

Informe N° 320-2017-GRT

**Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Distribución Eléctrica**

**Análisis del Recurso de Reconsideración
Interpuesto por Enel Distribución contra
la Resolución Osinergmin
N° 070-2017-OS/CD**

Expediente N° 0068-2017-GRT

Lima, Junio 2017

Contenido

1. Objetivo.....	1
2. Antecedentes.....	1
3. Recurso de Reconsideración.....	1
3.1 Petitorio de Enel	1
3.2 Sustento del Petitorio de Enel	1
3.2.1 Cálculo del factor de crecimiento vegetativo del sistema eléctrico Huacho	1
3.2.2 Cálculo del Factor FBP del Sistema Eléctrico Huacho	2
3.3 Análisis del Osinergmin	3
3.3.1 Cálculo del factor de crecimiento vegetativo del sistema eléctrico Huacho	3
3.3.2 Cálculo del Factor FBP del Sistema Eléctrico Huacho	4
4. Conclusiones.....	4

Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto Por la Empresa Enel Distribución contra la Resolución OSINERGMIN N° 070-2017-OS/CD

1. Objetivo

Analizar los aspectos técnicos del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Enel Distribución Perú S.A.A., en adelante Enel, contra la Resolución Osinergmin N° 070-2017-OS/CD (Resol. 070) que aprobó los Factores de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (FBP) a nivel empresa aplicable al VADMT y VADBT para el período comprendido entre el 01 de mayo del 2017 y el 30 de abril del 2018.

2. Antecedentes

- El 29 de noviembre de 2015 se publicó la Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD, la cual aprobó el Manual de Procedimientos, Formatos y Medios para el Cálculo del FBP (Manual).
- El 28 de abril de 2017 se publicó la Resolución Osinergmin N° 070-2017-OS/CD, la cual aprobó los factores de balance de potencia coincidente en horas de punta (FBP) a nivel de empresa aplicable al VADMT y VADBT de diversos sistemas de distribución eléctrica para el periodo 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2018.
- El 19 de mayo de 2017, Enel interpuso recurso de reconsideración contra la resolución mencionada, dentro del plazo de 15 días útiles.

3. Recurso de Reconsideración

3.1 Petitorio de Enel

Enel interpone recurso de reconsideración contra la Resol. 070, planteando a Osinergmin lo siguiente:

- i) Solicita que se reconsidere los periodos expansivos del año 2016 para el cálculo del factor de crecimiento vegetativo (FCVV) del sistema eléctrico Huacho a 1.0850.
- ii) Solicita que se reconsidere el factor FBP para el sistema eléctrico Huacho tomando en cuenta los registros cada 15 minutos para la potencia coincidente de los usuarios regulados y libres en media tensión en el cálculo del factor FBP en media y baja tensión, valores iguales a 0.9136 y 1.0263, respectivamente.

3.2 Sustento del Petitorio de Enel

3.2.1 Cálculo del factor de crecimiento vegetativo del sistema eléctrico Huacho

- Enel muestra en su recurso de reconsideración el valor del FCVV del sistema eléctrico Huacho contenido en Informe Técnico N° 177-2017-GRT, tanto del Anexo N° 2 (Cálculo del FCVV) y

Anexo N° 3 (Cálculo del FBP) evidenciando un valor distinto en ambos anexos, 1.0847 y 1.0846, respectivamente.

- Asimismo, la recurrente indica del Informe Técnico N° 177-2017-GRT con base a los números de suministros para el cálculo del FCVV 2017, establece dos periodos expansivos, uno de junio de 2016 y otro de noviembre de 2016, para lo cual muestra en su recurso un cuadro sobre lo indicado.
- De acuerdo a lo mencionado, Enel señala que Osinergmin aplicó inadecuadamente el factor FCVV=1.0846 para el cálculo del FBP del sistema eléctrico Huacho, debiendo aplicar el valor de 1.0847.
- La recurrente señala que con la cantidad de suministros y la tasa de crecimiento poblacional de 1.06% para el sistema eléctrico Huacho, Osinergmin consideró periodos expansivos en junio y noviembre de 2016, debiendo ser los periodos expansivos junio y diciembre de 2016, para lo cual muestra un cuadro con dicho periodos, resultando un inadecuado factor FCVV.
- Por lo mencionado, la recurrente solicita reconsiderar el factor FCVV para el sistema eléctrico Huacho tomando en cuenta los periodos expansivos en junio y diciembre de 2016, fijando un factor FCVV de 1.0850. Asimismo, solicita reconsiderar el factor FBP para el sistema eléctrico Huacho considerando el nuevo valor de FCVV.

3.2.2 Cálculo del Factor FBP del Sistema Eléctrico Huacho

- Enel cita el artículo 3 de la Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD, Metodología de Cálculo del FBP, en el cual se señala que las concesionarias deberán contar con información del 100% de los registros de los consumos de energía y potencia (cada 15 minutos) de los usuarios de los mercados regulado y libre en los niveles de MAT, AT y MT, no debiéndose considerar aquellos que no se les factura el cargo del VAD.
- Asimismo, la recurrente cita el literal g) del artículo 16 de la resolución mencionada referente a los formatos que debe presentar las empresas de distribución eléctrica a Osinergmin, el cual señala el Reporte FBP que contiene el balance mensual de energía y potencia en horas de punta (FBP_{VADMT} y FBP_{VADBT}).
- Enel indica en su recurso que los registros cada 15 minutos de los usuarios regulados y libres en media tensión del sistema eléctrico Huacho se remitió oportunamente en CD conjuntamente con la información del sistema eléctrico Lima Norte. Agrega que su sistema informático emite todos los clientes de media tensión no discriminando por sistema eléctrico, no obstante remite adjunto a su recurso el resumen de potencia coincidente de los usuarios de media tensión la máxima demanda coincidente del mercado regulado y libre.
- Según lo mencionado, la recurrente indica que Osinergmin al aplicar la metodología B para el cálculo del FBP del sistema eléctrico Huacho obtiene un valor de 0.9133. Por la existencia de información de consumo de energía y potencia de registros cada 15 minutos de los usuarios del mercado regulado y libre debió aplicar lo señalado en la Resolución Osinergmin N° 281-2015-OS/CD para el cálculo del FBP del sistema eléctrico Huacho para media tensión y baja tensión.
- Enel solicita reconsiderar el factor FBP para el sistema eléctrico Huacho tomando en cuenta los registros cada 15 minutos y aplicando el reporte FBP para el cálculo de media tensión y baja tensión, así como el factor FCVV igual a 1.0850 para el sistema Huacho, siendo los valores de FBP de media y baja tensión 0.9136 y 1.0263 respectivamente.

3.3 Análisis del Osinergmin

3.3.1 Cálculo del factor de crecimiento vegetativo del sistema eléctrico Huacho

En el Anexo N° 3 del Informe Técnico N° 177-2017-GRT, se observa que existe un error material al consignarse un valor de FCVV de 1.0846 que correspondía a un reporte PDF que no reflejaba la última actualización del Excel que lo generaba. No obstante lo indicado, dicho error material no influyó en la determinación final del FCVV toda vez que esta se hizo directamente desde la hoja Excel que ya estaba actualizada, obteniéndose el valor FCVV de 1.0847 que fue consignado correctamente en la Resolución impugnada.

En consecuencia, en lugar de los formatos FBP12 del Anexo N° 3 del Informe Técnico N° 177-2017-GRT, deben considerarse los formatos FBP12 del presente informe.

En lo que respecta a la tasa de crecimiento poblacional y los periodos de crecimiento expansivos del sistema Huacho, Osinergmin tomó como fuente de información el documento comunicado al OSINERGMIN por el INEI mediante el oficio N° 3073-2016-INEI/DTDIS-DED, el mismo que contiene las Proyecciones de Población según Departamento, Provincia y Distrito, para el 2015 y 2016, el cual detalla la información de población proyectada a nivel nacional por distrito.

Osinergmin, en el cálculo de la variación del número de clientes para la determinación de los periodos de crecimiento expansivo y vegetativo del sistema eléctrico Huacho tomó como límites la tasa de crecimiento poblacional el cual es 1.06%, el cual está redondeado a dos decimales, asimismo, para mantener la coherencia de redondeo, la variación acumulada mes a mes del número de usuarios también se redondeó a 2 decimales, estableciéndose los periodos expansivos en los meses de junio y noviembre de 2016, procedimiento que guarda relación con la aplicación del redondeo que se realiza en el cálculo de la tasa de crecimiento poblacional y con los cálculos de periodos anteriores.

En el caso de la información de Enel, se observa que la tasa de crecimiento poblacional está redondeada a dos decimales y la variación acumulada del número de usuarios no está redondeada, no manteniendo la coherencia de redondeo, lo cual no es correcto, estableciéndose por ello periodos de crecimiento expansivo distintos a los determinados por Osinergmin, lo cual conlleva a calcular un factor de FCVV diferente para el sistema Huacho.

De la información de Enel, si calculamos el factor FCVV sin redondear el cálculo de la tasa de crecimiento poblacional y sin redondear la variación acumulada del número de usuarios del sistema eléctrico Huacho, se establecerían los mismos periodos de corte, es decir en junio y noviembre de 2016, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Tasa (%)		1.06	1.056			
Mes	Usuarios	Osinergmin	Enel	Sistema Huacho IPMT (kW)	Osinergmin	Enel
		Variación Acumulada	Variación Acumulada		Máx. Anual / Máx. Mensual	Máx. Anual / Máx. Mensual
		REDONDEADA	SIN REDONDEAR			
Dic 2015	44 346					
Ene 2016	44 415	0.16%	0.156%	30 248	1.0061	1.0061
Feb 2016	44 469	0.28%	0.277%	28 211	1.0788	1.0788
Mar 2016	44 552	0.46%	0.465%	30 433	1.0000	1.0000
Abr 2016	44 633	0.65%	0.647%	27 745	1.0969	1.0969
May 2016	44 730	0.87%	0.866%	27 689	1.0991	1.0991
Jun 2016	44 822	0.21%	0.206%	33 195	1.0147	1.0147
Jul 2016	44 880	0.34%	0.335%	33 683	1.0000	1.0000
Ago 2016	44 915	0.41%	0.414%	26 944	1.2501	1.2501
Set 2016	44 967	0.53%	0.530%	28 019	1.2022	1.2022
Oct 2016	45 063	0.74%	0.744%	27 899	1.2073	1.2073
Nov 2016	45 204	0.31%	0.313%	31 640	1.0614	1.0614
Dic 2016	45 264	0.45%	0.446%	33 583	1.0000	1.0000
FCW					1.0847	1.0847

Por lo expuesto, esta parte del extremo del recurso resulta infundado.

3.3.2 Cálculo del Factor FBP del Sistema Eléctrico Huacho

El Artículo 3 de la Resolución Osinermin N° 281-2015-OS/CD que se refiere a la metodología de cálculo del FBP, señala que “El Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP), será aplicable a todas las concesionarias de distribución eléctrica para las cuales se calcula y fija el FBP, las mismas que deberán contar con información del 100% de los registros de los consumos de energía y potencia (cada 15 minutos) de los usuarios de los mercados regulado y libre conectados en los niveles de tensión MAT, AT y MT, no debiéndose considerar aquellos que no se les factura el cargo del VAD”.

Enel en su documento de propuesta de FBP, así como en el documento de levantamiento de observaciones de la propuesta de FBP adjuntó sólo el FBP de los sistemas Lima Norte y Huacho, en el caso del FBP de Lima Norte, el FBP de media y baja tensión y para el sistema Huacho alcanzó un valor único de FBP.

La recurrente, en su recurso de reconsideración señala que Osinermin no ha considerado su información de los registros cada 15 minutos de las ventas a sus clientes libres y regulados en media tensión del sistema Huacho. Luego de efectuada la respectiva verificación, se encontró que dicha información fue enviada conjuntamente con la información cada 15 minutos de los usuarios libres y regulados del sistema eléctrico Lima Norte, por lo que corresponde realizar el cálculo del FBP de Huacho para media y baja tensión, tomado la información de los registros cada 15 minutos de las ventas a sus clientes libres y regulados en media tensión.

Se ha revisado y validado la información de los registros de los consumos de energía y potencia (cada 15 minutos) de los usuarios de los mercados libre y regulado conectados en los niveles de tensión MAT, AT y MT del sistema eléctrico Huacho, para lo cual en el cálculo del FBP se ha tomado los valores alcanzados por Enel en su recurso de reconsideración. Cabe mencionar que, la información correspondiente a las máximas demandas de los meses de abril, mayo y setiembre de 2016 son diferentes a las alcanzadas inicialmente. Del mismo modo, la demanda coincidente de los meses de marzo y julio de 2016 son diferentes a las alcanzadas inicialmente.

Por lo mencionado, Osinermin recalculó el FBP del sistema eléctrico Huacho para media tensión y baja tensión obteniéndose valores de 0,9133 y 0,9993, respectivamente.

Por lo expuesto, esta parte del extremo del recurso resulta fundado en parte.

4. Conclusiones

1. En el Anexo N° 3 del Informe Técnico N° 177-2017-GRT, se observa que existe un error material al consignarse un valor de FCVV de 1.0846 que correspondía a un reporte PDF que no reflejaba la última actualización del Excel que lo generaba. En lugar de los formatos FBP12 del Anexo N° 3 del Informe Técnico N° 177-2017-GRT, deben considerarse los formatos FBP12 del presente informe.
2. Los periodos de crecimiento expansivos para el cálculo del FCVV determinado por Osinermin son los correctos, periodos que fueron determinados en base a la variación acumulada del número de usuarios mes a mes tomando como límite la tasa de crecimiento poblacional (1.06%), validándose el cálculo del FCVV del sistema eléctrico Huacho (1.0847).

3. Se realizó el cálculo del FBP de media y baja tensión del sistema eléctrico Huacho tomado la información de los registros cada 15 minutos de las ventas a sus clientes libres y regulados en media tensión, cuyos valores resultantes son:

Empresa	Sistema	FBP
Enel Distribución	Huacho MT	0.9133
	Huacho BT	0.9993

Lima, 22 de junio de 2017

[Igrajeda]

Anexo

Formatos FBP12

Sistema Eléctrico Huacho

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 30 658,82
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: enero 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 04/01/2016 19:30

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	14 447,69	33 199,15		0,8880	29 481,22
Total Ingreso a AT	14 447,69	33 199,15		0,8880	29 481,22
Ventas en AT	0,00	2 710,00		-	0,00
AT1	0,00	2 710,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	138,16	462,60		0,8880	410,80

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	14 309,53	30 026,54		0,9682	29 070,42
Compra en MT	620,52	0,00		-	1 177,60
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	14 930,06	30 026,54	0,6634	1,0074	30 248,02
		FCVV=	1,0847	IPMT	32 810,03

Ingreso Real Mercado Regulado	14 930,06				32 810,03
Exceso (Defecto) de Pérdidas	924,04		0,6634	EDP	1 872,09
				MD	30 937,94
				DCMT	11 274,88
				PDCMT	321,82

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	14 006,02			PTCMT	35 183,97
				PTCBT	20 879,40

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 400,48	24 230,72			
MT1	192,66	2 710,00	1,0000		2 710,00
MT2	699,99	1 264,98	0,9230		1 167,58
MT3P	1 624,09	3 628,01		0,6590	2 390,86
MT3FP	2 086,80	11 186,36		0,4260	4 765,39
MT4P	935,36	2 439,97		0,6590	1 607,94
MT4FP	861,57	3 001,40		0,4260	1 278,60
				PTCBMT	13 920,36
Pérdidas Reconocidas en MT	239,54			PPRMT	945,00

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 785,99	1 740,48			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	38,96	121,29	0,8590		104,19
BT3P	167,73	312,47		0,5910	184,67
BT3FP	74,48	319,60		0,4810	153,73
BT4P	204,37	447,40		0,5910	264,41
BT4FP	113,23	539,72		0,4810	259,61
				PTCBBT	966,60
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	34,74				58,57
BT5B	5 528,17				15 660,54
BT5C					0,00
BT5D	8,16				23,12
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	584,65				1 624,03
BT6	31,50				89,23
BT7	0,00				0,00
				PTCM	17 455,49
Pérdidas Reconocidas en BT	580,01			PPRBT	1 896,51

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	14 886,97
PPMT	1,0276			PTCM	17 455,49
PESED	1,0621			PPR	2 841,51
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				

FBPVADMT	0,8793
FBPVADBT	0,9263

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 28 584,27
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: febrero 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 11/02/2016 19:45

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
-------------	----------------------	---------------------	-----------------	------------------------	--------------------------

Muy Alta Tensión (MAT)

Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)

Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	13 936,17	32 048,04		0,8556	27 421,35
Total Ingreso a AT	13936,17	32 048,04		0,8556	27 421,35
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	130,27	436,53		0,8556	373,51

Media Tensión (MT)

Ingreso a MT desde AT	13 805,90	31 611,51		0,8556	27 047,84
Compra en MT	439,71	0,00		-	1 162,92
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	14 245,61	31 611,51	0,7255	0,8924	28 210,76
		FCVV=	1,0847	IPMT	30 600,21

Ingreso Real Mercado Regulado	14 245,61				30 600,21
Exceso (Defecto) de Pérdidas	1 214,49		0,7255	EDP	2 405,07
				MD	28 195,14
				DCMT	7 740,67
				PDCMT	259,91

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
-------------	----------------------	---------------------	-----------------	------------------------	--------------------------

Mercado Regulado

Ingreso Teórico Mercado Regulado	13 031,12			PTCMT	32 795,12
				PTCBT	20 613,83

Media Tensión (MT)

Ventas Mercado Regulado y Libre	5 577,36	21 786,21			
MT1	48,78	106,40	1,0000		106,40
MT2	661,14	1 246,56	0,9230		1 150,57
MT3P	1 838,65	4 674,25		0,6590	3 080,33
MT3FP	1 299,92	10 211,82		0,4260	4 350,24
MT4P	1 123,04	3 448,38		0,6590	2 272,48
MT4FP	605,83	2 098,80		0,4260	894,09
				PTCBMT	11 854,11
Pérdidas Reconocidas en MT	222,86			PPRMT	880,83

Baja Tensión (BT)

Ventas Mercado Regulado y Libre	6 661,53	1 821,03			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	37,87	124,76	0,8590		107,17
BT3P	142,65	299,25		0,5910	176,86
BT3FP	86,99	361,00		0,4810	173,64
BT4P	196,24	499,12		0,5910	294,98
BT4FP	109,74	536,90		0,4810	258,25
				PTCBBT	1 010,90
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	33,21				55,63
BT5B	5 448,30				15 434,28
BT5C					0,00
BT5D	8,19				23,20
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	566,84				1 574,57
BT6	31,50				89,23
BT7	0,00				0,00
				PTCM	17 176,90
Pérdidas Reconocidas en BT	569,37			PPRBT	1 872,38

Factores de Expansión de Pérdidas

PEMT	1,0174	PTCB	12 865,01
PPMT	1,0276	PTCM	17 176,90
PESED	1,0621	PPR	2 753,21
PPSED	1,0613		
PEBT	1,0855		
PPBT	1,1030		
PEBTCO	1,0837		
PPBTCO	1,0995		

FBPVADMT	0,8597
FBPVADBT	0,9797

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 30 848,99
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: marzo 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 22/03/2016 19:30

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	14 486,87	35 906,64		0,8278	29 722,42
Total Ingreso a AT	14 486,87	35 906,64		0,8278	29 722,42
Ventas en AT	0,00	103,60		-	0,00
AT1	0,00	103,60		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	139,28	503,04		0,8278	416,40

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	14 347,59	35 300,00		0,8302	29 306,02
Compra en MT	619,24	0,00		-	1 126,57
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	14 966,83	35 300,00	0,6610	0,8621	30 432,59
		FCVV=	1,0847	IPMT	33 010,23

Ingreso Real Mercado Regulado	14 966,83				33 010,23
Exceso (Defecto) de Pérdidas	1 300,99		0,6610	EDP	2 645,36
				MD	30 364,87
				DCMT	8 566,77
				PDCMT	292,95

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	13 665,83			PTCMT	34 296,25
				PTCBT	21 698,58

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	5 779,22	22 019,81			
MT1	46,53	103,60	1,0000		103,60
MT2	732,03	1 336,94	0,9230		1 234,00
MT3P	1 657,64	5 783,53		0,6590	3 811,35
MT3FP	1 442,96	9 192,01		0,4260	3 915,80
MT4P	1 287,82	3 465,15		0,6590	2 283,53
MT4FP	612,24	2 138,58		0,4260	911,04
				PTCBMT	12 259,31
Pérdidas Reconocidas en MT	233,72			PPRMT	921,15

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	7 050,28	1 897,15			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	38,90	127,95	0,8590		109,91
BT3P	158,95	302,40		0,5910	178,72
BT3FP	103,55	389,77		0,4810	187,48
BT4P	205,19	467,30		0,5910	276,17
BT4FP	130,52	609,73		0,4810	293,28
				PTCBBT	1 045,56
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	32,28				61,41
BT5B	5 645,22				15 992,13
BT5C					0,00
BT5D	8,08				22,88
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	696,10				1 933,61
BT6	31,50				89,23
BT7	0,00				0,00
				PTCM	18 099,26
Pérdidas Reconocidas en BT	602,61			PPRBT	1 970,96

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	13 304,87
PPMT	1,0276			PTCM	18 099,26
PESED	1,0621			PPR	2 892,12
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				
				FBPVADMT	0,8854
				FBPVADBT	0,9911

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 28 149,24
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: abril 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 27/04/2016 21:30

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	13 231,55	32 275,66		0,8283	26 733,52
Total Ingreso a AT	13 231,55	32 275,66		0,8283	26 733,52
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	163,21	488,12		0,8283	404,30

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	13 068,33	31 787,54		0,8283	26 329,21
Compra en MT	849,58	0,00		-	1 415,73
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	13 917,91	31 787,54	0,6967	0,8728	27 744,94
		FCVV=	1,0847	IPMT	30 094,94

Ingreso Real Mercado Regulado	13 917,91				30 094,94
Exceso (Defecto) de Pérdidas	336,62		0,6967	EDP	671,04
				MD	29 423,90
				DCMT	8 254,84
				PDCMT	274,39

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	13 581,29			PTCMT	34 628,56
				PTCBT	21 665,17

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	5 733,64	22 150,94			
MT1	46,37	111,60	1,0000		111,60
MT2	706,60	1 441,79	0,9230		1 330,77
MT3P	1 977,60	6 891,93		0,6590	4 541,78
MT3FP	1 193,38	8 099,14		0,4260	3 450,23
MT4P	1 145,21	3 401,12		0,6590	2 241,34
MT4FP	664,48	2 205,36		0,4260	939,48
				PTCBMT	12 615,21
Pérdidas Reconocidas en MT	232,27			PPRMT	930,08

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	7 015,73	1 926,71			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	35,95	131,84	0,8590		113,25
BT3P	181,01	352,79		0,5910	208,50
BT3FP	86,70	364,88		0,4810	175,51
BT4P	208,27	496,11		0,5910	293,20
BT4FP	106,45	581,09		0,4810	279,50
				PTCBBT	1 069,96
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	34,83				55,38
BT5B	5 702,78				16 155,19
BT5C					0,00
BT5D	8,42				23,86
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	620,01				1 722,24
BT6	31,33				88,75
BT7	0,00				0,00
				PTCM	18 045,42
Pérdidas Reconocidas en BT	599,65			PPRBT	1 967,89

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	13 685,17
PPMT	1,0276			PTCM	18 045,42
PESED	1,0621			PPR	2 897,97
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				
				FBPVADMT	0,8497
				FBPVADBT	0,9644

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 28 110,60
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: mayo 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 30/05/2016 20:45

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	13 315,74	32 048,04		0,8598	27 554,65
Total Ingreso a AT	13 315,74	32 048,04		0,8598	27 554,65
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	161,16	490,11		0,8598	421,39

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	13 154,58	31 557,94		0,8598	27 133,26
Compra en MT	652,79	0,00		-	555,95
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	13 807,37	31 557,94	0,6702	0,8774	27 689,21
		FCVV=	1,0847	IPMT	30 034,49

Ingreso Real Mercado Regulado	13 807,37				30 034,49
Exceso (Defecto) de Pérdidas	889,54		0,6702	EDP	1 783,88
				MD	28 250,61
				DCMT	8 498,35
				PDCMT	275,84

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	12 917,83			PTCMT	33 428,71
				PTCBT	20 314,29

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	5 575,56	22 797,48			
MT1	54,06	112,40	1,0000		112,40
MT2	750,04	1 530,62	0,9230		1 412,76
MT3P	1 823,38	7 100,10		0,6590	4 678,97
MT3FP	1 263,09	8 330,16		0,4260	3 548,65
MT4P	791,98	2 450,23		0,6590	1 614,70
MT4FP	893,01	3 273,97		0,4260	1 394,71
				PTCBMT	12 762,19
Pérdidas Reconocidas en MT	220,93			PPRMT	897,85

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 560,60	1 956,43			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	32,06	132,38	0,8590		113,71
BT3P	212,78	390,01		0,5910	230,50
BT3FP	71,96	362,94		0,4810	174,57
BT4P	185,02	528,34		0,5910	312,25
BT4FP	87,99	542,76		0,4810	261,07
				PTCBBT	1 092,10
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	38,58				59,97
BT5B	5 280,82				14 959,83
BT5C					0,00
BT5D	7,96				22,56
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	612,10				1 700,28
BT6	31,33				88,75
BT7	0,00				0,00
				PTCM	16 831,39
Pérdidas Reconocidas en BT	560,74			PPRBT	1 845,18

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	13 854,29
PPMT	1,0276			PTCM	16 831,39
PESED	1,0621			PPR	2 743,03
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				
				FBPVADMT	0,8451
				FBPVADBT	0,9588

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 33 727,58
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: junio 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 30/06/2016 20:45

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	13 904,16	34 642,27		0,9736	33 727,58
Total Ingreso a AT	13 904,16	34 642,27		0,9736	33 727,58
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	173,68	546,77		0,9736	532,33

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	13 730,48	34 095,49		0,9736	33 195,24
Compra en MT	332,40	0,00		-	0,00
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	14 062,87	34 095,49	0,5884	0,9736	33 195,24
		FCVV=	1,0847	IPMT	36 006,88

Ingreso Real Mercado Regulado	14 062,87				36 006,88
Exceso (Defecto) de Pérdidas	1 383,43		0,5884	EDP	3 265,56
				MD	32 741,32
				DCMT	13 739,03
				PDCMT	355,41

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	12 679,45			PTCMT	33 256,78
				PTCBT	19 593,97

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	5 631,03	22 725,21			
MT1	297,68	2 974,80	1,0000		2 974,80
MT2	796,70	1 569,25	0,9230		1 448,42
MT3P	1 218,60	3 167,60		0,6590	2 087,45
MT3FP	1 880,46	9 899,54		0,4260	4 217,20
MT4P	538,64	1 671,28		0,6590	1 101,37
MT4FP	898,96	3 442,74		0,4260	1 466,61
				PTCBMT	13 295,85
Pérdidas Reconocidas en MT	216,85			PPRMT	893,23

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 293,65	1 976,78			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	30,08	132,35	0,8590		113,69
BT3P	168,64	359,03		0,5910	212,19
BT3FP	88,14	411,74		0,4810	198,05
BT4P	177,18	497,67		0,5910	294,12
BT4FP	89,98	575,99		0,4810	277,05
				PTCBBT	1 095,10
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	35,63				61,47
BT5B	5 170,18				14 646,40
BT5C					0,00
BT5D	7,96				22,56
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	494,53				1 373,70
BT6	31,33				88,75
BT7	0,00				0,00
				PTCM	16 192,88
Pérdidas Reconocidas en BT	537,92			PPRBT	1 779,72

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	14 390,95
PPMT	1,0276			PTCM	16 192,88
PESED	1,0621			PPR	2 672,95
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				

FBPVADMT	0,9845
FBPVADBT	0,9517

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 34 234,42
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: julio 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 01/07/2016 20:00

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	15 361,84	32 275,66		1,0607	34 234,42
Total Ingreso a AT	15 361,84	32 275,66		1,0607	34 234,42
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	195,72	519,58		1,0607	551,11

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	15 166,13	31 756,08		1,0607	33 683,31
Compra en MT	232,09	0,00		-	0,00
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	15 398,22	31 756,08	0,6144	1,0607	33 683,31
		FCVV=	1,0847	IPMT	36 536,28

Ingreso Real Mercado Regulado	15 398,22				36 536,28
Exceso (Defecto) de Pérdidas	1 108,90		0,6144	EDP	2 425,69
				MD	34 110,59
				DCMT	15 279,94
				PDCMT	414,50

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	14 289,32			PTCMT	36 288,23
				PTCBT	19 594,13

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	7 285,97	25 372,11			
MT1	1 370,40	5 279,20	1,0000		5 279,20
MT2	700,56	1 568,92	0,9230		1 448,11
MT3P	1 745,95	4 706,15		0,6590	3 101,35
MT3FP	2 094,78	8 792,94		0,4260	3 745,79
MT4P	724,11	2 277,46		0,6590	1 500,85
MT4FP	650,17	2 747,44		0,4260	1 170,41
				PTCBMT	16 245,71
Pérdidas Reconocidas en MT	244,38			PPRMT	974,65

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 226,77	1 960,91			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	25,46	132,26	0,8590		113,61
BT3P	187,59	514,67		0,5910	304,17
BT3FP	32,81	252,87		0,4810	121,63
BT4P	153,02	476,57		0,5910	281,65
BT4FP	83,94	584,54		0,4810	281,16
				PTCBBT	1 102,23
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	37,63				58,97
BT5B	4 972,31				14 085,85
BT5C					0,00
BT5D	7,83				22,17
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	694,89				1 930,24
BT6	31,29				88,65
BT7	0,00				0,00
				PTCM	16 185,88
Pérdidas Reconocidas en BT	532,21			PPRBT	1 779,75

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	17 347,94
PPMT	1,0276			PTCM	16 185,88
PESED	1,0621			PPR	2 754,41
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				
				FBPVADMT	0,9400
				FBPVADBT	0,9399

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 27 372,00
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: agosto 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 24/08/2016 19:15

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
-------------	----------------------	---------------------	-----------------	------------------------	--------------------------

Muy Alta Tensión (MAT)

Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)

Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	13 854,85	32 048,04		0,8541	27 372,00
Total Ingreso a AT	13 854,85	32 048,04		0,8541	27 372,00
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	171,29	500,63		0,8541	427,58

Media Tensión (MT)

Ingreso a MT desde AT	13 683,56	31 547,42		0,8541	26 944,42
Compra en MT	123,45	0,00		-	0,00
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	13 807,01	31 547,42	0,6887	0,8541	26 944,42
		FCVV=	1,0847	IPMT	29 226,61

Ingreso Real Mercado Regulado	13 807,01				29 226,61
Exceso (Defecto) de Pérdidas	1 124,78		0,6887	EDP	2 195,00
				MD	27 031,60
				DCMT	6 161,41
				PDCMT	259,52

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
-------------	----------------------	---------------------	-----------------	------------------------	--------------------------

Mercado Regulado

Ingreso Teórico Mercado Regulado	12 682,23			PTCMT	31 679,66
				PTCBT	20 254,65

Media Tensión (MT)

Ventas Mercado Regulado y Libre	5 472,91	20 270,11			
MT1	249,71	278,00	1,0000		278,00
MT2	699,55	1 537,28	0,9230		1 418,91
MT3P	1 323,33	3 889,88		0,6590	2 563,43
MT3FP	1 736,93	9 569,97		0,4260	4 076,81
MT4P	928,87	2 803,16		0,6590	1 847,28
MT4FP	534,51	2 191,82		0,4260	933,72
				PTCBMT	11 118,15
Pérdidas Reconocidas en MT	216,90			PPRMT	850,87

Baja Tensión (BT)

Ventas Mercado Regulado y Libre	6 441,84	1 929,45			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	23,70	140,62	0,8590		120,79
BT3P	198,83	552,37		0,5910	326,45
BT3FP	27,85	204,85		0,4810	98,53
BT4P	158,59	471,50		0,5910	278,66
BT4FP	77,47	560,11		0,4810	269,41
				PTCBBT	1 093,85
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	39,15				56,47
BT5B	5 162,54				14 624,76
BT5C					0,00
BT5D	8,25				23,38
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	714,17				1 983,80
BT6	31,29				88,65
BT7	0,00				0,00
				PTCM	16 777,06
Pérdidas Reconocidas en BT	550,58			PPRBT	1 839,73

Factores de Expansión de Pérdidas

PEMT	1,0174	PTCB	12 211,99
PPMT	1,0276	PTCM	16 777,06
PESED	1,0621	PPR	2 690,60
PPSED	1,0613		
PEBT	1,0855		
PPBT	1,1030		
PEBTCO	1,0837		
PPBTCO	1,0995		
		FBPVADMT	0,8533
		FBPVADBT	1,0176

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 28 453,25
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: septiembre 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 28/09/2016 22:00

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	13 298,09	34 642,27		0,8178	28 331,62
Total Ingreso a AT	13 298,09	34 642,27		0,8178	28 331,62
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	161,41	531,30		0,8178	434,51

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	13 136,68	34 110,97		0,8178	27 897,11
Compra en MT	187,77	0,00		-	121,63
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	13 324,46	34 110,97	0,6605	0,8214	28 018,73
		FCVV=	1,0847	IPMT	30 391,92

Ingreso Real Mercado Regulado	13 324,46				30 391,92
Exceso (Defecto) de Pérdidas	532,21		0,6605	EDP	1 119,13
				MD	29 272,79
				DCMT	6 641,65
				PDCMT	290,80

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	12 792,25			PTCMT	32 290,75
				PTCBT	20 094,19

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	5 567,67	20 230,51			
MT1	227,74	527,60	1,0000		527,60
MT2	795,16	1 495,29	0,9230		1 380,15
MT3P	1 985,54	7 036,94		0,6590	4 637,34
MT3FP	1 117,57	6 291,17		0,4260	2 680,04
MT4P	857,95	2 425,63		0,6590	1 598,49
MT4FP	583,71	2 453,88		0,4260	1 045,35
				PTCBMT	11 868,98
Pérdidas Reconocidas en MT	218,78			PPRMT	867,29

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 454,16	1 819,11			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	27,68	135,59	0,8590		116,47
BT3P	209,93	515,41		0,5910	304,61
BT3FP	33,57	198,20		0,4810	95,33
BT4P	182,88	485,16		0,5910	286,73
BT4FP	79,25	484,75		0,4810	233,16
				PTCBBT	1 036,31
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	37,30				61,27
BT5B	5 198,88				14 727,72
BT5C					0,00
BT5D	7,84				22,21
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	645,53				1 793,15
BT6	31,29				88,65
BT7	0,00				0,00
				PTCM	16 692,99
Pérdidas Reconocidas en BT	551,65			PPRBT	1 825,19

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	12 905,29
PPMT	1,0276			PTCM	16 692,99
PESED	1,0621			PPR	2 692,48
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				
				FBPVADMT	0,9065
				FBPVADBT	1,1118

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 28 338,84
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: octubre 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 28/10/2016 19:15

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	13 736,27	32 275,66		0,8780	28 338,84
Total Ingreso a AT	13 736,27	32 275,66		0,8780	28 338,84
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	168,54	500,38		0,8780	439,35

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	13 567,73	31 775,28		0,8780	27 899,49
Compra en MT	279,09	0,00		-	0,00
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	13 846,82	31 775,28	0,6671	0,8780	27 899,49
		FCVV=	1,0847	IPMT	30 262,57

Ingreso Real Mercado Regulado	13 846,82				30 262,57
Exceso (Defecto) de Pérdidas	1 001,56		0,6671	EDP	2 018,01
				MD	28 244,57
				DCMT	7 601,06
				PDCMT	283,25

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	12 845,26			PTCMT	31 702,08
				PTCBT	19 842,28

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	5 678,09	19 744,92			
MT1	192,89	446,80	1,0000		446,80
MT2	768,78	1 629,77	0,9230		1 504,28
MT3P	2 115,07	6 964,47		0,6590	4 589,59
MT3FP	1 205,53	6 282,15		0,4260	2 676,20
MT4P	716,50	1 891,63		0,6590	1 246,58
MT4FP	679,33	2 530,10		0,4260	1 077,82
				PTCBMT	11 541,27
Pérdidas Reconocidas en MT	219,69			PPRMT	851,48

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 400,45	1 681,68			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	25,12	130,02	0,8590		111,69
BT3P	194,26	437,46		0,5910	258,54
BT3FP	45,04	211,22		0,4810	101,60
BT4P	193,69	493,56		0,5910	291,69
BT4FP	76,44	409,42		0,4810	196,93
				PTCBBT	960,45
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	37,83				68,62
BT5B	5 205,66				14 746,90
BT5C					0,00
BT5D	8,61				24,38
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	582,62				1 618,38
BT6	31,21				88,40
BT7	0,00				0,00
				PTCM	16 546,68
Pérdidas Reconocidas en BT	547,04			PPRBT	1 802,22

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	12 501,71
PPMT	1,0276			PTCM	16 546,68
PESED	1,0621			PPR	2 653,69
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				
				FBPVADMT	0,8909
				FBPVADBT	1,0261

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 32 190,58
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: noviembre 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 28/11/2016 21:15

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	14 664,50	32 048,04		1,0044	32 190,58
Total Ingreso a AT	14 664,50	32 048,04		1,0044	32 190,58
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	205,63	548,60		1,0044	551,04

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	14 458,87	31 499,44		1,0044	31 639,54
Compra en MT	142,09	0,00		-	0,00
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	14 600,96	31 499,44	0,6409	1,0044	31 639,54
		FCVV=	1,0847	IPMT	34 319,41

Ingreso Real Mercado Regulado	14 600,96				34 319,41
Exceso (Defecto) de Pérdidas	964,70		0,6409	EDP	2 090,46
				MD	32 228,95
				DCMT	10 202,02
				PDCMT	343,69

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	13 636,26			PTCMT	31 457,49
				PTCBT	20 298,89

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 256,78	19 753,03			
MT1	520,09	446,80	1,0000		446,80
MT2	885,03	1 564,07	0,9230		1 443,64
MT3P	1 723,84	4 311,36		0,6590	2 841,19
MT3FP	1 682,47	8 989,89		0,4260	3 829,69
MT4P	672,59	1 741,40		0,6590	1 147,58
MT4FP	772,77	2 699,51		0,4260	1 149,99
				PTCBMT	10 858,89
Pérdidas Reconocidas en MT	233,21			PPRMT	844,91

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 583,58	1 639,39			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	27,59	126,60	0,8590		108,75
BT3P	193,51	390,71		0,5910	230,91
BT3FP	60,82	238,57		0,4810	114,75
BT4P	195,24	445,04		0,5910	263,02
BT4FP	88,40	438,47		0,4810	210,90
				PTCBBT	928,33
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	33,26				67,07
BT5B	5 229,66				14 814,90
BT5C					0,00
BT5D	8,73				24,73
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	715,16				1 986,56
BT6	31,21				88,40
BT7	0,00				0,00
				PTCM	16 981,66
Pérdidas Reconocidas en BT	562,69			PPRBT	1 843,70

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	11 787,22
PPMT	1,0276			PTCM	16 981,66
PESED	1,0621			PPR	2 688,60
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				
				FBPVADMT	1,0245
				FBPVADBT	1,0682

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN HORAS PUNTA

Empresa: Enel Distribución MD (kW): 34 139,18
Sistema Eléctrico: Huacho Mes: diciembre 2016
Sector Típico: 3 Dia y Hora de Máxima Demanda: 27/12/2016 19:30

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso en MAT	0,00	0,00		-	0,00
Ventas en MAT	0,00			-	
Pérdidas en MAT	0,00	0,00		-	0,00

Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT	0,00	0,00		-	0,00
Compras en AT	16 029,53	34 642,27		0,9848	34 116,18
Total Ingreso a AT	16 029,53	34 642,27		0,9848	34 116,18
Ventas en AT	0,00	0,00		-	0,00
AT1	0,00	0,00		-	
AT2	0,00			-	
Pérdidas en AT	214,10	565,20		0,9848	556,62

Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT	15 815,43	34 077,06		0,9848	33 559,56
Compra en MT	153,40	0,00		-	23,00
Generación Propia				-	
Total Ingreso a MT	15 968,83	34 077,06	0,6391	0,9855	33 582,56
		FCVV=	1,0847	IPMT	36 427,00

Ingreso Real Mercado Regulado	15 968,83				36 427,00
Exceso (Defecto) de Pérdidas	1 479,80		0,6391	EDP	3 112,02
				MD	33 314,98
				DCMT	11 914,46
				PDCMT	389,09

Descripción	Energía Total (MW.h)	Potencia en HP (kW)	Factor de Carga	Factor de Coincidencia	Demanda Coincidente (kW)
Mercado Regulado					
Ingreso Teórico Mercado Regulado	14 489,03			PTCMT	32 008,01
				PTCBT	19 895,86

Media Tensión (MT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	7 268,56	20 168,58			
MT1	1 661,81	1 837,92	1,0000		1 837,92
MT2	769,65	1 588,38	0,9230		1 466,07
MT3P	1 330,68	3 225,30		0,6590	2 125,47
MT3FP	1 999,89	8 981,05		0,4260	3 825,93
MT4P	993,62	2 571,37		0,6590	1 694,53
MT4FP	512,91	1 964,56		0,4260	836,90
				PTCBMT	11 786,83
Pérdidas Reconocidas en MT	247,80			PPRMT	859,69

Baja Tensión (BT)					
Ventas Mercado Regulado y Libre	6 423,65	1 666,96			
BT1	0,00	0,00	0,8590		0,00
BT2	29,64	128,49	0,8590		110,37
BT3P	176,39	376,81		0,5910	222,69
BT3FP	56,78	253,36		0,4810	121,87
BT4P	181,51	438,06		0,5910	258,89
BT4FP	90,52	470,24		0,4810	226,19
				PTCBBT	940,01
BT5A.A	0,00				0,00
BT5A.B	33,50				67,45
BT5B	5 082,39				14 397,72
BT5C					0,00
BT5D	8,56				24,24
BT5E	0,00				0,00
BT5C-AP	733,17				2 036,58
BT6	31,21				88,40
BT7	0,00				0,00
				PTCM	16 614,38
Pérdidas Reconocidas en BT	549,02			PPRBT	1 807,09

Factores de Expansión de Pérdidas					
PEMT	1,0174			PTCB	12 726,84
PPMT	1,0276			PTCM	16 614,38
PESED	1,0621			PPR	2 666,79
PPSED	1,0613				
PEBT	1,0855				
PPBT	1,1030				
PEBTCO	1,0837				
PPBTCO	1,0995				

FBPVADMT	1,0408
FBPVADBT	1,0561