



EJERCICIO DE CÁLCULO DE LA CAPACIDAD FIRME

Realizado el 1 de abril de 2011

Unidad de Transacciones S.A. de C.V.

CONSIDERACIONES ORIGINALES

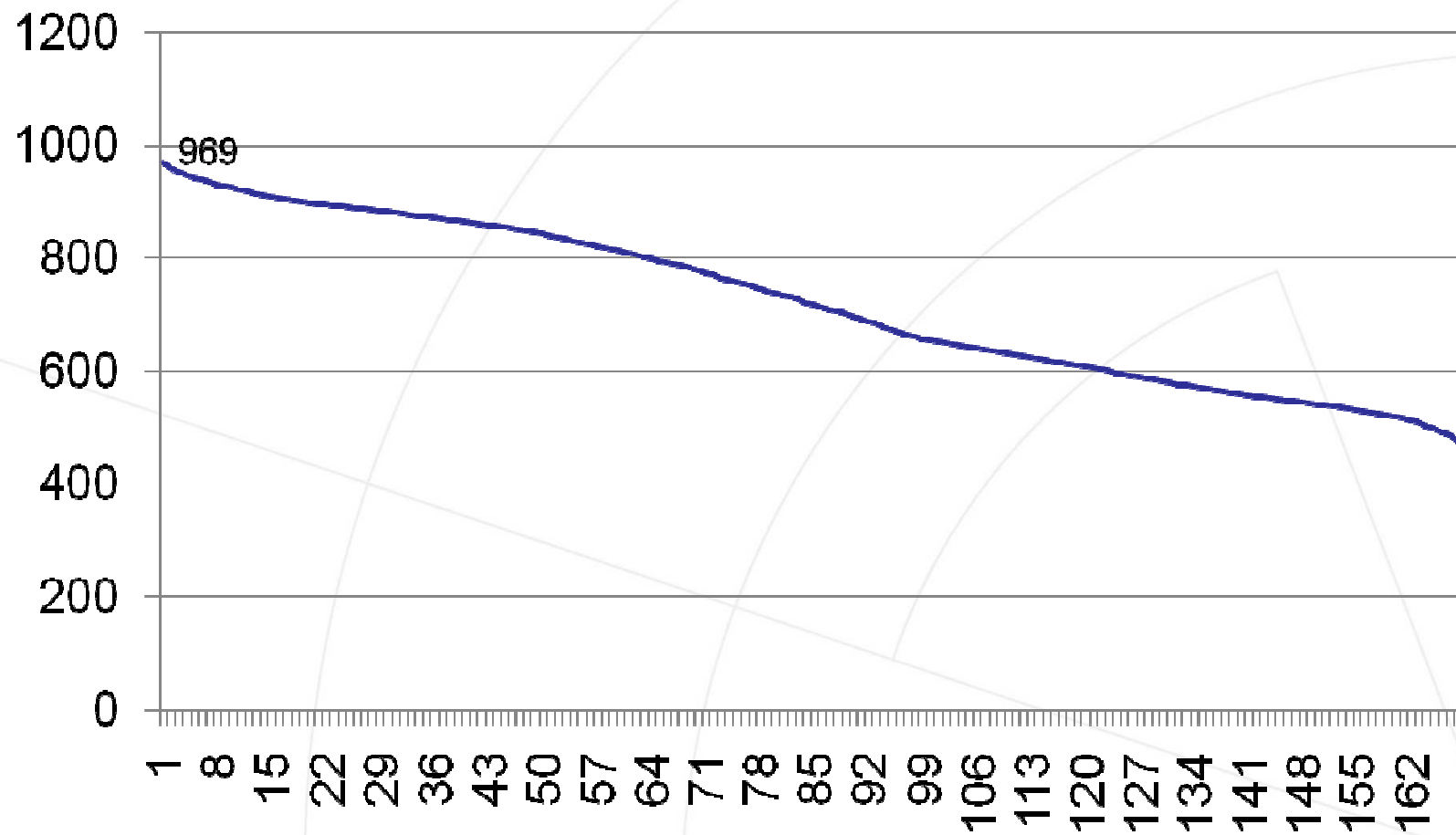
- Periodo de evaluación correspondiente al PAMM 2011 (ENE-DIC).
- TSF aprobadas por SIGET. Acuerdos SIGET del 291 al 300-E-2010.
- Proyecciones de retiro previstos por Distribuidores, Usuarios Finales y comercializadores para el periodo ENE-DIC 2011.
- Proyecciones de disponibilidad de auto-productores y cogeneradores previstos e informados para ENE-DIC 2011.
- Datos de Potencia Máximas de generación informados por PM's según Anexo 3 de ROBCP y validadas por la UT de acuerdo a las inyecciones reales registradas.
- Precio Base de la potencia = 6.84 \$US/kW-mes (Acuerdo 37-E-2011)

NUEVAS CONSIDERACIONES

- Se modifico la Potencia Máxima Neta de **Borealis** de 12.24 MW a 12.66 MW, a solicitud del PM.
- Se modifico la Potencia Máxima Neta de **Hilcasa** de 6.12 MW a 6.36 MW, a solicitud del PM.
- Se modifico la **Disponibilidad de CASSA** de 40% a 57.88%, a solicitud del PM en carta recibida el 11 de marzo.
- En este ejercicio de cálculo se ha considerado que el contrato de 12.66 MW entre las compañías distribuidoras y CUTUCO (CECAM) es un Contrato Nacional, y
- Se agrego un **contrato ficticio de 10 MW** entre una distribuidora (CAESS) y un Agente de Guatemala, como un Contrato Firme de Importación (CFI) que cumple lo indicado en el apartado 6.10.1 y lo aplicable en el RMER libro I .

Datos de Entrada

Curva de duración de carga



Datos de Entrada- Demanda Prevista

PM	Máximo Retiro Proyectado (MW)	Comercializador	Distribuidor	MW
ABRUZZO	15***	EXCELERGY	CAESS	6.28
ANDA	42.92	EXCELERGY	DELSUR	15.448
B&D	7.54	EXCELERGY	CLESA	0.476
CAESS	422.78**	EXCELERGY	EEO	0.26
CLESA	156.75*	EXCELERGY	DEUSEM	0.012
CONSORCIO	2	EXCELERGY	B&D	0.365
DELSUR	210.49*	AIP	ABRUZZO	12
DEUSEM	26.05*	MERELC	CAESS	0.011
EDESAL	4.707			
EEO	102.47*			
EL ANGEL	0.328			
HANES	8.78			
SICEPASA	8.0			
Total	1,007.82			

**Incluye demanda de Excelergy*

***Incluye demanda de Excelergy y MERELC*

**** Incluye demanda de AIP*

Datos de Entrada - Generación

Generador	TIPO	PMAX	DISP.	PMAX INY	Generador	TIPO	PMAX	DISP.	PMAX INY
15SE	HIDRO	180	92.43	180	BERL-U4	TERMI	8	85.68	8
5NOV	HIDRO	99	98.8	99	BORE-M1-M8	TERMI	12.66	95.13	12.66
CGRA	HIDRO	172.8	94.72	172.8	GCSA-M1-M3	TERMI	3.8	97.32	3.8
GUAJ	HIDRO	19.8	96.69	19.8	HILC-M1-M4	TERMI	6.36	97.29	6.36
ACAJ-M1	TERMI	16	91.51	16	NEPO-GGP	TERMI	140	99.41	140
ACAJ-M2	TERMI	16	93.54	16	SOYA-M1	TERMI	5	79.91	5
ACAJ-M3	TERMI	16	92.09	16	SOYA-M2	TERMI	5	88.35	5
ACAJ-M4	TERMI	16	94.29	16	SOYA-M3	TERMI	5	86.3	5
ACAJ-M5	TERMI	16	92.29	16	TALN-M1	TERMI	16.5	94.1	16.5
ACAJ-M6	TERMI	16	92.45	16	TALN-M2	TERMI	16.5	92.37	16.5
ACAJ-M7	TERMI	16.5	89.57	16.5	TALN-M3	TERMI	16.5	94.79	16.5
ACAJ-M8	TERMI	16.5	89.81	16.5	TALN-M4	TERMI	8.45	90.12	8.45
ACAJ-M9	TERMI	16.5	91.01	16.5	TALN-M5	TERMI	8.45	90.9	8.45
ACAJ-U1	TERMI	28	88.16	28	TALN-M6	TERMI	8.45	88.38	8.45
ACAJ-U2	TERMI	31	85.25	31	TALN-M7	TERMI	8.45	89.66	8.45
ACAJ-U4	TERMI	27	39.07	27	TALN-M8	TERMI	8.45	85.36	8.45
ACAJ-U5	TERMI	64	78.74	64	TALN-M9	TERMI	8.45	91.06	8.45
AHUA-U1	TERMI	25	99.36	25	TEXT-M1	TERMI	3.4	91.77	3.4
AHUA-U2	TERMI	25	98.87	25	TEXT-M2	TERMI	3.4	91.77	3.4
AHUA-U3	TERMI	28	98.99	28	TEXT-M3	TERMI	6.8	91.77	6.8
BERL-U1	TERMI	27.5	99.47	27.5	TEXT-M4	TERMI	6.8	91.77	6.8
BERL-U2	TERMI	27.5	99.27	27.5	TEXT-M5	TERMI	7.1	91.77	7.1
BERL-U3	TERMI	41.3	90.29	41.3	TEXT-M6	TERMI	7.5	91.77	7.5
					TEXT-M7	TERMI	7.5	91.77	7.5

Datos de Entrada – Generación Auto-productores y Cogeneradores

Generador	TIPO	PMAX	DISP.	PMAX INY
LCAB	COGENERADOR	7.76	63.11	7.76
LANG	COGENERADOR	19.171	58.00	19.171
CASSA	COGENERADOR	28	57.88	28
CESSA	AUTOPRODUCTOR	12.6*	32.00	12.6

** No entregó Información. Estimado por UT*

3.3.5 Disposición Transitoria

3.3.5.1 Al inicio de la aplicación de este Reglamento, para efectos de determinación de la capacidad firme, todos los autoprodutores o cogeneradores existentes serán catalogados como generadores nuevos, por lo que aplicará para ellos lo dispuesto en el numeral 3.3.4.

3.3.4 Para el caso de un nuevo autoprodutor o cogenerador que se incorpore al sistema, la Potencia Máxima Neta reconocida será aquel excedente de potencia máxima definido inicialmente por el propietario. Dicho excedente junto con la disponibilidad proyectada deberán ser comunicados a la UT con dos meses de anticipación a la entrada en operación al sistema. Después de transcurridos los primeros doce meses se aplicará la metodología determinada en el numeral 3.3.3 de este Anexo.

Contratos firmes Nacionales

PM_COMPRADOR	PM_VENDEDOR	REF_CONTRATO	MW	TIPO	ORIGEN	DESTINO
CAESS	NEPO	CLP-005-2010	34.602	NAC	ELS	ELS
CLESA	NEPO	CLP-006-2010	13.024	NAC	ELS	ELS
EEO	NEPO	CLP-007-2010	8.956	NAC	ELS	ELS
DEUSEM	NEPO	CLP-008-2010	2.444	NAC	ELS	ELS
CAESS	DUKE	CLP-001-2010	44.740	NAC	ELS	ELS
CLESA	DUKE	CLP-002-2010	16.840	NAC	ELS	ELS
EEO	DUKE	CLP-003-2010	11.580	NAC	ELS	ELS
DEUSEM	DUKE	CLP-004-2010	3.160	NAC	ELS	ELS
DELSUR	NEPO	GPC-20/2010	18.314	NAC	ELS	ELS
DELSUR	DUKE	GPC-22/2010	23.680	NAC	ELS	ELS
CAESS	CUTUCO	CLP-009-2010	5.664	NAC	ELS	ELS
CLESA	CUTUCO	CLP-010-2010	2.132	NAC	ELS	ELS
EEO	CUTUCO	CLP-011-2010	1.466	NAC	ELS	ELS
DEUSEM	CUTUCO	CLP-012-2010	0.400	NAC	ELS	ELS
DELSUR	CUTUCO	GPC-21/2010	2.998	NAC	ELS	ELS
TOTAL CONTRATOS FIRMES			190.00 MW			

El contrato firme de CUTUCO se considera como contrato firme nacional por ser entre PM nacionales. Pero debido a que el suministro de la energía de CUTUCO proviene de Guatemala, de acuerdo al numeral 6.10.3 del ROBCP, la generación de CUTUCO debe de modelarse como generador local, que compite en el mercado nacional en igualdad de condiciones. Y su Potencia firme se multiplica por la disponibilidad de la interconexión.

Tratamiento de los Contratos firmes de importación según ROBCP

PM_COMPRADOR	PM_VENDEDOR	REF_CONTRATO	MW	TIPO	ORIGEN	DESTINO
CAESS	SAN JOSE		10	IMP	GUA	ELS
TOTAL CONTRATOS FIRMES			10.00 MW			

Estas transacciones se manejan de acuerdo al numeral 6.10 "Contratos Firmes de Importación" del ROBCP

6.10.1. Las demandas de PMs nacionales abastecidas durante un período mínimo de doce meses, a través de contratos firmes de importación, se tomarán como inyecciones de dichos PMs, y se incluirán en la distribución de la demanda máxima con una capacidad firme inicial igual al valor de su contrato de conformidad al Anexo 15, siempre y cuando la importación cumpla con los requisitos de contratación firme establecidos en la normativa vigente del MER.

6.10.3. Los contratos de suministro firme de otro país vigentes durante un período mínimo de doce meses se modelan como generadores locales que compiten en el mercado nacional en igualdad de condiciones. Para este caso la potencia firme deberá ser multiplicada por la disponibilidad de las interconexiones con el MER.

SI GI

Características de los contratos firmes, según el RMER

1.3.4 Contratos Firmes

1.3.4.1 Características

- a) En un *Contrato Firme* la parte vendedora se compromete a vender *energía firme* a la parte compradora en el nodo de retiro de la *RTR* designado en el contrato;
- b) La energía vendida en un *Contrato Firme* regional hará parte de las transacciones del *MER* y será considerada como *energía firme* en el país donde se ubica el nodo de retiro de la parte compradora. La energía comprometida en un *Contrato Firme* regional no podrá ser comprometida en un contrato nacional;
- c) Una de las partes de un *Contrato Firme* regional, designada en el contrato, deberá ser el titular de los *derechos de transmisión* entre los respectivos nodos de inyección y retiro del contrato, en el sentido del nodo de inyección hacia el nodo de retiro;
- d) Para establecer los criterios regionales de *energía firme* señalados en el literal (e), la *CRIE* tendrá en cuenta entre otros factores la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales existentes;

Características de los contratos firmes, según el RMER

- e) La cantidad de energía que un *agente del mercado* puede vender o comprar en un *Contrato Firme* estará limitada por:
 - i. La cantidad de *energía firme* autorizada por la entidad reguladora nacional del país donde se encuentra localizada la parte vendedora o compradora, con base en criterios regionales establecidos por la *CRIE*; y por
 - ii. Los *derechos de transmisión*, entre los nodos de inyección y retiro asociados al contrato, en poder de la parte designada en el contrato.
- f) La *CRIE*, en coordinación con el *EOR*, la entidad reguladora y el *OS/OM* de cada país, calculará la cantidad de *energía firme* que puede ser transada en contratos regionales, por períodos de tiempo apropiados para cada país.

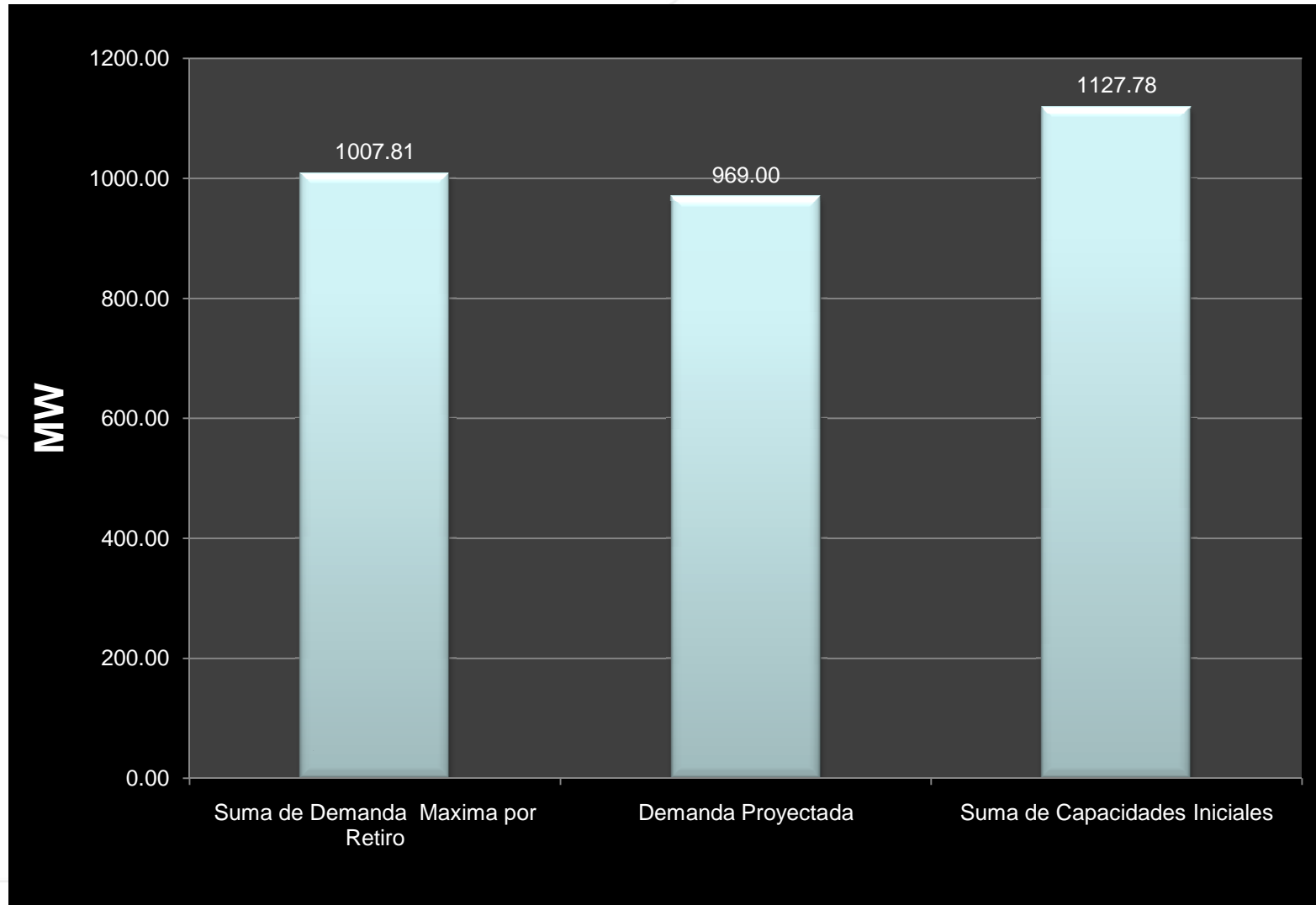
Capacidad firme Inicial

Generador	Capacidad Firme Inicial
GUAJ	14.388
CGRA	123.01
5NOV	73.51
15SE	124.572
ACAJ-M1	14.642
ACAJ-M2	14.966
ACAJ-M3	14.734
ACAJ-M4	15.086
ACAJ-M5	14.766
ACAJ-M6	14.792
ACAJ-M7	14.779
ACAJ-M8	14.819
ACAJ-M9	15.017
ACAJ-U1	24.685
ACAJ-U2	26.427
ACAJ-U4	10.549
ACAJ-U5	50.394
NEPO	139.166
SOYA-M1	3.995
SOYA-M2	4.418
SOYA-M3	4.315
TALN-M1	15.526
TALN-M2	15.241
TALN-M3	15.64
TALN-M4	7.615
TALN-M5	7.681
TALN-M6	7.468
TALN-M7	7.576
TALN-M8	7.213
TALN-M9	7.695

Generador	Capacidad Firme Inicial
TEXT-M1	3.120
TEXT-M2	3.120
TEXT-M3	6.240
TEXT-M4	6.240
TEXT-M5	6.516
TEXT-M6	6.883
TEXT-M7	6.883
BERL-U1	27.354
BERL-U2	27.299
BERL-U3	37.290
BERL-U4	6.854
BORE-M1-M8	12.043
HILC-M1-M4	6.188
GCSA-M1-M3	11.094
AHUA-U1	24.840
AHUA-U2	24.718
AHUA-U3	27.717
LCAB	4.900
LANG	11.120
CASSA	16.206
CESSA	4.030
CECAM	12.531
CAESS IMPORTACION	9.898
Total	1,127.78

De acuerdo al numeral 3.1 del anexo 15, para la Generación Hidroeléctrica la Capacidad firme inicial se determina por Central Hidroeléctrica.

Ajuste Capacidad firme



Demanda Reconocida

Participante del Mercado	Demanda Reconocida (MW)	Contrato Firme Nac. Compra (MW)	Transacción Final (MW)	Pago Mensual (\$)	Pago Anual (\$)
CAESS	400.206	85.006	315.200	2,155,968.00	25,871,616.00
DELSUR	186.785	44.992	141.793	969,864.12	11,638,369.44
CLESA	150.237	31.996	118.241	808,768.44	9,705,221.28
EEO	98.264	22.002	76.262	521,632.08	6,259,584.96
ANDA	41.267	0.000	41.267	282,266.28	3,387,195.36
Excelergy S.	22.841	0.000	22.841	156,232.44	1,874,789.28
DEUSEM	25.035	6.004	19.031	130,172.04	1,562,064.48
AIP	12.000	0.000	12.000	82,080.00	984,960.00
HANES	8.442	0.000	8.442	57,743.28	692,919.36
SICEPASA	7.692	0.000	7.692	52,613.28	631,359.36
B&D	6.884	0.000	6.884	47,086.56	565,038.72
EDESAL	4.526	0.000	4.526	30,957.84	371,494.08
ABRUZZO S.A.	2.572	0.000	2.572	17,592.48	211,109.76
CONS	1.923	0.000	1.923	13,153.32	157,839.84
EL ANGEL	0.315	0.000	0.315	2,154.60	25,855.20
MERELEC	0.011	0.000	0.011	75.24	902.88
TOTAL	969.00	190.00	779.00	5,328,360.00	63,940,320.00

Capacidad Firme Provisoria

Participante del Mercado	Capacidad Firme Provisoria (MW)	Contrato Firme Nac. Venta (MW)	Transacción Final (MW)	Ingreso Mensual (\$)	Ingreso Anual (\$)
CEL	288.248	0.000	288.248	1,971,618.82	23,659,425.85
LAGEO	151.283	0.000	151.283	1,034,778.82	12,417,345.84
DUKE	222.007	100.000	122.007	834,527.03	10,014,324.34
INE	78.752	0.000	78.752	538,662.86	6,463,954.30
NEPO	119.580	77.340	42.240	288,921.18	3,467,054.22
TEXT	33.511	0.000	33.511	229,216.56	2,750,598.67
CASSA	13.925	0.000	13.925	95,245.15	1,142,941.81
BOREALIS	10.348	0.000	10.348	70,779.51	849,354.06
EL ANGEL	9.554	0.000	9.554	65,347.52	784,170.19
GECSA	9.533	0.000	9.533	65,202.35	782,428.24
CAESS	8.504	0.000	8.504	58,169.46	698,033.46
HILCASA	5.316	0.000	5.316	36,364.84	436,378.04
LA CABAÑA	4.208	0.000	4.208	28,781.69	345,380.23
CESSA	3.464	0.000	3.464	23,696.10	284,353.18
CECAM	10.766	12.660	-1.894	-12,951.87	-155,422.44
TOTAL	969.00	190.00	779.00	5,328,360.00	63,940,320.00

De los 10 MW del contrato firme solo se le reconocerá a CAESS, como contraparte nacional 8.504 MW

Cutuco (CECAM) resulta ser comprador de un desvío de capacidad firme, comprando a otros generadores 1.894 MW