65 (Región Peninsular) y 0.79 (Baja California).

En cuanto a los factores de participación de la energía por bloques horarios, en todos los casos se observa un mayor peso en la franja horaria correspondiente a intermedio. En el caso particular de Baja California donde además se han tenido en cuenta las bandas horarias correspondientes a Baja California Sur se puede observar que la mayor participación de energía se da en el bloque de punta.

Con respecto a los resultados referidos a las tarifas domésticas, es posible considerar por separado a los usuarios correspondientes a los dos bloques de consumo propuestos en el nuevo esquema tarifario. En general se observa que los factores de carga correspondientes al bloque de mayor consumo son superiores a los del primer bloque, salvo en el caso de Baja California donde la relación entre ambos valores se da en sentido contrario. Cabe recordar que los resultados de esta división están basados en información referida a muy pocos usuarios.

En cuanto a los factores de participación de la energía por bandas horarias no se observan grandes diferencias entre ambos bloques de consumo.

Considerando los factores de caracterización obtenidos para los meses de verano, se observa que los factores de carga correspondientes a usuarios domésticos oscilan entre 0.65 (Región Sur) y 0.76 (Baja California), por encima de los resultados obtenidos para la estación de invierno.

En el caso de las pequeñas demandas en baja tensión estos factores se ubican entre 0.56 (Región Peninsular) y 0.67 (Región Sur). Con respecto a las grandes demandas en baja tensión se destaca el resultado atípicamente bajo para la Región Peninsular donde el factor de carga obtenido es igual a 0.20 y corresponde a las mediciones de un único usuario. En la Región Sur el factor de carga obtenido es de 0.67.

TABLA 25 FACTORES DE CARACTERIZACIÓN PARA TARIFAS DOMÉSTICAS, POR REGIÓN Y BLOQUE DE CONSUMO - INVIERNO

Bloques de tarifa doméstica	Región	factor de carga	Factores de participación		
			Punta	Base	Intermedio
Bloque 1 <i>Consumo mensual hasta 150 kWh.</i>	Baja California ^{a,b}	0.614	0.308	0.257	0.435
	Noreste	0.554	0.529	0.310	0.161
	Norte	0.444	0.328	0.218	0.454
	Peninsular	0.519	0.340	0.130	0.531
	Sur	0.511	0.336	0.219	0.445
Bloque 2 <i>Consumo mensual superior a 150 kWh.</i>	Baja California ^{a,b}	0.462	0.123	0.020	0.857
	Noreste	0.661	0.645	0.023	0.331
	Norte	0.649	0.282	0.221	0.497
	Peninsular	0.620	0.236	0.171	0.593
	Sur	0.616	0.303	0.236	0.461
			0.296	0.207	0.497

Fuente: desarrollo de MEC con base en información de registros enviados por CFE

^a El Factor de Carga corresponde a las Regiones Baja California y Baja California Sur de forma conjunta.

^b El cálculo de factores de participación de la energía por bloque se calculó considerando en primer término las bandas horarias de punta, base e intermedio correspondientes al SIN, y en segundo lugar considerando las bandas horarias correspondientes a Baja California Sur en cuanto esta región se encuentra aislada.

Finalmente, los factores de carga obtenidos para las grandes demandas en media tensión se encuentran entre 0.65 (Baja California) y 0.75 (Región Noreste) que en general resultan iguales o inferiores a los factores obtenidos para la estación de invierno.

En cuanto a los factores de participación de la energía por banda horaria, nuevamente la mayor incidencia se observa en el bloque intermedio comprendido entre las 7:00 y 18:59hs. Que corresponde al bloque intermedio, especialmente en el caso de las pequeñas demandas en baja tensión con factores de participación superiores al 66%.

En el caso particular de Baja California, estos factores fueron calculados considerando tanto las bandas horarias del SIN como las definidas para Baja California Sur que para la estación de verano son similares y dando por resultado factores de participación que también lo son.

Para el caso de la tarifa doméstica se realizaron los cálculos de factores considerando los dos bloques de consumo definido en las nuevas tarifas teóricas. En términos de los factores de carga, los resultados correspondientes al primer bloque de consumo son más bajos que los obtenidos para el segundo bloque, a excepción de Baja California donde la relación se da en sentido contrario, coincidiendo con los resultados obtenidos para la estación de verano.

TABLA 26 FACTORES DE CARACTERIZACIÓN - VERANO

Tarifa	Región	factor de carga	Factores de participación		
			Punta	Base	Intermedio
Domésticas	Baja California ^{a,b}	0.760	0.237 0.246	0.251 0.288	0.512 0.467
	Noreste	0.679	0.274	0.284	0.441
	Noroeste	0.700	0.275	0.253	0.472
	Norte	0.688	0.209	0.165	0.625
	Peninsular	0.682	0.283	0.278	0.439
	Sur	0.647	0.274	0.222	0.503
Pequeñas Demandas en BT	Baja California ^{a,b}	0.620	0.178 0.205	0.152 0.174	0.670 0.621
	Noreste	0.582	0.156	0.130	0.714
	Noroeste	0.616	0.154	0.143	0.703
	Norte	0.590	0.142	0.154	0.705
	Peninsular	0.561	0.157	0.144	0.699
	Sur	0.674	0.177	0.158	0.665
Grandes Demandas en BT	Peninsular	0.205	0.340	0.091	0.569
	Sur	0.676	0.176	0.170	0.654
Grandes Demandas en MT	Baja California ^{a,b}	0.650	0.224 0.245	0.191 0.227	0.585 0.528
	Noreste	0.753	0.203	0.202	0.595
	Noroeste	0.678	0.188	0.189	0.623
	Norte	0.727	0.184	0.206	0.609
	Peninsular	0.668	0.186	0.197	0.618
	Sur	0.712	0.186	0.202	0.612
Demandas en Subtransmisión	Baja California	0.794	0.256	0.333	0.411
	Noreste	0.919	0.189	0.283	0.528
	Norte	0.894	0.204	0.262	0.533
	Sur	0.957	0.199	0.291	0.509
Demandas en Transmisión	Baja California	0.913	0.210	0.260	0.531
	Noreste	0.105	0.761	0.000	0.239
	Sur	0.652	0.187	0.242	0.571

^a El Factor de Carga corresponde a las Regiones Baja California y Baja California Sur de forma conjunta.

^b El cálculo de factores de participación de la energía por bloque se calculó considerando en primer término las bandas horarias de punta, base e intermedio correspondientes al SIN, y en segundo lugar considerando las bandas horarias correspondientes a Baja California Sur en cuanto esta región se encuentra aislada.

Para finalizar, no se observan diferencias importantes en los factores de participación de la energía por bandas horarias a través de los dos bloques de consumo considerados.

TABLA 27 FACTORES DE CARACTERIZACIÓN CORRESPONDIENTE A TARIFAS DOMÉSTICAS, POR REGIÓN Y BLOQUE DE CONSUMO - VERANO

Bloques de tarifa doméstica	Región	factor de carga	Factores de participación		
			Punta	Base	Intermedio
Bloque 1 <i>Consumo mensual hasta 150 kWh.</i>	Baja California ^{a,b}	0.571	0.301	0.311	0.388
	Noreste	0.594	0.293	0.359	0.349
	Norte	0.545	0.259	0.154	0.587
	Peninsular	0.574	0.301	0.269	0.431
	Sur	0.604	0.282	0.215	0.503
Bloque 2 <i>Consumo mensual superior a 150 kWh.</i>	Baja California ^{a,b}	0.485	0.088	0.111	0.801
	Noreste	0.733	0.116	0.124	0.760
	Norte	0.625	0.259	0.312	0.429
	Peninsular	0.684	0.213	0.180	0.606
	Sur	0.675	0.276	0.255	0.469
			0.275	0.249	0.476

^a El Factor de Carga corresponde a las Regiones Baja California y Baja California Sur de forma conjunta.

^b El cálculo de factores de participación de la energía por bloque se calculó considerando en primer término las bandas horarias de punta, base e intermedio correspondientes al SIN, y en segundo lugar considerando las bandas horarias correspondientes a Baja California Sur en cuanto esta región se encuentra aislada.

6. INDICACIONES PARA EL CIERRE FINAL DE LA CAMPAÑA

Una vez finalizado el procesamiento de la totalidad de los perfiles de carga de las distintas categorías de usuarios, se realiza el contraste entre la curva agregada de las categorías de usuarios y la curva de entrada al sistema, considerando el nivel de pérdidas real de la empresa.

Para ello es necesario por un lado determinar la curva de entrada promedio a cada región tarifaria y por otro lado el balance de curvas, es decir, asignar a cada categoría la curva calculada y agregarlas para determinar la forma de la curva de entrada.

6.1. CURVAS DE CARGA POR REGIÓN TARIFARIA

La curva de carga de entrada para la región tarifaria se determina a partir de las mediciones registradas en la entrada de dicha región, cuyo grado de error es pequeño, ya que pertenece a mediciones realizadas en dichos puntos.

La curva promedio anual se determina promediando cada hora de la curva para todo el año (o parte del mismo en caso de no contar con la curva anual) y posteriormente compararla con la que se obtiene agregando cada una de las categorías con su curva asociada.

Si tomamos como ejemplo la Región Peninsular, la información presentada por CFE tiene el siguiente formato:

TABLA 28 INFORMACIÓN DE DEMANDA HORARIA DE LA REGIÓN PENINSULAR

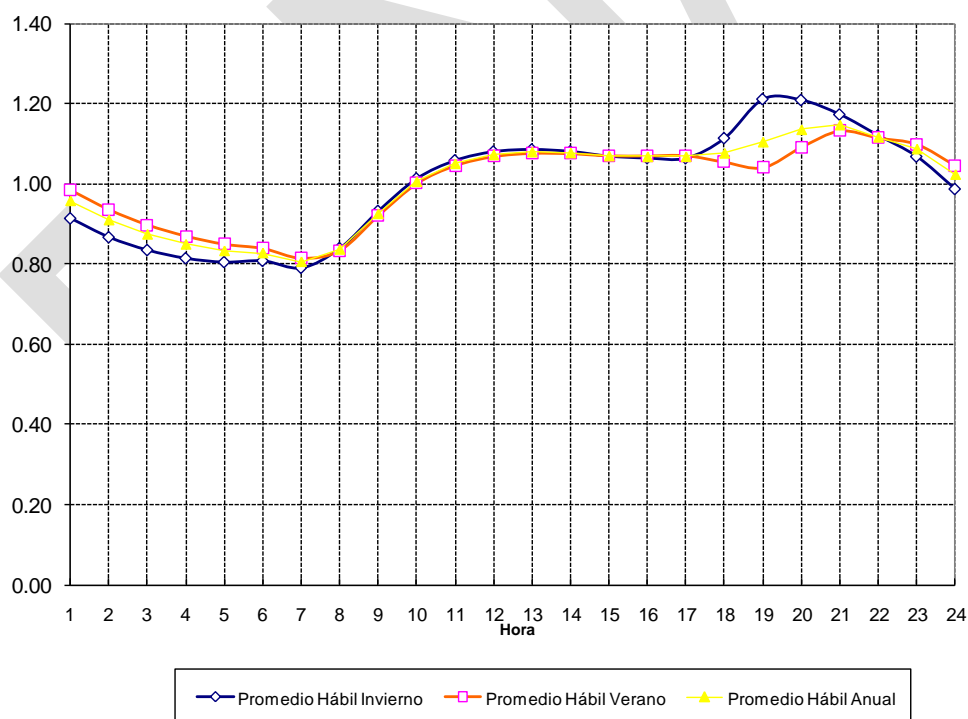
tiempo	mes	Día	tipo	hora	PEN
01/01/2008	01	01	Martes	1	889
01/01/2008	01	01	Martes	2	865
01/01/2008	01	01	Martes	3	838
01/01/2008	01	01	Martes	4	813
01/01/2008	01	01	Martes	5	790

Fuente: Ejemplo desarrollado por MEC

A partir de la información de la demanda horaria anual, se determina la curva promedio correspondiente a los días hábiles para ser consistente con las curvas de las categorías procesadas, promediando las potencias correspondientes a cada hora. Esta curva se puede realizar para los periodos estacionales en el caso de que resulte de interés determinar diferencias entre ambas.

En la siguiente gráfica se muestra un ejemplo de la curva promedio anual resultante para los días hábiles de la región Peninsular.

GRÁFICA 48 CURVA DE CARGA HÁBIL PROMEDIO ANUAL – REGIÓN PENINSULAR



Fuente: procesamiento de MEC basado en información de CFE

Del gráfico se observa que la forma de la curva de carga entre invierno y verano no difiere significativamente, es decir, que los parámetros característicos de la curva como factor de

carga y de participación por bloque horario serán muy similares, y adicionalmente la máxima asociada a la curva promedio se da en horas del bloque de punta en ambas estaciones.

Esta curva de entrada a la región Peninsular, será contrastada con la que resulte de agregar las correspondientes a cada una de las categorías tarifarias analizadas, considerando las ventas de energía y los niveles de pérdidas reales en el mismo periodo.

6.2. BALANCE DE CURVAS Y COMPARACIÓN CON LA CURVA DE ENTRADA

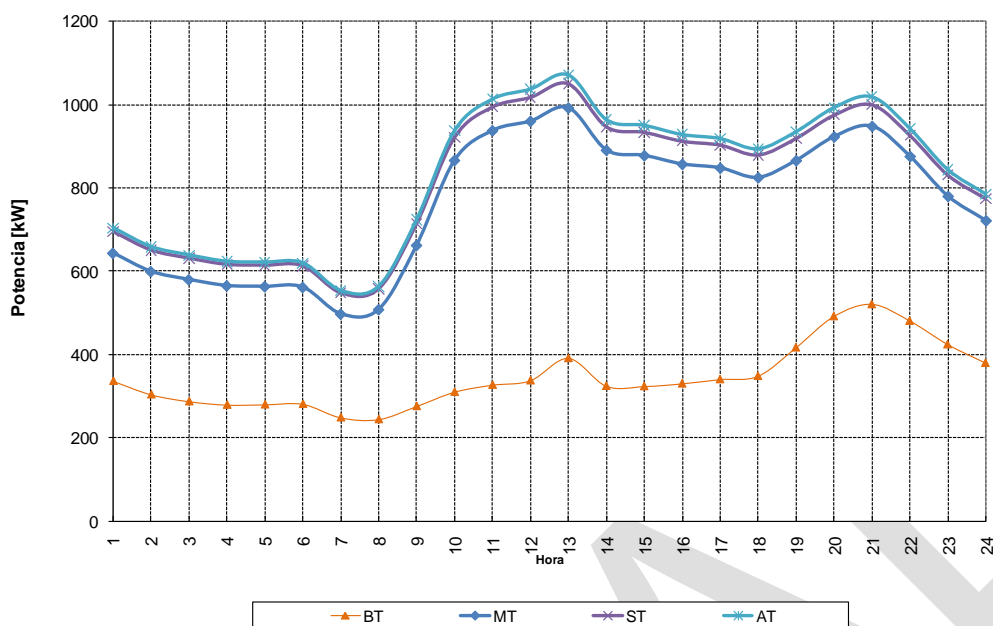
El paso siguiente a la determinación de la curva promedio de entrada de la región analizada, es determinar la curva agregada o balance de curvas de carga para contrastarla con esta última, con el objetivo de identificar posibles desvíos en las mediciones registradas para las distintas categorías analizadas correspondientes a la misma región.

Las curvas acumuladas para cada región se determinan considerando las ventas de cada categoría, los niveles de pérdidas reales y la curva promedio de cada categoría tarifaria. Este análisis se desarrolló en los modelos tarifarios de las distintas regiones analizadas desarrollados por MEC para el estudio tarifario.

El proceso para armar el balance de curvas consiste en asignar la energía promedio diaria del periodo analizado, es decir anual o estacional según corresponda, a la curva de carga promedio de cada categoría. Estas curvas se van agregando (una encima de la otra) y adicionalmente se suman los porcentajes de pérdidas de cada nivel de tensión considerando la curva totalizada para cada nivel. La curva resultante en el nivel de transmisión, es la que se compara con la registrada en la entrada de la región.

A modo de ejemplo, se muestra a continuación el análisis para el caso de la región Peninsular. La curva de carga agregada promedio considerando la información procesada a Mayo de 2010 se muestra en la siguiente gráfica.

GRÁFICA 49 CURVA DE CARGA PROMEDIO ANUAL AGREGADA – REGIÓN PENINSULAR

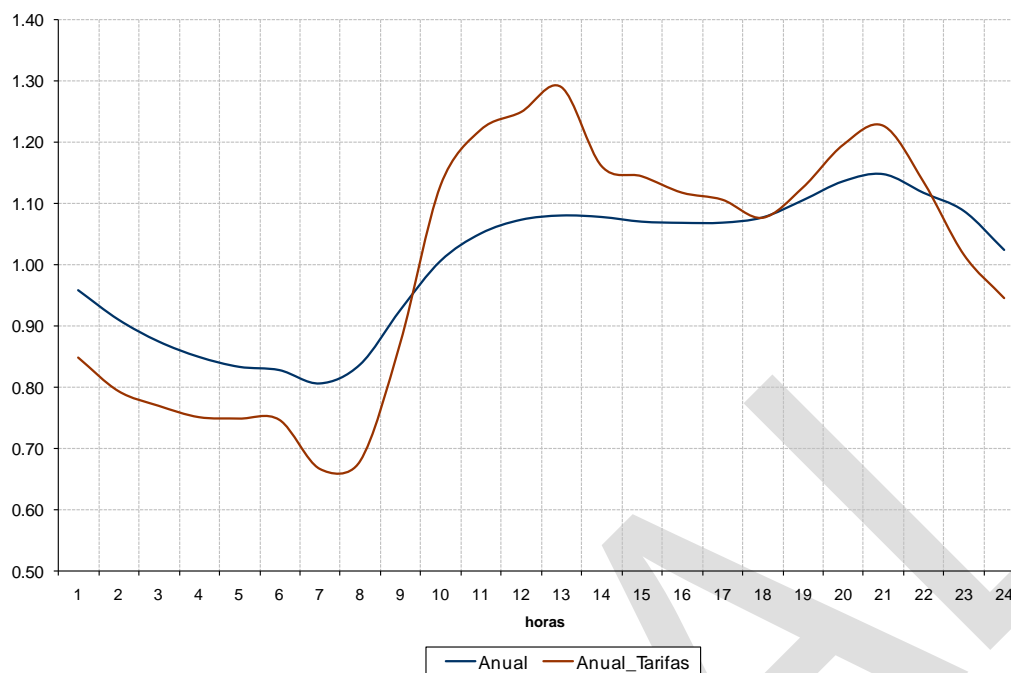


Fuente: procesamiento de MEC basado en información de mediciones de la campaña

Cada una de las curvas que se muestran en la gráfica anterior, corresponde al acumulado de las diferentes categorías tarifarias que pertenecen a dicho nivel. Es decir, la curva amarilla, representa la sumatoria de las curvas de las distintas categorías de BT con su respectiva energía promedio. Para obtener la curva azul, se suman a la curva amarilla, las curvas correspondientes a las categorías de MT, y así sucesivamente hasta obtener la curva comparable con la entrada de la región. De esta manera, la curva de entrada a MT en azul, considerará la totalidad de los aportes de las categorías aguas abajo. Esta curva de entrada a MT, por ejemplo, puede resultar distinta a la propia de MT, ya que considera todos los efectos de los usuarios (a través de sus curvas de carga) hasta dicho nivel de tensión.

Si se comparan las curvas mencionadas (de entrada registrada y agregada) se evidencian algunas diferencias entre ambas las cuales se muestran en la siguiente gráfica.

GRÁFICA 50 CURVA DE CARGA PROMEDIO ANUAL AGREGADA – REGIÓN PENINSULAR



Fuente: procesamiento de MEC basado en información de mediciones de la campaña

En la gráfica anterior, la curva azul corresponde a la registrada en la entrada de la región, mientras que la roja corresponde a la agregada de todas las categorías tarifarias de la región. La forma de la curva promedio de la región peninsular (azul) resulta bastante plana con un factor de carga alto de 0.87, con consumos muy constantes en las horas de los bloques de intermedio y punta, y un descenso del consumo en las horas de valle, mientras que para la curva agregada el factor de carga resulta de 0.80 aproximadamente.

Se observa que las diferencias entre ambas curvas se hacen más evidentes en el bloque base, aunque en el resto de los bloques horarios también existen algunos apartamientos respecto de la curva agregada. Principalmente en el bloque intermedio, la curva agregada presenta un incremento de la potencia en términos relativos respecto de la curva registrada, que hace que el horario de máxima resulte en el bloque intermedio, lo cual no es consistente con la curva de entrada en la que la máxima se registra a las 21hs.

Estas diferencias deberán ser ajustadas desarrollando las acciones que se describen a continuación:

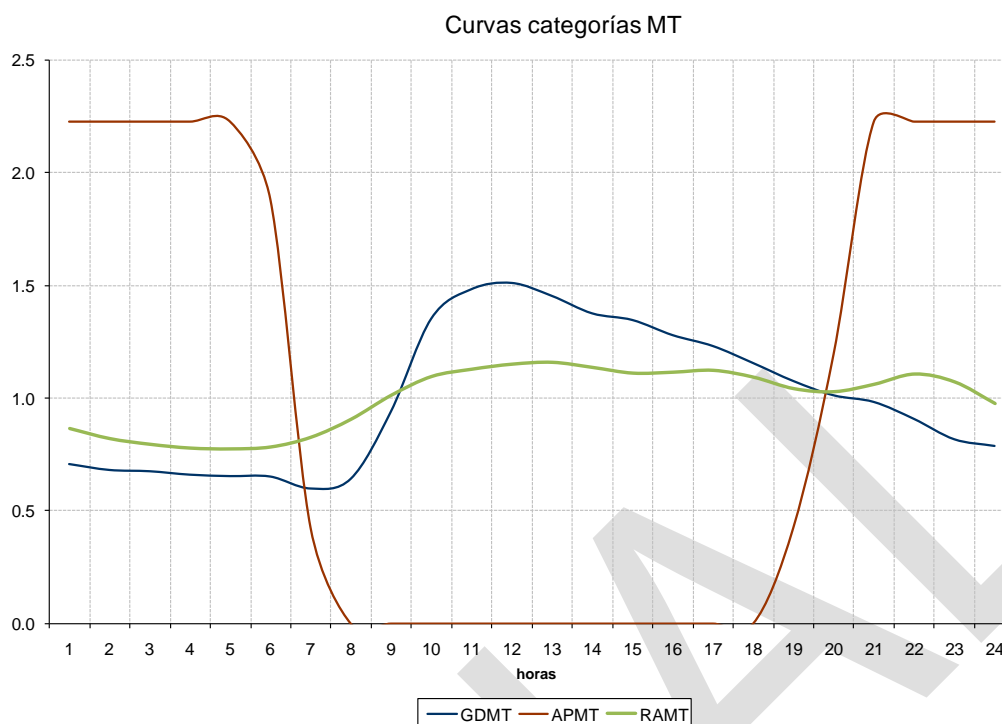
- Asegurar la consistencia de la información levantada en campo de los medidores instalados en lo que respecta a formatos, variables medidas, constantes de medición, registros anómalos, etc. de manera que las mismas resulten confiables para la determinación de los perfiles

-
- Verificar la relación entre las mediciones y los usuarios que se determinaron en la muestra con la correspondiente identificación de tarifa y estrato en los casos que corresponda
 - Analizar la curva agregada resultante del procesamiento de las mediciones con el objetivo de identificar posibles apartamientos de las curvas de las categorías analizadas en función de la curva intuitiva
 - Consultar con la empresa acerca de la posibilidad de errores o eventos que puedan haber modificado la característica de consumo de uno o varios usuarios dentro de una de las categorías analizadas
 - Descartar la información que no resulte consistente
 - Determinar nuevamente la curva agregada y compararla con la de la entrada de la región analizada hasta que los apartamientos evidenciados no resulten significativos.

Finalmente, una vez que se cuenta con información consistente, es posible analizar las curvas individuales de las distintas categorías que componen la región, con el objetivo de identificar posibles apartamientos en los perfiles de carga, cuyo efecto resulte en los desvíos evidenciados.

Del gráfico 12 se observa que el nivel de tensión que está desplazando la curva hacia un máximo en el periodo intermedio, corresponde a las categorías de MT. Un gráfico que ayuda mucho ésta interpretación es el de las curvas individuales de todas categorías normalizadas, de manera de poder analizar sólo su forma, como se muestra en la siguiente gráfica.

GRÁFICA 51 CURVAS NORMALIZADAS CATEGORÍAS MT – REGIÓN PENINSULAR



Fuente: procesamiento de MEC basado en información de mediciones de la campaña

Del gráfico se observa que la curva correspondiente a la categoría gran demanda en media tensión (GDMT) presenta una forma que a priori no representaría al consumo que uno espera de esta categoría, cuya forma en la mayoría de los casos está representada por una curva más plana que la que muestra la gráfica (curva en azul). Estos casos atípicos, resultan necesarios una revisión por parte de la empresa, de manera de certificar que las mediciones son correctas, y en todo caso, analizar en la base de consumos para identificar si el comportamiento de esta categoría está influenciado por algún usuario en particular, o grupo de ellos, de manera de corregir el efecto y encontrar una curva agregada con menores apartamientos respecto de la registrada a la entrada.

7. COMENTARIOS FINALES

En términos generales, la campaña de caracterización de la carga correspondiente a los usuarios de CFE se ha desarrollado dentro de los parámetros esperables, considerando que es un ejercicio que se desarrolla por primera vez de manera sistemática para todas las regiones del país.

Sin embargo, debido a retrasos en la instalación de los medidores, el cierre y los resultados que se presentan en este estudio, corresponden a mediciones registradas en el periodo Noviembre 2009 – Mayo 2010 para usuarios que cuentan con medidores con capacidad de perfilado de carga en MT, y para el periodo Febrero – Mayo de 2010, para usuarios de MT y BT en los cuales se han instalado medidores nuevos con capacidad de perfilado, previéndose realizar un cierre final de la campaña para fines o principios de 2010, de manera de considerar un año completo de mediciones.

Por otro lado, el desarrollo de la campaña contempla que no se rotarán los medidores entre los usuarios de la muestra, sino que se instalan en forma definitiva para realizar mediciones continuas, lo que por un lado representa un riesgo en que los usuarios tengan un comportamiento muy disímil respecto del resto dentro del grupo analizado, pero por otro lado tiene la ventaja que una vez estabilizada¹ la muestra, se pueden realizar revisiones periódicas de los consumos con el objetivo de encontrar cambios en los parámetros de consumo.

Respecto de la información asociada con los registros de los medidores que se ha procesado, y de acuerdo a lo indicado en el informe, la misma presenta algunas inconsistencias de formato en los campos correspondientes a las fechas, unidades medidas, diferencias de escalas, identificación de los registradores y sus usuarios asociados, entre otros. Estos errores en la información resultan normales en el desarrollo de cualquier campaña de medición, y resulta necesario ajustarlos en los análisis preliminares antes del cierre definitivo de la campaña.

Estos problemas con la información detectados, no significan bajo ningún concepto que dicha información no pueda ser utilizada o resulte que la campaña no pueda ser finalizada con éxito, sino que requiere algunas acciones de ajuste que como se mencionó anteriormente resultan normales en cualquier estudio de caracterización de la carga. En este sentido se desea destacar la importancia de almacenar la información en un formato homogéneo que facilite el análisis de la misma, que resulta ser el objetivo del operativo de medición, lo cual no se evidencia en las mediciones recibidas.

A los fines del estudio tarifario, se han utilizado los resultados del procesamiento para el periodo mencionado, y respecto de las inconsistencias de la información, se han ajustados o reemplazado por valores de referencia correspondientes a la empresa, de manera que

¹ La estabilidad de la muestra se refiere a que aquellos usuarios medidos representen de la mejor manera el universo analizado, de manera que los apartamentos o usuarios atípicos dentro del grupo provoquen el menor impacto posible.

resulten adecuados para el estudio. Esto permitió que se hayan podido determinar los factores de caracterización necesaria para el cálculo de las tarifas teóricas, tarifas objetivo y objetivo de aplicación sin inconvenientes.

En cuanto a los resultados obtenidos ha sido posible calcular un perfil de carga típico para las nuevas categorías tarifarias propuestas: usuarios domésticos (DB1 y DB2), pequeñas demandas en baja tensión (PDBT) y grandes demandas en media tensión (GDMT), desagregando los resultados por estación del año y, en el caso de los usuarios domésticos, por bloque de consumo en el caso de los usuarios domésticos. En el caso de las grandes demandas en baja tensión se encontraron muy pocos usuarios pertenecientes a esta categoría por lo que sólo se ha podido realizar una caracterización preliminar del perfil de consumo de los usuarios ubicados en la Región Sur.

Con respecto a las mediciones correspondientes a las categorías de riego agrícola, HS y HT y sus sub-categorías, se procesó información de una muestra de usuarios, pero para el cierre final se deben requerir para el caso de usuarios HS y HT todos los registros disponible correspondientes al año 2010, y para el caso de riego agrícola se deben analizar los perfiles obtenidos y las mediciones disponibles con CFE, de manera de determinar si los mismos resultan representativos de los usuarios actuales de riego agrícola.

Para finalizar, podemos mencionar que los resultados obtenidos en el estudio, se han determinado considerando la mejor información disponible de acuerdo a la experiencia de MEC en el desarrollo de campañas de caracterización de consumos de empresas de servicio eléctrico, ya sea de mediciones anteriores o de mediciones resultantes de la campaña de medición, de manera que el objetivo de cálculo de las tarifas objetivo y de aplicación se logre con éxito.

En tal sentido, es posible que los resultados que se presentan en este informe puedan modificarse o variar cuando se actualicen los cálculos al considerar la totalidad de mediciones al finalizar la campaña, con los ajustes necesarios para asegurar la consistencia de la información.

FINAL

ANEXOS

ANEXO I - TAMAÑOS MUESTRALES (INFORME N°1)

A continuación se presentan los tamaño muestrales definidos en el Informe N°1 del presente estudio tarifario, los cuales han sido utilizados para la selección de los usuarios a los cuales se les ha instalado un medidor para registra su perfil de consumo.

Las regiones analizadas están comprendidas por:

TABLA 29 RELACIÓN ENTRE REGIÓN Y DIVISIÓN DE CFE

Región	Divisiones y Zonas asignadas
1 - Baja California	Baja California, zonas Tijuana, Ensenada y Mexicali
2 - Baja California Sur	Baja California, zonas La Paz y CD. Constitución
4 - Noreste	Golfo Norte y Golfo Centro
5 - Noroeste	Noroeste
6 - Norte	Norte
7 - Peninsular	Peninsular
8 - Sur	Centro Occidente, Centro Sur, Oriente, Sureste, Bajío, Centro Oriente y Jalisco

Fuente: regiones propuestas por MEC (Informe N°1 del Estudio de Tarifas)

TABLA 30 TAMAÑO DE LA MUESTRA TARIFA DOMÉSTICA POR REGIÓN Y ESTRATO

estrato	intervalo según consumo mensual promedio	Región							
		1	2	4	5	6	7	8	
1	hasta 100 kWh	20	15	20	25	20	20	20	
2	más de 100 y hasta 150 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
3	más de 150 y hasta 250 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
4	más de 250 y hasta 450 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
5	más de 450 kWh	20	35	15	15	15	20	20	
	Total	55	65	50	55	50	55	55	

Fuente: diseño de la muestra desarrollado por MEC (Informe N°1 del Estudio de Tarifas)

La muestra para los usuarios domésticos para CFE totaliza 385 usuarios a los cuales se les instalará un medidor con capacidad de perfilado de carga.

TABLA 31 TAMAÑO DE LA MUESTRA TARIFA 2 POR REGIÓN Y ESTRATO

estrato	intervalo según consumo mensual promedio	Región							
		1	2	4	5	6	7	8	
1	hasta 250 kWh	30	30	40	35	40	35	45	
2	más de 250 y hasta 500 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
3	más de 500 y hasta 1000 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
4	más de 1000 y hasta 2000 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
5	más de 2000 kWh	15	15	20	20	20	15	20	
	Total	60	60	75	70	75	65	80	

Fuente: diseño de la muestra desarrollado por MEC (Informe N°1 del Estudio de Tarifas)

La muestra para los usuarios de la tarifa 2 para CFE totaliza 485 usuarios a los cuales se les instalará un medidor con capacidad de perfilado de carga.

TABLA 32 TAMAÑO DE LA MUESTRA TARIFA 3 POR REGIÓN Y ESTRATO

estrato	intervalo según consumo mensual promedio	Región							
		1	2	4	5	6	7	8	
1	hasta 4000 kWh	20	20	20	10	10	10	15	
2	más de 4000 y hasta 5000 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
3	más de 5000 y hasta 7500 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
4	más de 7500 y hasta 10000 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
5	más de 10000 kWh	10	10	5	5	5	10	10	
Total		45	45	40	30	30	35	40	

Fuente: diseño de la muestra desarrollado por MEC (Informe N°1 del Estudio de Tarifas)

La muestra para los usuarios de la tarifa 3 para CFE totaliza 265 usuarios a los cuales se les instalará un medidor con capacidad de perfilado de carga.

TABLA 33 TAMAÑO DE LA MUESTRA TARIFA OM POR REGIÓN Y ESTRATO

estrato	intervalo según consumo mensual promedio	Región							
		1	2	4	5	6	7	8	
1	hasta 4000 kWh	20	20	25	20	20	20	25	
2	más de 4000 y hasta 7500 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
3	más de 7500 y hasta 10000 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
4	más de 10000 y hasta 15000 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
5	más de 15000 kWh	10	10	10	10	10	15	15	
Total		45	45	50	45	45	50	55	

Fuente: diseño de la muestra desarrollado por MEC (Informe N°1 del Estudio de Tarifas)

La muestra para los usuarios de la tarifa OM para CFE totaliza 335 usuarios a los cuales se les instalará un medidor con capacidad de perfilado de carga.

TABLA 34 TAMAÑO DE LA MUESTRA TARIFA HM POR REGIÓN Y ESTRATO

estrato	intervalo según consumo mensual promedio	Región							
		1	2	4	5	6	7	8	
1	hasta 75000 kWh	75	75	35	40	45	35	30	
2	más de 75000 y hasta 200000 kWh	10	10	10	10	10	10	10	
3	más de 200000 y hasta 300000 kWh	5	5	5	5	5	5	5	
4	más de 300000 y hasta 750000 kWh	10	10	5	10	5	10	5	
5	más de 750000 kWh	25	25	5	15	10	30	10	
Total		125	125	60	80	75	90	60	

Fuente: diseño de la muestra desarrollado por MEC (Informe N°1 del Estudio de Tarifas)

La muestra para los usuarios de la tarifa HM para CFE totaliza 615 usuarios los cuales cuentan con medidores con capacidad de perfilado de carga.

ANEXO II - METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE CURVAS TÍPICAS DE CONSUMO

Para determinar las características de la carga agregada que representa un grupo dado de usuarios de la distribuidora se selecciona una muestra aleatoria de usuarios sobre los cuales se realizan mediciones periódicas de su carga a lo largo de un año. Para ello se definen grupos homogéneos de usuarios, denominados estratos, en base al tipo y nivel de consumo (por ejemplo, para el conjunto de usuarios con consumos residenciales se definen 5 estratos de acuerdo al consumo promedio mensual de energía), lo cual en estudios futuros es recomendable contar con la información procesada por estratos para un mejor análisis.

A partir de estas mediciones, el análisis habitual consiste en identificar patrones periódicos en la variabilidad de consumo a lo largo del año que varían por época del año, tipo de día y momento del día. Estos patrones de consumo se asumen relativamente estables para los usuarios que pertenecen a un mismo grupo pero se esperan diferencias entre usuarios de distintas características. Por ejemplo, para los usuarios domésticos es habitual concluir que aumentan su demanda durante las horas de tarde o noche mientras que los usuarios comerciales reducen su demanda en ese momento ya que finaliza la actividad comercial. En el mismo sentido se podrá encontrar que algunas clases de usuarios incrementan su demanda en verano por los requerimientos de refrigeración mientras que otros usuarios disminuirán su demanda por efecto de las vacaciones.

A continuación se presentan los lineamientos generales de la metodología de caracterización de la demanda a través de un modelo de factores de modulación en sus dos versiones. En primer término se presenta el modelo general y luego se describe el modelo simplificado utilizado en este estudio.

Esta metodología ha sido ampliamente utilizada y sus resultados han probado ser satisfactorios para el propósito de aplicaciones en la definición de una estructura tarifaria, acorde con la responsabilidad en los costos de la distribución de electricidad según las modalidades típicas de consumo de los usuarios de distintos grupos. Se puede encontrar una referencia temprana que describe en detalle una aplicación del método en Landry (1983).

El modelo estadístico básico.

Consideremos que se cuenta con una muestra de n^s usuarios que pertenecen al mismo grupo homogéneo s para los cuales se realizan mediciones horarias de la carga individual durante el transcurso de un año.

A partir de esta información es posible realizar una primera caracterización de la carga a lo largo de un ciclo anual conformado por la potencia media del grupo para cada una de las horas t que comprenden un año típico ($t=1,\dots,8760$):

$$p_t^s = \frac{1}{n^s} \sum_i p_t^{i,s}$$

Donde $p_t^{i,s}$ es la potencia (media horaria) registrada en la hora t para el usuario i de muestra del estrato s y n^s es el número de usuarios que constituyen la muestra del estrato s .

Ahora bien, es notorio que en el ciclo anual de 8760 horas característico de la gran mayoría de las cargas se distinguen una “modulación” estacional (variación de la potencia media del consumo semanal a lo largo del año), “modulaciones” semanales (variación de la potencia media diaria en los distintos días que componen la semana) y “modulaciones” diarias (variación de la potencia media horaria en las 24 horas de cada día). Así, para una mejor descripción y análisis es conveniente caracterizar el ciclo anual completo de la carga promedio representativa de cada grupo s componiéndolo a partir de la potencia media anual $p_{año}$ mediante tres series de “factores de modulación”²:

$$p_t = p_{h,j,k} = p_{año} \cdot a_k \cdot b_{j,k} \cdot c_{h,j,k} \quad (1)$$

Donde

t corresponde a la hora h del día de semana j en la k -ésima semana del año. En total se obtienen 8760 horas al año.

a representa el factor de modulación estacional ($k=1,\dots,52$ semanas al año)

b representa el factor de modulación semanal ($j=1,\dots,7$ días por semana)

c representa el factor de modulación diario ($h=1,\dots,24$ horas por día)

$p_{año}$ representa la potencia promedio de las horas del ciclo anual y se obtiene como:

$$p_{año} = \frac{\sum_t p_t^s}{8760}$$

En principio, los factores de modulación se definen de la siguiente manera:

² se omite el supraíndice s para simplificar la notación.

$$a_k = \frac{w_k / 168}{w_{\text{año}} / 8760}; \quad b_{j,k} = \frac{w_{j,k} / 24}{w_k / 168}; \quad c_{h,j,k} = \frac{P_{h,j,k}}{w_{j,k} / 24}$$

O lo que es equivalente:

$$a_k = \frac{P_k}{P_{\text{año}}}; \quad b_{j,k} = \frac{P_{j,k}}{P_k}; \quad c_{h,j,k} = \frac{P_{h,j,k}}{P_{j,k}}$$

En todos los casos, w representa el consumo de energía en el período considerado y p la potencia media (consumo dividido por el número de horas del período).

Los factores de modulación son adimensionales en el sentido que no tienen asociados una unidad de medida y verifican:

$$\frac{1}{52} \sum_{k=1}^{52} a_k = \frac{1}{7} \sum_{j=1}^7 b_{jk} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} c_{hjk} = 1$$

Esta composición mediante “factores de modulación” tiene interés porque se observa empíricamente una notable regularidad o constancia de los factores de modulación en amplios rangos de los subíndices, y una relativa independencia de los tres factores entre sí, lo cual permite finalmente simplificar sustancialmente el modelo conceptual anterior en términos de la cantidad de factores de modulación a , b y c que caracterizan el ciclo anual.

Esta simplificación del modelo permite además una mejora en términos de la estimación de cada uno de los factores mencionados dado que se reduce la cantidad de factores a estimar a partir de una muestra dada.

El modelo de aplicación

A partir de la experiencia empírica, puede inferirse que en varias semanas k consecutivas de una misma estación (digamos 13 semanas del verano) los factores c para cierta hora h (sea por ejemplo la hora 18:00) de los días j de cada semana (sean los laborables: de lunes a viernes) tienden prácticamente a un mismo valor esperado, aunque sea apreciablemente diferente la potencia media propia de cada uno de esos días; es decir, aunque los factores a muestren en esas 13 semanas una modulación estacional apreciable.

Simétricamente entonces, en el ejemplo referido, el valor esperado de c_{hjk} a las 18:00 horas de todos los días hábiles del verano, se puede estimar por la media estadística de mediciones en la muestra registradas en los días hábiles de dicha estación a esa hora.

De forma similar, los factores b tienden a mantener valores relativamente constantes durante varias semanas consecutivas, por ejemplo aquellas que corresponden a la misma estación climática.

En base a estas consideraciones se plantea una simplificación del modelo básico (1) como sigue a continuación:

$$P_t = P_{\text{año}} \cdot a_e \cdot b_{d,e} \cdot c_{h,d,e}$$

Donde los factores de modulación están definidos como:

$$a_e = \frac{w_e / \text{horas}_e}{w_{\text{año}} / 8760}; \quad b_{d,e} = \frac{w_{d,e} / \text{horas}_{d,e}}{w_e / \text{horas}_e}; \quad c_{h,d,e} = \frac{P_{h,d,e}}{w_{d,e} / \text{horas}_{d,e}}$$

Siendo,

a son los factores de modulación por estación climática ($e = \text{Invierno, Verano}$)

b son los factores de modulación por tipo de día ($d = \text{hábil, semi-hábil, no hábil}$)

c son los factores de modulación diaria ($h = 1, \dots, 24$ horas por día)

$P_{\text{año}}$ es la potencia promedio del ciclo anual y está definida como se expresó antes.

Los términos horas_e y $\text{horas}_{d,e}$ representan la cantidad de horas acumuladas en cada estación del año y la cantidad de horas acumuladas a través de los días tipo d de cada estación climática e respectivamente.

En resumen, considerando como referencia el año 2007 y clasificando los días por tipo y de acuerdo a la estación climática, el anterior modelo de descomposición de la potencia horaria en factores de modulación dará por resultado el siguiente conjunto de factores de modulación:

TABLA 35 FACTORES DE MODULACIÓN POR HORA, TIPO DE DÍA Y ESTACIÓN CLIMÁTICA.

Estación y tipo de día	Factores de modulación por hora y tipo de día			Factores de modulación por estación
	Días hábiles (H=lunes a viernes)	Días semi-hábiles (SH=sábados)	Días no hábiles (NH=domingos y feriados)	
Invierno (I)	$c_{h,H,I} (h=1, \dots, 24)$ $b_{H,I}$ $horas_{H,I} = 2424$	$c_{h,SH,I} (h=1, \dots, 24)$ $b_{SH,I}$ $horas_{SH,I} = 528$	$c_{h,NH,I} (h=1, \dots, 24)$ $b_{NH,I}$ $horas_{NH,I} = 672$	a_I $horas_I = 3624$
Verano (V)	$c_{h,H,V} (h=1, \dots, 24)$ $b_{H,V}$ $horas_{H,V} = 3576$	$c_{h,SH,V} (h=1, \dots, 24)$ $b_{SH,V}$ $horas_{SH,V} = 696$	$c_{h,NH,V} (h=1, \dots, 24)$ $b_{NH,V}$ $horas_{NH,V} = 864$	a_V $horas_V = 5136$

Fuente: metodología MEC

La simplificación que introduce esta representación con respecto a la primera es sustancial en cuanto son necesarios menos factores de modulación para representar el comportamiento característico de la carga de cada grupo homogéneo de usuarios a lo largo del año.

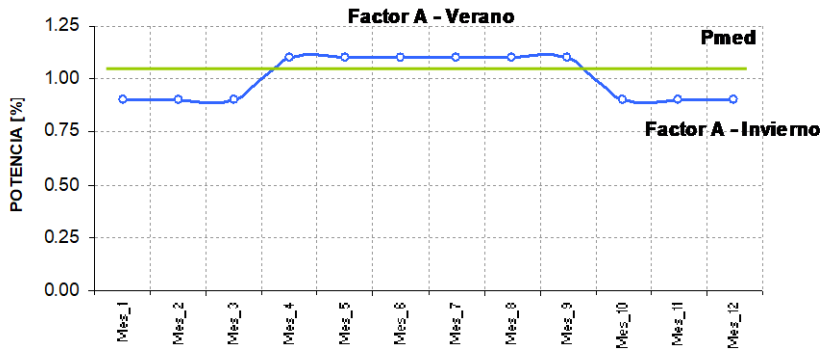
En el modelo básico, los factores de modulación estacional son en principio 52 coeficientes a_k asociados a cada semana del año. El modelo simplificado considera para todas las semanas pertenecientes a la misma estación del año un único factor de modulación a_e .

Del mismo modo, el modelo básico considera para cada semana del año, un total de 7 factores de modulación diarios para representar las variaciones de la carga media en cada día de la semana. En el modelo simplificado se considera que los días lunes a viernes tendrán un comportamiento similar, y por lo tanto pueden representarse con un único factor asociado a días hábiles.

En resumen, este último enfoque permite caracterizar la carga de cada grupo homogéneo de usuarios a lo largo de un año típico mediante 2 factores estacionales (factores de modulación tipo "a"), dos juegos de 3 factores por tipo de día para cada estación climática (6 factores de modulación tipo "b") y 6 conjuntos de 24 factores de modulación horarios para cada tipo de día y estación (144 factores de modulación tipo "c").

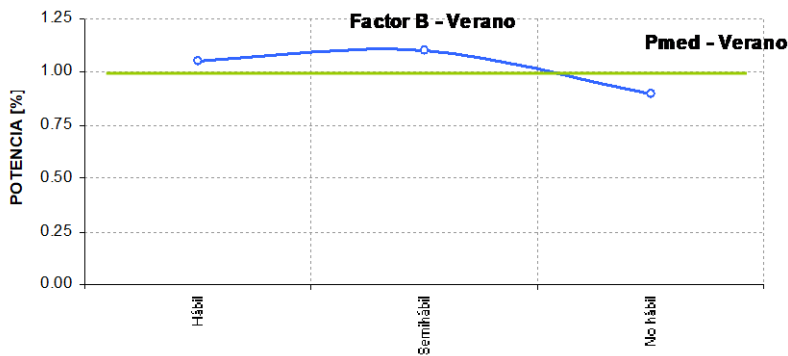
El siguiente gráfico ejemplifica el cálculo de los factores descriptos anteriormente:

GRÁFICA 52 FACTOR DE ESTACIONALIDAD



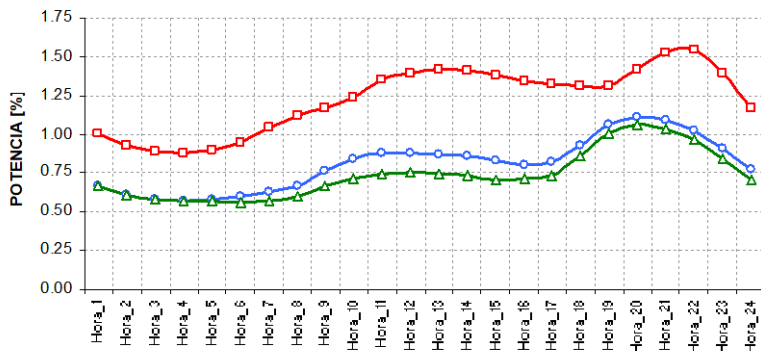
Fuente: metodología MEC

GRÁFICA 53 FACTOR DE DÍA HÁBIL, SEMI-HÁBIL, NO HÁBIL POR ESTACIÓN



Fuente: metodología MEC, ejemplo para verano

GRÁFICA 54 FACTOR DE HORA POR CLASE DÍA HÁBIL POR ESTACIÓN

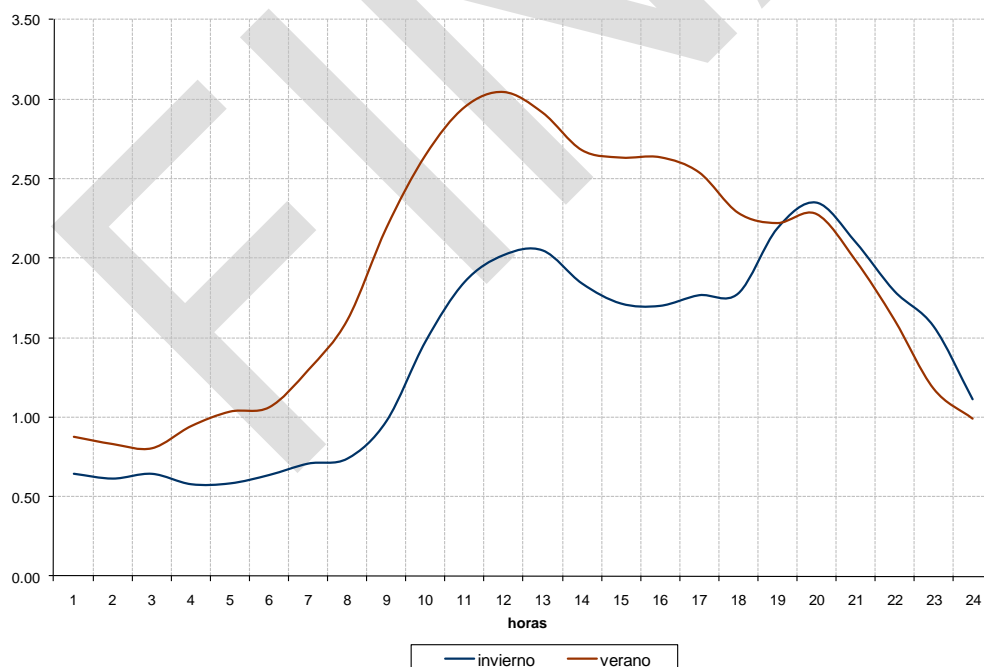


Fuente: metodología MEC, ejemplo hábil, semi-hábil y no hábil para verano

ANEXO III – CURVAS TÍPICAS POR TIPO DE USUARIO Y ESTACIÓN DEL AÑO

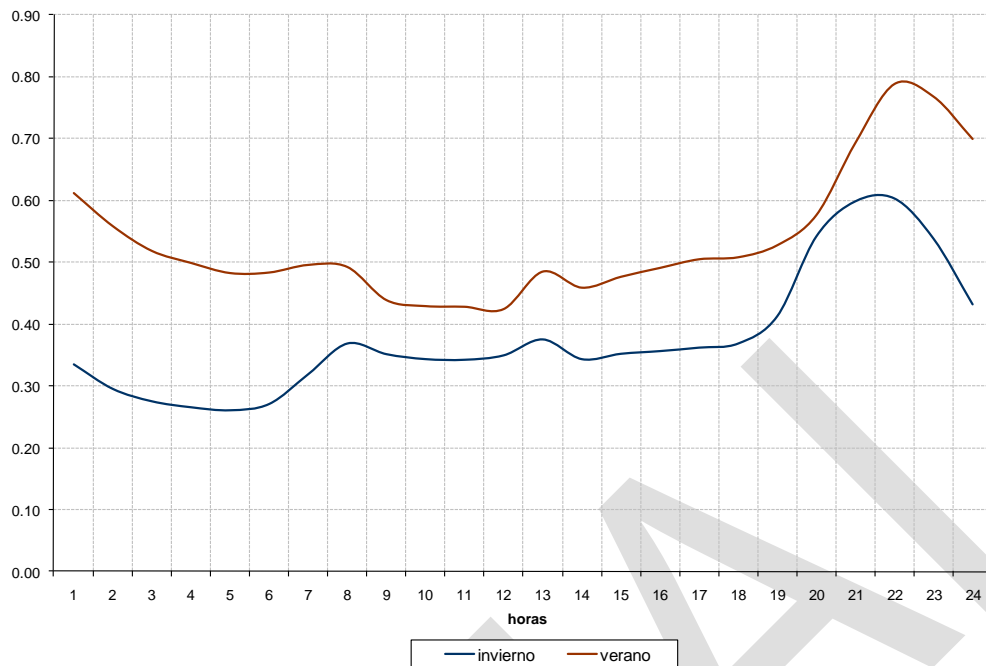
En este anexo se complementan los resultados presentados en el apartado 4 del informe. Las curvas que se presentan a continuación describen el perfil típico de consumo de cada categoría, correspondiente a los días hábiles de invierno y verano. Para su cálculo se consideraron las curvas típicas normalizadas, las cuales verifican que el promedio de los factores horarios es igual a 1, y se multiplicaron por la potencia promedio de cada estación del año. En algunos casos (usuarios domésticos y pequeñas demandas en BT de la Región Peninsular) es posible observar que las curvas diarias representativas de invierno y verano presentan diferencias importantes de nivel, y por lo tanto de potencia promedio. Este resultado probablemente pueda estar afectado por problemas en las unidades de medida de la información utilizada para efectuar los cálculos, Este problema no afecta la determinación de las curvas de carga promedio normalizadas ya que el efecto de la normalización es precisamente que los cálculos no estén afectados por las unidades de medida en que estén expresados los datos.

GRÁFICA 55 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – BAJA CALIFORNIA



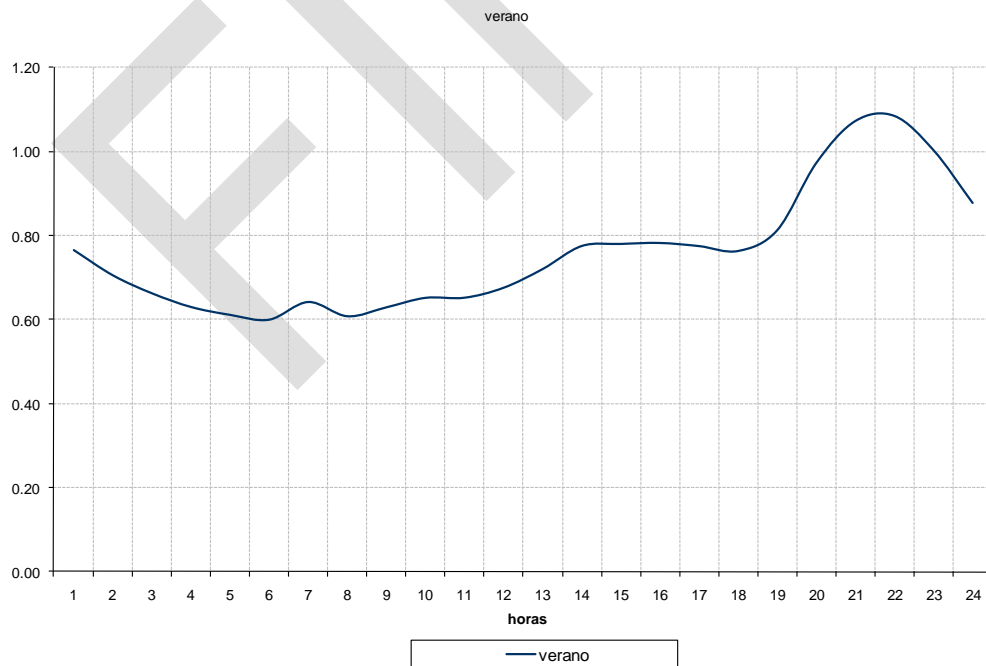
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 56 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – NORESTE



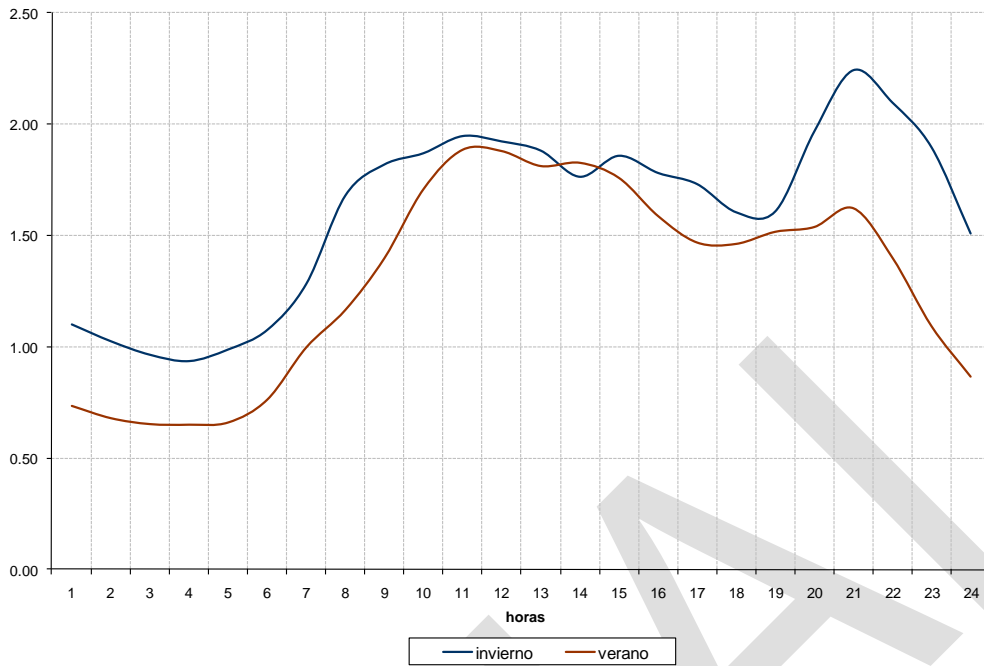
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 57 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – NOROESTE



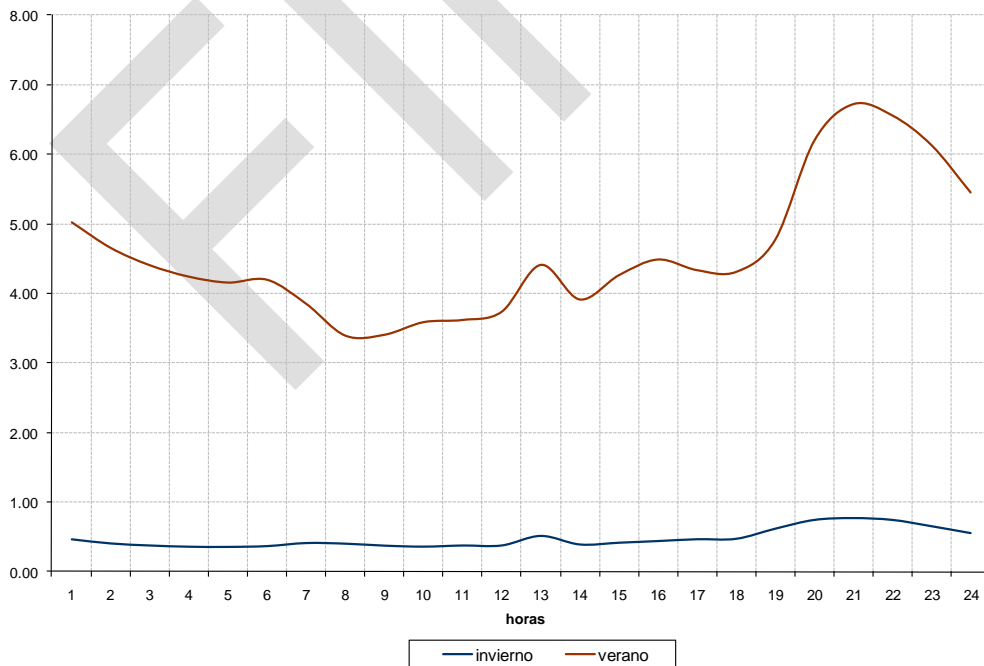
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 58 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – NORTE



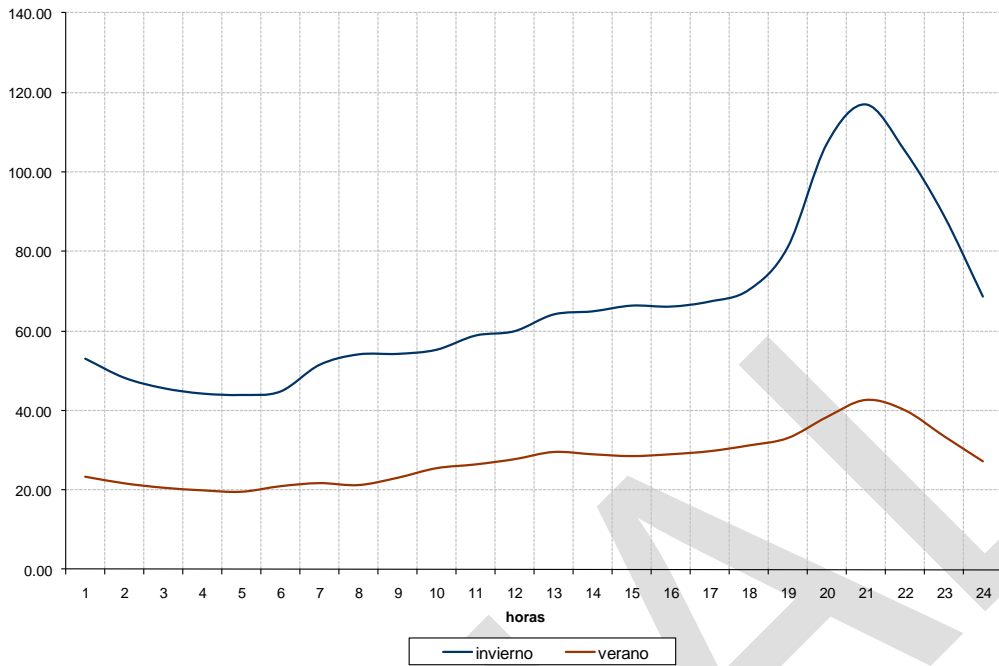
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 59 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – PENINSULAR



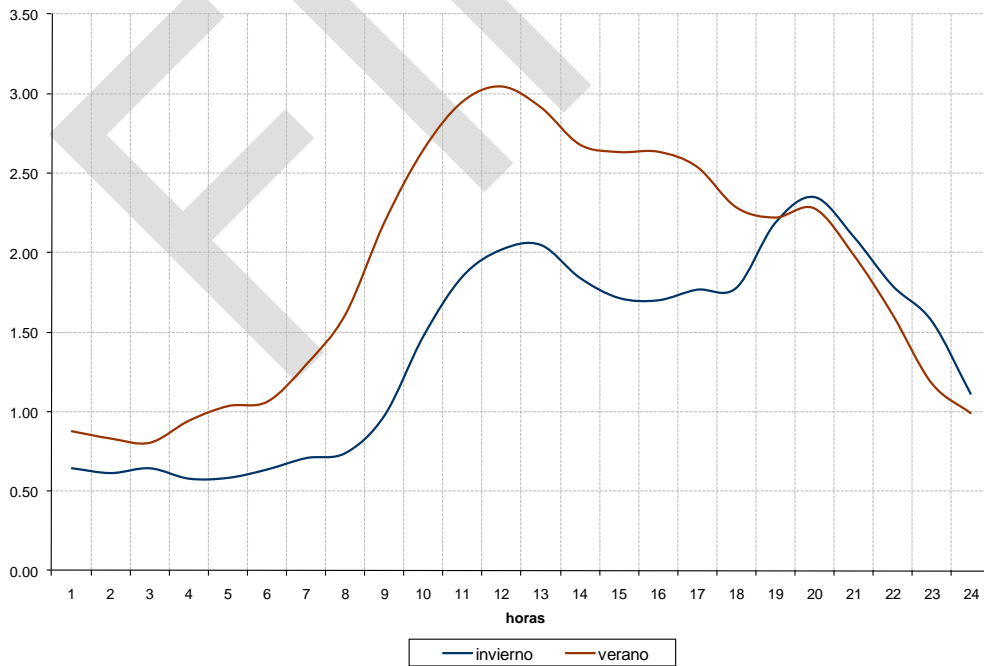
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 60 CURVA DE CARGA TÍPICA DE USUARIOS DOMÉSTICOS PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – SUR



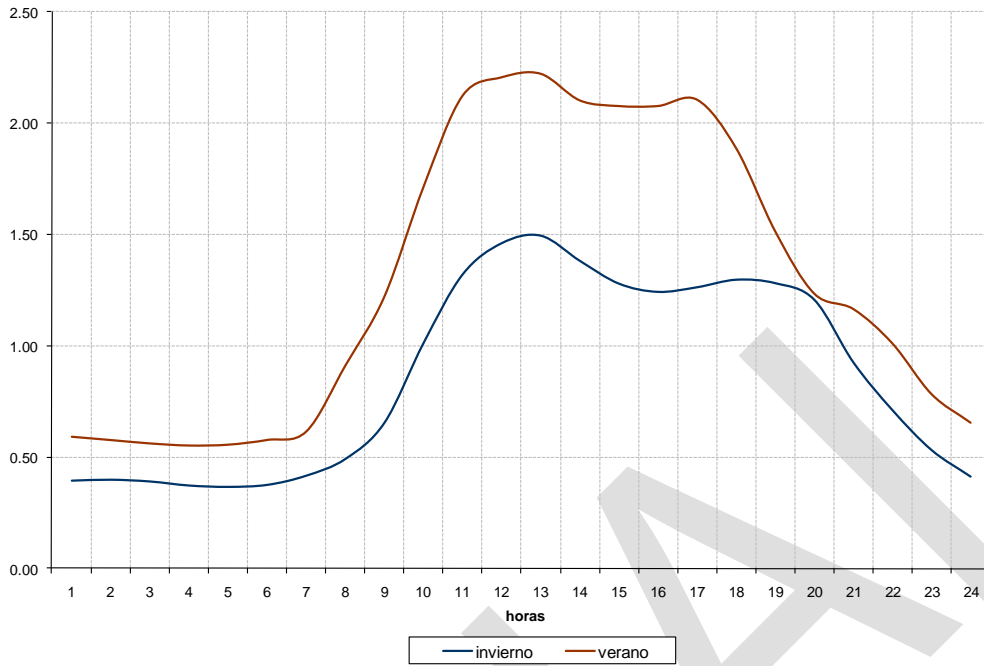
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 61 CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – BAJA CALIFORNIA



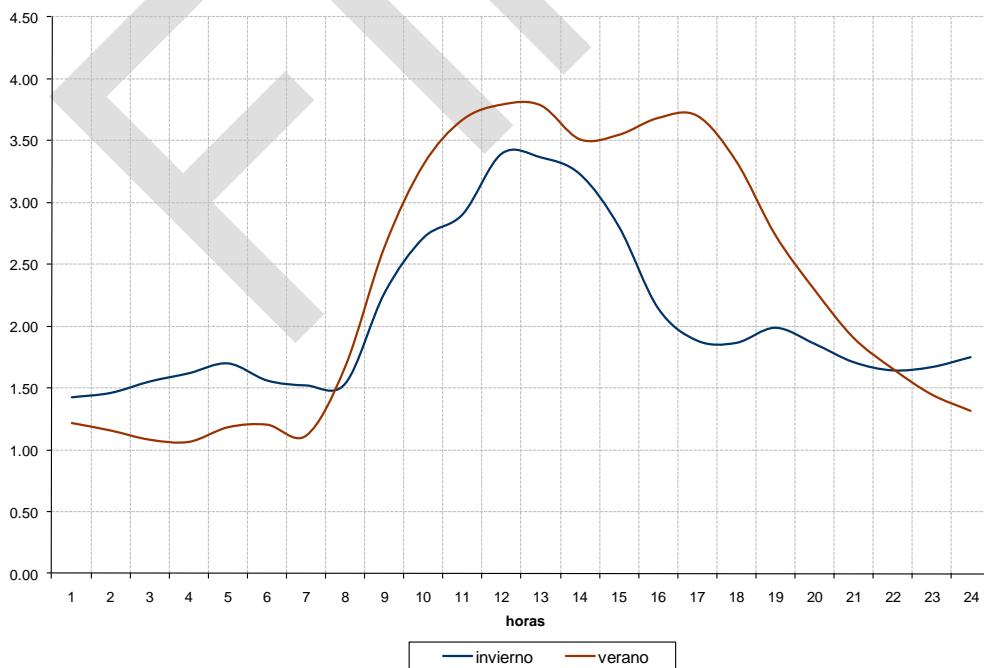
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 62 CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – NORESTE



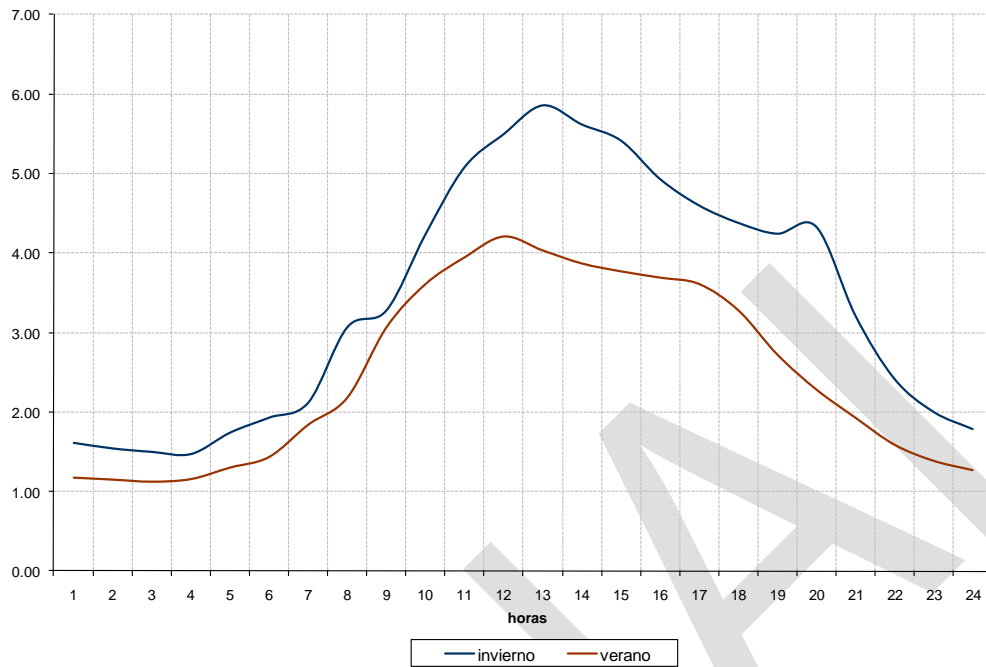
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 63 CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – NOROESTE



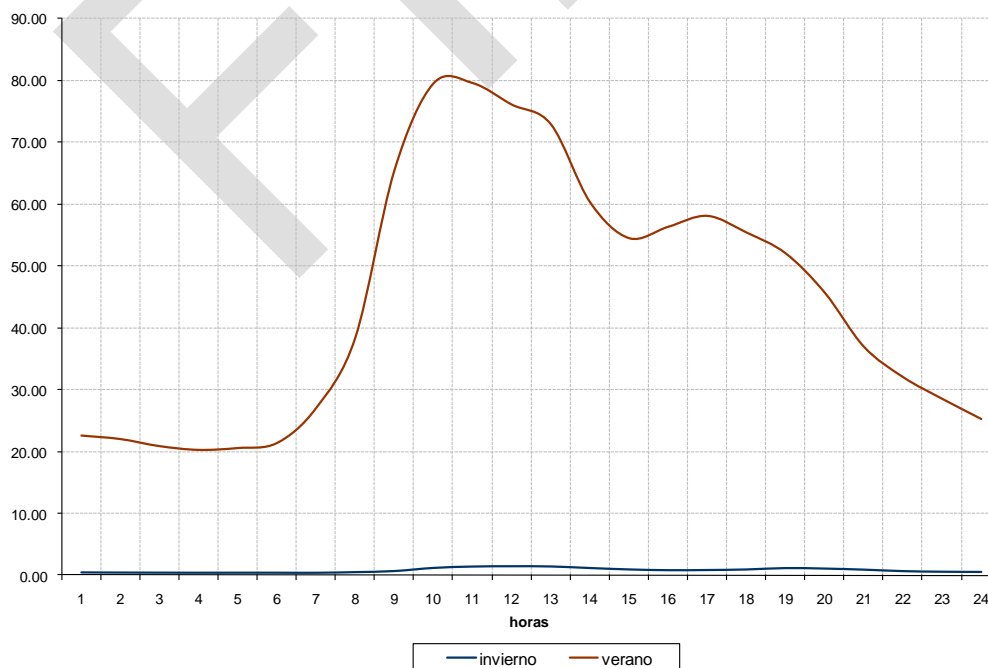
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 64 CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDA EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – NORTE



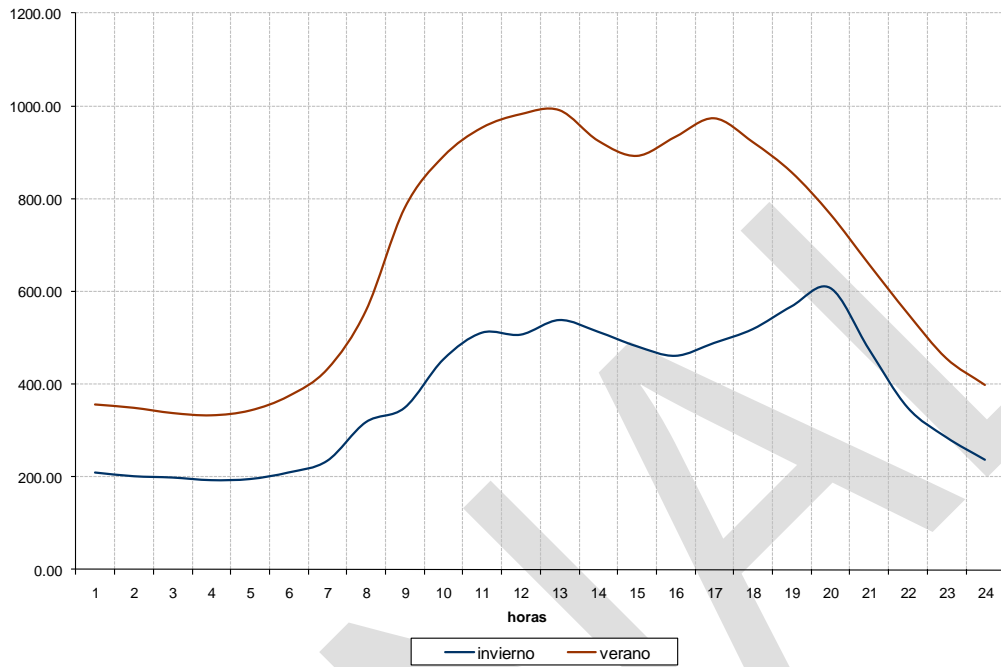
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 65 CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – PENINSULAR



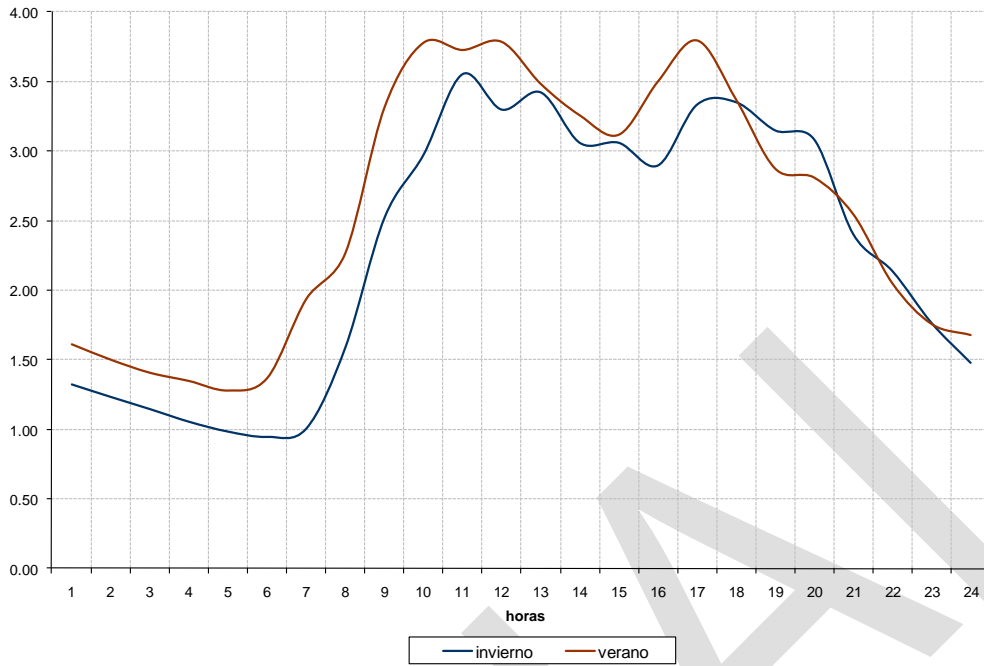
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 66 CURVA DE CARGA TÍPICA DE PEQUEÑAS DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – SUR



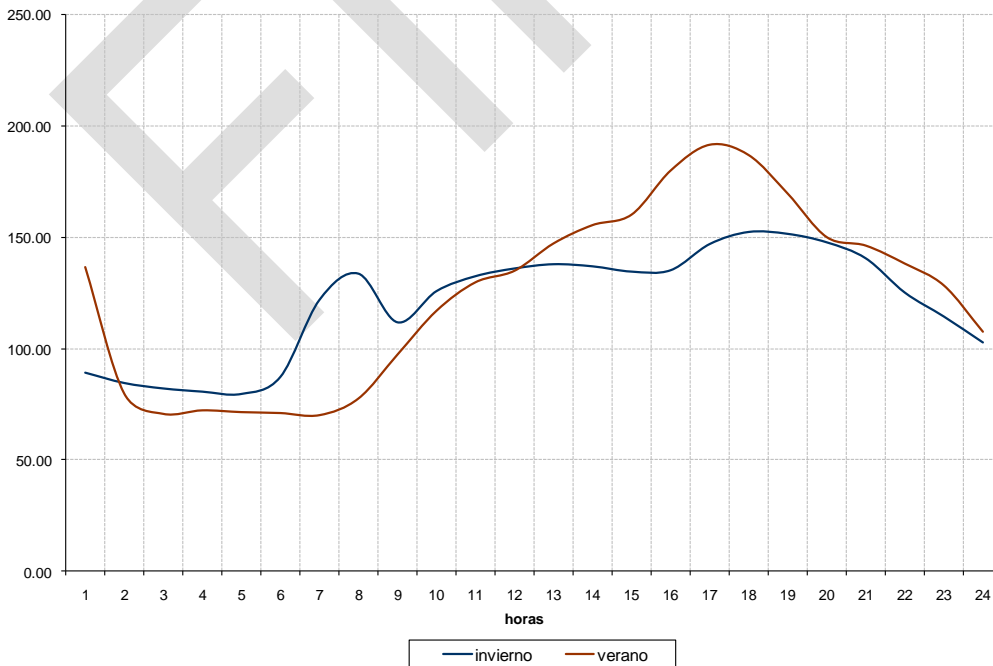
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 67 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – SUR



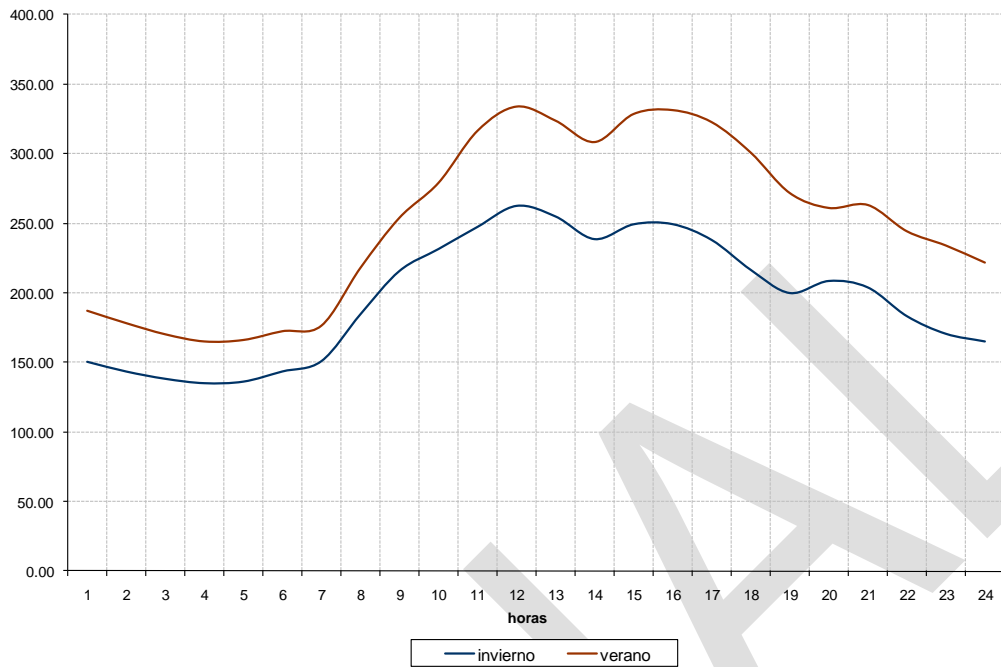
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 68 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – BAJA CALIFORNIA



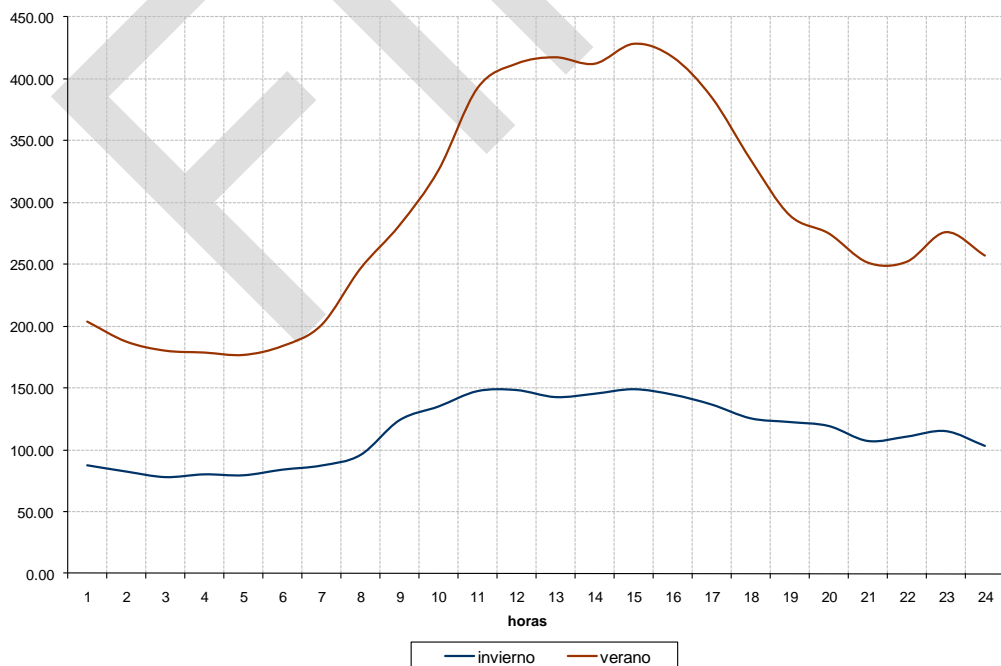
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 69 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – NORESTE



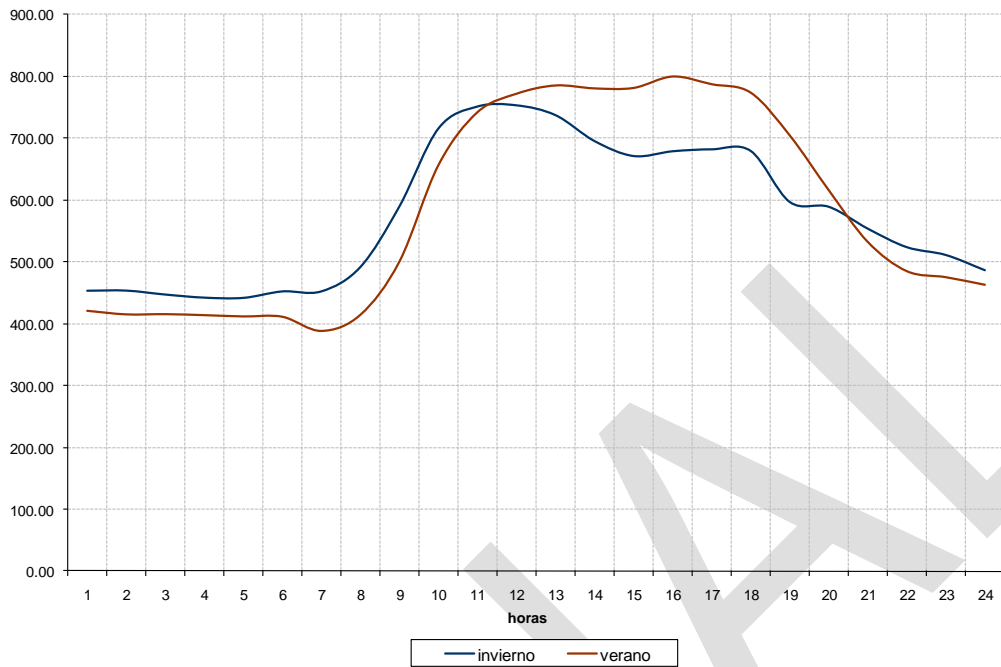
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 70 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – NOROESTE



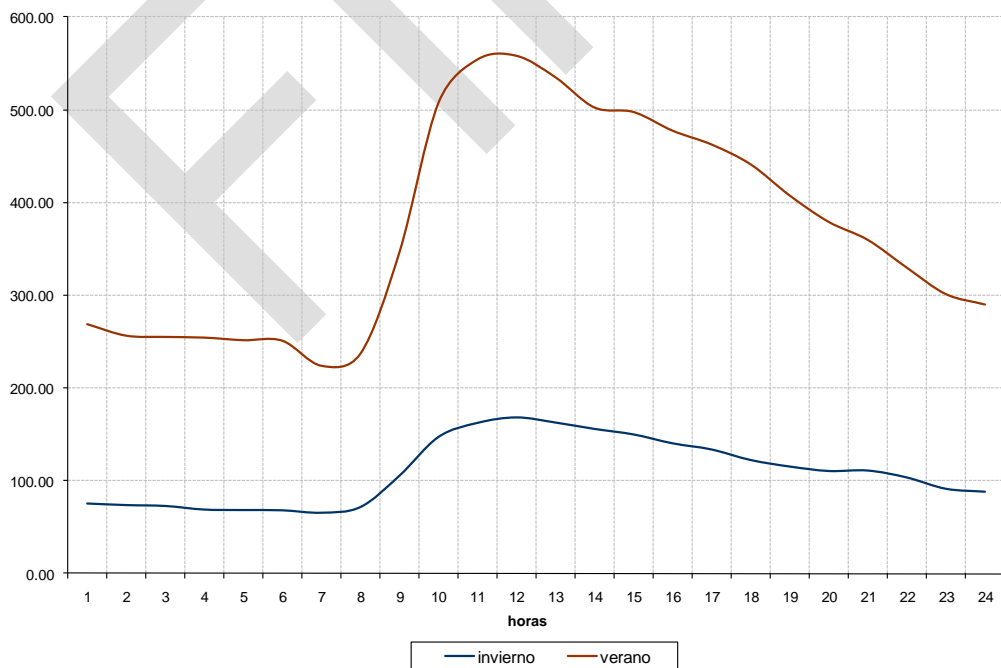
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 71 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN BT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – NORTE



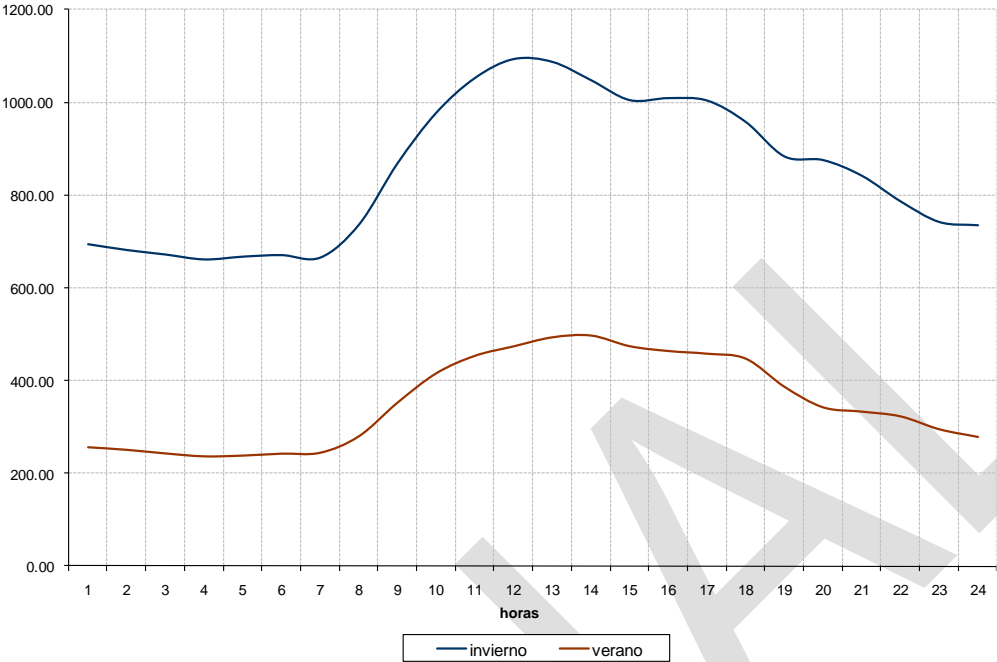
Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 72 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – PENINSULAR



Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

GRÁFICA 73 CURVA DE CARGA TÍPICA DE GRANDES DEMANDAS EN MT PARA DÍAS HÁBILES POR ESTACIÓN DEL AÑO – SUR



Fuente: desarrollo de MEC con base en registros de mediciones de CFE

ANEXO IV - EFEMERIDES DE INVIERNO Y VERANO

TABLA 36 EFEMÉRIDES DE VERANO

Dia	Sol		Crepúsculo	
	Salida	Puesta	mañana	tarde
Ju 1.7.2010	06:02	19:19	05:08	20:12
Vi 2.7.2010	06:02	19:19	05:09	20:12
Sa 3.7.2010	06:03	19:19	05:09	20:12
Do 4.7.2010	06:03	19:19	05:10	20:12
Lu 5.7.2010	06:03	19:19	05:10	20:12
Ma 6.7.2010	06:04	19:19	05:10	20:12
Mi 7.7.2010	06:04	19:19	05:11	20:12
Ju 8.7.2010	06:04	19:19	05:11	20:12
Vi 9.7.2010	06:05	19:19	05:12	20:12
Sa 10.7.2010	06:05	19:19	05:12	20:12
Do 11.7.2010	06:05	19:19	05:12	20:11
Lu 12.7.2010	06:06	19:19	05:13	20:11
Ma 13.7.2010	06:06	19:18	05:13	20:11
Mi 14.7.2010	06:06	19:18	05:14	20:11
Ju 15.7.2010	06:07	19:18	05:14	20:11
Vi 16.7.2010	06:07	19:18	05:15	20:10
Sa 17.7.2010	06:07	19:18	05:15	20:10
Do 18.7.2010	06:08	19:17	05:15	20:10
Lu 19.7.2010	06:08	19:17	05:16	20:09
Ma 20.7.2010	06:09	19:17	05:16	20:09
Mi 21.7.2010	06:09	19:17	05:17	20:09
Ju 22.7.2010	06:09	19:16	05:17	20:08
Vi 23.7.2010	06:10	19:16	05:18	20:08
Sa 24.7.2010	06:10	19:16	05:18	20:07
Do 25.7.2010	06:10	19:15	05:19	20:07
Lu 26.7.2010	06:11	19:15	05:19	20:07
Ma 27.7.2010	06:11	19:15	05:20	20:06
Mi 28.7.2010	06:11	19:14	05:20	20:06
Ju 29.7.2010	06:12	19:14	05:20	20:05
Vi 30.7.2010	06:12	19:13	05:21	20:05
Sa 31.7.2010	06:12	19:13	05:21	20:04
Do 1.8.2010	06:13	19:13	05:22	20:03

Fuente: CONAGUA, Servicio Meteorológico Nacional, México para mes de Julio de 2010

TABLA 37 EFEMÉRIDES DE INVIERNO

Dia	Sol		Crepúsculo	
	Salida	Puesta	mañana	tarde
Ma 1.12.2009	06:54	17:57	06:04	18:48
Mi 2.12.2009	06:55	17:57	06:04	18:48
Ju 3.12.2009	06:56	17:57	06:05	18:48
Vi 4.12.2009	06:56	17:58	06:05	18:49
Sa 5.12.2009	06:57	17:58	06:06	18:49
Do 6.12.2009	06:58	17:58	06:07	18:49
Lu 7.12.2009	06:58	17:58	06:07	18:49
Ma 8.12.2009	06:59	17:59	06:08	18:50
Mi 9.12.2009	06:59	17:59	06:08	18:50
Ju 10.12.2009	07:00	17:59	06:09	18:50
Vi 11.12.2009	07:01	18:00	06:09	18:51
Sa 12.12.2009	07:01	18:00	06:10	18:51
Do 13.12.2009	07:02	18:00	06:11	18:51
Lu 14.12.2009	07:02	18:01	06:11	18:52
Ma 15.12.2009	07:03	18:01	06:12	18:52
Mi 16.12.2009	07:03	18:01	06:12	18:53
Ju 17.12.2009	07:04	18:02	06:13	18:53
Vi 18.12.2009	07:05	18:02	06:13	18:54
Sa 19.12.2009	07:05	18:03	06:14	18:54
Do 20.12.2009	07:06	18:03	06:14	18:55
Lu 21.12.2009	07:06	18:04	06:15	18:55
Ma 22.12.2009	07:07	18:04	06:15	18:56
Mi 23.12.2009	07:07	18:05	06:16	18:56
Ju 24.12.2009	07:08	18:05	06:16	18:57
Vi 25.12.2009	07:08	18:06	06:17	18:57
Sa 26.12.2009	07:08	18:06	06:17	18:58
Do 27.12.2009	07:09	18:07	06:18	18:58
Lu 28.12.2009	07:09	18:08	06:18	18:59
Ma 29.12.2009	07:10	18:08	06:18	18:59
Mi 30.12.2009	07:10	18:09	06:19	19:00
Ju 31.12.2009	07:10	18:09	06:19	19:01
Vi 1.1.2010	07:11	18:10	06:20	19:01

Fuente: CONAGUA, Servicio Meteorológico Nacional, México para mes de Diciembre de 2010

ANEXO V - FORMATO DE LAS MEDICIONES SOLICITADO PARA PROCESAMIENTO

Dado que durante la etapa de procesamiento de las mediciones asociados a los medidores instalados y los existentes, se han detectados diferencias en los formatos en la información entregada por CFE, se presenta a continuación una tabla con los datos requeridos. El resto de los datos, gráficos y otra información del medidor, debe ser descartado para el envío de la información.

Es necesario poner énfasis en que todas las regiones, divisiones o zonas de CFE deben entregar la información en el mismo formato, para facilitar su comprensión y evitar errores de interpretación durante el procesamiento de la misma.

TABLA 38 EJEMPLO TABLA DE REGISTRO DE MEDICIONES

Suministro	Fecha	Intervalo	P	Ea	Anormalidad
20002085584	23-May-09	00:15	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	00:30	14.544	3.636	
20002085584	23-May-09	00:45	13.75	3.438	
20002085584	23-May-09	01:00	13.75	3.438	
20002085584	23-May-09	01:15	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	01:30	14.544	3.636	
20002085584	23-May-09	01:45	14.3	3.575	
20002085584	23-May-09	02:00	14.544	3.636	
20002085584	23-May-09	02:15	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	02:30	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	02:45	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	03:00	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	03:15	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	03:30	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	03:45	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	04:00	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	04:15	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	04:30	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	04:45	14.667	3.667	
20002085584	23-May-09	05:00	14.667	3.667	

Fuente: Ejemplo de MEC para registro de datos de mediciones

En la tabla anterior, los campos corresponden a:

Suministro: identificación del usuario

Fecha: fecha de la medición

Intervalo: hora final del periodo de 15 minutos

P: potencia promedio en el periodo de 15 minutos expresada en [kW]

Ea: energía activa en el periodo de 15 minutos expresada en [kWh]

Anormalidad: indicación de anomalía en la medición (corte de energía, malfuncionamiento del medidor, etc.)

No es necesario que el formato sea exactamente el de la tabla, se puede definir uno similar, pero como se mencionó anteriormente, es de mucha importancia que se respete a lo largo de la empresa, y todas las unidades de gestión responsable del envío de la información lo hagan en el mismo formato.

Otro punto importante que no se debe perder cuidado es la vinculación medidor-usuarios, que en el caso de CFE al ser la instalación fija de un medidor en cada usuarios, no se presenta este inconveniente, pero si se debe poder vincular el usuario o número de medidor con el número de usuario utilizado en la determinación de la muestra.

ANEXO VI - BALANCES DE ENERGÍA Y POTENCIA POR REGIÓN

Para los fines del estudio tarifario, se adjuntan a continuación los balances de energía y potencia para cada región tarifaria definida, los cuales se desarrollan a partir de las ventas de cada categoría y los factores de caracterización de la carga procesados. Los valores de potencia resultantes son utilizados para determinar la demanda a la entrada de la red de MT y BT para el cálculo de los Costos Marginales de Largo Plazo de Distribución presentados en el Informe N°25 del presente estudio tarifario.

TABLA 39 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA – BAJA CALIFORNIA

Concepto	Energía [MWh]	FC [%]	Potencia [MW]
Entrada Etapa ST	9,893,890		1,541
Pérdidas ST	40,414		8
Consumos ST	1,101,538		138
G DST	1,101,538	0.91	138.3
Entrada Etapa MT	8,751,939		1,395
Pérdidas MT	116,497		23
Consumos MT	4,352,306		701
G DMT	4,074,525	0.71	658.8
APMT	31,907	0.45	8.1
RAMT	245,873	0.83	33.8
Entrada Etapa BT	4,283,136		671.55
Pérdidas BT	110,256		21.1
Consumos BT	4,172,879		650
DBC	432,402	0.76	64.9
DAC	2,842,980	0.76	426.9
PDBT	615,226	0.64	109.0
GDBT	134,079	0.86	17.8
APBT	98,646	0.45	25.0
RABT	49,547	0.83	6.8
Pérdidas MT	1.33%		1.65%
Pérdidas BT	2.57%		3.15%

Fuente: desarrollo MEC con base en información de CFE

TABLA 40 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA – BAJA CALIFORNIA SUR

Concepto	Energía [MWh]	FC [%]	Potencia [MW]
Entrada Etapa ST	1,630,875		259
Pérdidas ST	6,662		1
Consumos ST	15,408		2
GDST	15,408	0.92	1.9
Entrada Etapa MT	1,608,805		256
Pérdidas MT	17,713		4
Consumos MT	738,476		117
GDMT	613,580	0.71	99.0
APMT	8,986	0.45	2.3
RAMT	115,910	0.83	16.0
Entrada Etapa BT	852,616		135
Pérdidas BT	29,768		5.8
Consumos BT	822,848		130
DBC	64,178	0.76	9.6
DAC	488,301	0.76	73.3
PDBT	167,461	0.65	29.5
GDBT	54,213	0.86	7.2
APBT	27,782	0.45	7.1
RABT	20,913	0.83	2.9

Pérdidas MT	1.10%	1.37%
Pérdidas BT	3.49%	4.29%

Fuente: desarrollo MEC con base en información de CFE

TABLA 41 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA – NORTE

Concepto	Energía [MWh]	FC [%]	Potencia [MW]
Entrada Etapa ST	14,883,755		2,301
Pérdidas ST	214,211		40
Consumos ST	1,863,086		223
GDST	1,863,086	0.95	223.3
Entrada Etapa MT	12,806,458		2,038
Pérdidas MT	310,101		61
Consumos MT	8,344,167		1,202
GDMT	6,042,336	0.76	911.7
APMT	64,264	0.45	16.4
RAMT	2,237,567	0.93	273.7
Entrada Etapa BT	4,152,191		775
Pérdidas BT	164,503		41.2
Consumos BT	3,987,688		734
DBC	914,202	0.57	183.5
DAC	1,954,532	0.64	347.6
PDBT	577,729	0.60	109.7
GDBT	56,056	0.86	7.4
APBT	198,682	0.45	50.6
RABT	286,487	0.93	35.0

Pérdidas MT	2.42%	2.99%
Pérdidas BT	3.96%	5.32%

Fuente: desarrollo MEC con base en información de CFE

TABLA 42 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA – NORESTE

Concepto	Energía [MWh]	FC [%]	Potencia [MW]
Entrada Etapa ST	28,011,007		4,363
Pérdidas ST	80,660		15
Consumos ST	4,763,039		579
GDST	4,763,039	0.94	579.0
Entrada Etapa MT	23,167,309		3,769
Pérdidas MT	373,124		76
Consumos MT	13,318,984		2,033
GDMT	12,970,597	0.75	1,972.0
APMT	119,331	0.45	30.3
RAMT	229,056	0.85	30.7
Entrada Etapa BT	9,475,202		1,659
Pérdidas BT	293,869		67.0
Consumos BT	9,181,332		1,592
DBC	1,283,327	0.58	251.8
DAC	6,057,509	0.72	962.6
PDBT	1,318,637	0.58	259.7
GDBT	111,004	0.66	19.1
APBT	368,929	0.45	93.7
RABT	41,926	0.85	5.6
Pérdidas MT	1.61%		2.02%
Pérdidas BT	3.10%		4.04%

Fuente: desarrollo MEC con base en información de CFE

TABLA 43 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA – NOROESTE

Concepto	Energía [MWh]	FC [%]	Potencia [MW]
Entrada Etapa ST	12,479,549		2,078
Pérdidas ST	67,641		14
Consumos ST	740,186		89
GDST	740,186	0.95	88.7
Entrada Etapa MT	11,671,722		1,975
Pérdidas MT	213,210		46
Consumos MT	5,210,211		810
GDMT	4,298,664	0.71	691.7
APMT	48,498	0.45	12.3
RAMT	863,049	0.93	105.6
Entrada Etapa BT	6,248,301		1,119
Pérdidas BT	201,147		47.4
Consumos BT	6,047,155		1,071
DBC	533,247	0.53	115.3
DAC	4,387,554	0.67	749.8
PDBT	746,839	0.61	139.0
GDBT	77,886	0.86	10.3
APBT	149,940	0.45	38.2
RABT	151,689	0.93	18.6
Pérdidas MT	1.83%		2.35%
Pérdidas BT	3.22%		4.24%

Fuente: desarrollo MEC con base en información de CFE

TABLA 44 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA – SUR

Concepto	Energía [MWh]	FC [%]	Potencia [MW]
Entrada Etapa ST	66,251,399		10,867
Pérdidas ST	515,565		107
Consumos ST	11,792,438		1,381
GDST	11,792,438	0.97	1,381.5
Entrada Etapa MT	53,943,396		9,378
Pérdidas MT	811,713		184
Consumos MT	25,650,266		3,964
GDMT	22,160,144	0.74	3,433.5
APMT	549,432	0.45	140.0
RAMT	2,940,690	0.86	390.9
Entrada Etapa BT	27,481,417		5,229
Pérdidas BT	980,612		253.7
Consumos BT	26,500,805		4,976
DBC	9,491,181	0.56	1,935.3
DAC	8,841,675	0.65	1,545.0
PDBT	5,119,740	0.69	850.9
GDBT	848,890	0.67	145.0
APBT	1,698,655	0.45	432.8
RABT	500,664	0.86	66.5
Pérdidas MT	1.50%		1.97%
Pérdidas BT	3.57%		4.85%

Fuente: desarrollo MEC con base en información de CFE

TABLA 45 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA – PENINSULAR

Concepto	Energía [MWh]	FC [%]	Potencia [MW]
Entrada Etapa ST	7,236,002		1,303
Pérdidas ST	70,463		17
Consumos ST	399,514		47
GDST	399,514	0.97	46.8
Entrada Etapa MT	6,766,025		1,239
Pérdidas MT	101,702		25
Consumos MT	3,564,200		618
GDMT	3,457,470	0.66	597.0
APMT	57,138	0.45	14.5
RAMT	49,593	0.86	6.6
Entrada Etapa BT	3,100,123		596
Pérdidas BT	113,578		29.8
Consumos BT	2,986,545		566
DBC	534,257	0.54	111.9
DAC	1,607,831	0.66	278.8
PDBT	581,042	0.57	117.0
GDBT	72,094	0.72	11.4
APBT	176,650	0.45	45.0
RABT	14,670	0.86	1.9
Pérdidas MT	1.50%		2.02%
Pérdidas BT	3.66%		5.01%

Fuente: desarrollo MEC con base en información de CFE