

INFORME COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

IMPLEMENTACIÓN ARTICULO 8 DE LA LEY 20.780

BALANCE DEFINITIVO DE COMPENSACIONES

20 de junio de 2022



Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	RESUMEN EJECUTIVO	4
3.	CÁLCULO DE COMPENSACIONES POR PAGO DE IMPUESTOS A EMISIONES	6
3.1.	VALOR UNITARIO DEL IMPUESTO ANUAL (VUI)	8
3.2.	COSTO VARIABLE PROMEDIO ANUAL (CVP)	9
3.3.	COSTO TOTAL UNITARIO (CTU)	9
3.4.	COSTO MARGINAL PROMEDIO PONDERADO (CMGP)	9
3.5.	VALORES A COMPENSAR	11
4.	BALANCE DE COMPENSACIONES	12
ANEXO A.	MODELO CÁLCULO COMPENSACIONES	15
ANEXO B.	PRESENTACIÓN MODELO COMPENSACIONES	16
ANEXO C.	ARCHIVOS CON INPUT DEL MODELO	17
ANEXO D.	DATOS MENSUALES	18
ANEXO E.	CONSOLIDADO ANUAL 2021	19
ANEXO F.	RESULTADOS Y CUADRO DE PAGO 2021	20

1. INTRODUCCIÓN

La Ley N° 20.780, que aprueba la reforma tributaria, publicada en el Diario Oficial el 29 de septiembre de 2014, estableció la existencia de un impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂), producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 [MWt]. Adicionalmente, esta Ley estableció un mecanismo de cálculo y pago de compensaciones para aquellas unidades generadoras cuyo costo total unitario, siendo éste el costo variable considerado en el despacho, adicionado el valor unitario del impuesto, sea mayor o igual al costo marginal.

Posteriormente, en atención a lo dispuesto en la mencionada Ley, la Comisión Nacional de Energía estableció en las Resoluciones Exentas N° 659-2017 y N° 52-2018 (en adelante RE659-2017 y RE52-2018) las disposiciones de carácter técnico para una adecuada implementación del mecanismo compensación antes señalado por parte del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante Coordinador).

En el presente informe el Coordinador informa el Balance Definitivo de Compensaciones, ilustrando la aplicación del citado mecanismo y presentando la información que respalda los cálculos realizados para determinar las compensaciones por pago del impuesto a las emisiones que las empresas generadoras realizaron en abril del presente año. Las respuestas a las observaciones realizadas a la versión preliminar se encuentran publicadas en la plataforma de Mercados.

La sección 3 de este informe explica el cálculo de las variables anuales que son necesarias para efectos de determinar el monto a compensar a cada empresa generadora. Luego, la sección 4 de este informe presenta los resultados de las compensaciones y montos que deben pagar las empresas que efectuaron retiros durante el 2021. El presente informe también contiene anexos con la información sobre el modelo de cálculo implementado, las fuentes de información.

2. RESUMEN EJECUTIVO

El 2021, corresponde al quinto año de aplicación de los impuestos por emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂) según lo establecido en el artículo 8° de la ley 20.780. De este modo, el 4 de mayo de 2022 el Servicio de Impuestos Internos (en adelante SII) entregó a las empresas el valor del impuesto anual a pagar por las emisiones realizadas durante el 2021.

El monto total a pagar corresponde a MM CLP \$ 146.654, de los cuales un 95,7% (MM CLP \$ 140.323) están asociados a pagos realizados por empresas generadoras.

De acuerdo con lo establecido en el artículo antes citado, el impuesto a emisiones no debe ser considerado en la determinación del costo marginal instantáneo de la energía. No obstante, aquellas unidades que cumplan con los requisitos descritos en la normativa vigente deberán recibir una compensación.

En este contexto, el Coordinador aplicó las disposiciones de carácter técnico para la implementación del mecanismo compensación por concepto de pago de impuesto a emisiones establecidas en las Resoluciones Exentas N° 659-2017 y N° 52-2018 de la Comisión Nacional de Energía.

Al respecto, el monto total a compensar asciende a CLP \$ 24.626 MM, lo que equivale a un 17,5% del total de impuesto pagado por las empresas generadoras.

Impuesto MM CLP	\$ 140.323
Compensación MM CLP	\$ 24.626
Porcentaje	17,5%

Tabla 1 Monto de impuesto y compensaciones totales 2021.

De acuerdo con lo establecido en la normativa vigente, esta compensación debe ser pagada por todas las empresas que participan del balance de inyecciones y retiros de energía, a prorrata de la totalidad de sus retiros físicos de energía destinados para abastecer clientes finales durante el correspondiente año calendario. En función de lo anterior, los montos netos a recibir por las empresas generadoras corresponden a un 4,9% del total de impuesto pagado según el siguiente detalle:

Empresa	Monto Neto MM CLP
AES_GENER	111
ANDINA	301
ANGAMOS	365
ANTILHUE	116
BE FORESTALES	71
CARDONES SA	8
COCHRANE	1.807
COLMITO	96
ENGIE	599
GMETROPOLITANA	1.237
GUACOLDA	1.963
HORNITOS	278
LOS_GUINDOS	55
ORAZUL_CHILE	7
SGA	3
SWO	4
TAMAKAYA_ENERGIA	180
Total	7.201

Tabla 2 Montos netos a recibir por compensaciones 2021

3. CÁLCULO DE COMPENSACIONES POR PAGO DE IMPUESTOS A EMISIONES

El Coordinador aplicó las disposiciones de carácter técnico para la implementación del mecanismo compensación por concepto de pago de impuesto a emisiones establecidas en las Resoluciones Exentas N° 659-2017 y N° 52-2018 de la Comisión Nacional de Energía. En este sentido, se identifica que el cálculo de la compensación se divide en dos partes:

- a) Cálculo de la compensación definida en el literal i) del numeral 7 definido en la Resolución Exenta N° 659-2017 (**en adelante “Compensación A”**). Corresponde al producto de la energía neta anual generada por la central o unidad generadora y la diferencia entre el Costo Total Unitario y el Costo Marginal Promedio.

$$Compensación_{Ai} = Máx\{CTU_i - CMgP_i; 0\} \cdot \sum_{h=1}^{NTH2} GNeta_{hi}$$

Donde:

CTU : Es la suma del Costo Variable Promedio Anual y el Valor Unitario del Impuesto Anual de la central o unidad generadora.

CMgP_i : Es el promedio ponderado de los costos marginales en la barra asignada por el balance de transferencias, para cada unidad generadora, y su generación neta de energía.

GNeta_{hi} : Energía neta generada por la central o unidad de generación i, inyectada al sistema eléctrico en la hora h, medido en kilowatt-hora. La energía neta horaria a considerar en este cálculo es aquella que fue considerada en los balances mensuales de transferencias durante el 2021.

NTH2 : Número de Horas en que la central no operó en modo de pruebas ni exportó energía eléctrica.

- b) Cálculo de la compensación definida en el literal iii) del numeral 7 definido en la Resolución Exenta N° 52-2018 (**en adelante “Compensación B”**). Corresponde al producto entre el VUI_i y la energía neta total generada por dicha central en aquellas horas en que por instrucción del Coordinador haya inyectado energía al sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal.

$$Compensación_{Bi} = VUI_i \cdot \sum_{h=1}^{NTH3} GNeta_{hi}$$

NTH3 : Número de Horas en que la central operó por instrucción del Coordinador con un Costo Variable de operación (CV_{hi}) superior al Costo Marginal del sistema ($CMgR_{hi}$) total de horas del correspondiente año. Al respecto, el conjunto de horas NTH3 se determina por aquellas horas en que se registraron compensaciones en los Balances de Transferencias de energía (provocados por operación a mínimo técnico, por SSCC, por AGC y otros).

Los valores de generación de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo C del presente informe. En este mismo anexo se presentan los conjuntos de horas NTH2 y NTH3, junto con el respaldo de información con que fueron determinados. El detalle de la metodología aplicada para obtener los datos se presenta en el Anexo A.

De acuerdo a lo establecido en la misma Resolución Exenta N° 52-2018, la compensación de cada central o unidad generadoras no podrá ser inferior a la Compensación B. Consecuentemente, el valor de compensación de la central o unidad generadora i queda definido por:

$$\text{Compensación } i = \text{Máx}\{\text{Compensación}_{Ai}; \text{Compensación}_{Bi}\}$$

A continuación, se presenta un diagrama que resume el cálculo las compensaciones A y B.

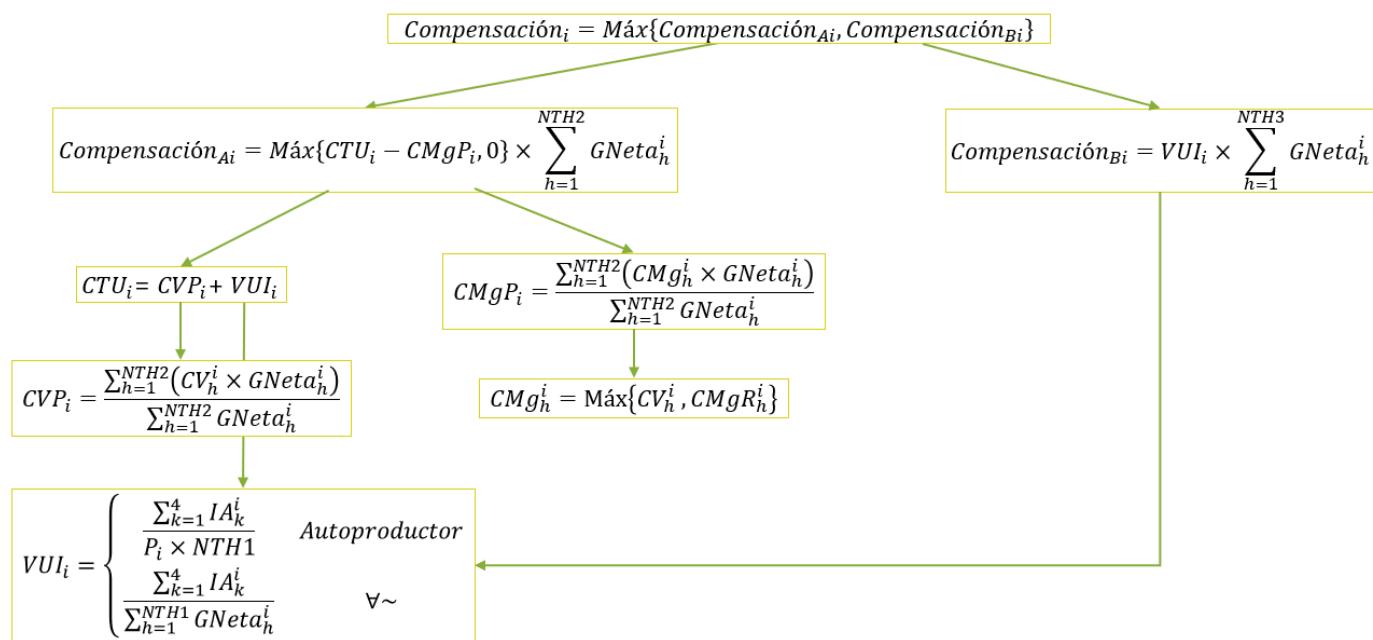


Figura 1 Diagrama calculo compensaciones

Para efectos de determinar el Balance de Compensaciones, el Coordinador determinó el valor de los términos descritos en los diagramas antes presentados. A continuación, se describen las fórmulas del procedimiento.

3.1. Valor Unitario del Impuesto Anual (VUI)

El Valor Unitario del Impuesto Anual (VUI) corresponde a la suma de los impuestos anuales de los distintos contaminantes de la central o unidad generadora del año respectivo, dividido por la energía neta generada por la central o unidad generadora durante el mismo año.

$$VUI_i = \frac{\sum_{k=1}^4 IA_{ki}}{\sum_{h=1}^{NTH1} GNet_{hi}}$$

Donde:

VUI_i : Valor unitario del impuesto a las emisiones de la central o unidad de generación i , medido en pesos por kilowatt-hora.

IA_{ki} : Impuesto anual calculado por el SII, en pesos, para la central o unidad de generación i por concepto de emisiones al aire del contaminante k , de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 8º de la ley 20.780. Los contaminantes {C1, C2, C3, C4} corresponden a {MP, Nox, SO2, CO2}. **Estos valores son aquellos que el SII entregó al Coordinador el 4 mayo de 2022.**

$NTH1$: Número total de horas del correspondiente año.

En el caso de centrales que tengan la calificación de autoprodutores se considera la proporción de energía inyectada al sistema:

$$VUI_i = \alpha_i \frac{\sum_{k=1}^4 IA_{ki}}{\sum_{h=1}^{NTH1} GNet_{hi}} \text{ donde } \alpha_i = \frac{\sum_{h=1}^{NTH1} GNet_{hi}}{Autoconsumo_i + \sum_{h=1}^{NTH1} GNet_{hi}}$$

En caso de no disponer de un sistema de medición que permita distinguir horariamente entre la energía inyectada al sistema y la energía destinada al autoconsumo, entonces se aplicó lo siguiente:

$$VUI_i = \frac{\sum_{k=1}^4 IA_{ki}}{P_i \cdot NTH1}$$

Donde:

P_i : Potencia neta de la central autoprodutora i .

De este modo, los valores de: los Impuestos anuales calculados por el SII son presentados en el Anexo E y los VUI de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo F del presente informe.

3.2. Costo Variable Promedio Anual (CVP)

El Costo Variable Promedio Anual (CVP) corresponde al promedio ponderado de los costos variables de la central o unidad generadora y su generación neta de energía para el año en cuestión.

$$CVP_i = \frac{\sum_{h=1}^{NTH2} (CV_{hi} \cdot GNet_{hi})}{\sum_{h=1}^{NTH2} GNet_{hi}}$$

Donde:

CVP_i : Costo Variable Promedio ponderado de la central o unidad de generación i durante el año calendario, medido en pesos por kilowatt-hora.

CV_{hi} : Costo Variable de operación considerado por el Coordinador para el despacho de la central o unidad de generación i en la hora h , medido en pesos por kilowatt-hora.

De este modo, los valores de los costos variables de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo F del presente informe.

3.3. Costo Total Unitario (CTU)

El Costo Total Unitario (CTU) corresponde a la suma del Costo Variable Promedio Anual y el Valor Unitario del Impuesto Anual de la central o unidad generadora.

$$CTU_i = CVP_i + VUI_i$$

Los valores de los Costos Totales Unitarios de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo F del presente informe.

3.4. Costo Marginal Promedio Ponderado (CMgP)

El Costo Marginal Promedio Ponderado (CMgP) corresponde es el promedio ponderado de los costos marginales en la barra asignada por el balance de transferencias, para cada unidad generadora, y su generación neta de energía.

$$CMgP_i = \frac{\sum_{h=1}^{NTH2} (CMg_{hi} \cdot GNet_{hi})}{\sum_{h=1}^{NTH2} GNet_{hi}}$$

Donde:

$CMgP_i$: Costo Marginal Promedio ponderado de la central o unidad generadora i para el año calendario en su respectiva barra de inyección, medido en pesos por kilowatt-hora.

CMg_{hi} : Costo marginal asociado a la central i en la hora h a considerar en la determinación del Costo Marginal Promedio, quedará determinado por:

$$CMg_{hi} = Máx\{CV_{hi}; CMgR_{hi}\}$$

$CMgR_{hi}$: Costo marginal de la hora h asociado a la barra de inyección de la central i .

Los valores de los costos marginales promedios ponderados de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo F del presente informe.

3.5. Valores a compensar

El Coordinador calculó el valor a compensar a cada empresa como la suma de los valores a compensar de cada una de sus centrales o unidades generadoras, considerando el cálculo de las Compensaciones A y B de cada una de ellas en base a las fórmulas y resultados presentados en las secciones anteriores. A continuación, se presenta una tabla con los valores de impuestos, compensaciones y porcentaje compensado de cada empresa.

Empresa	Impuesto CLP	Compensación CLP	Porcentaje
AES_GENER	20.920.835.739	2.973.575.004	14,2%
ANDINA	3.371.661.784	623.988.139	18,5%
ANGAMOS	9.704.729.184	1.001.762.219	10,3%
ANTILHUE	249.524.276	116.203.376	46,6%
ARAUCO BIO	3.011.307.782	7.619.983	0,3%
BE FORESTALES	1.467.638.076	97.707.321	6,7%
CARDONES SA	15.692.574	8.199.876	52,3%
COCHRANE	12.443.406.334	2.317.160.102	18,6%
COLBUN	19.043.637.597	2.445.152.745	12,8%
COLMITO	177.192.156	95.785.060	54,1%
COMASA	109.130.352	7.711.930	7,1%
EMELDA	2.430.840	778.550	32,0%
ENEL_GENERACION	22.332.624.385	5.448.532.122	24,4%
ENERGIA PACIFICO	73.920.530	3.287.540	4,4%
ENGIE	14.744.030.321	3.565.480.317	24,2%
ENLASA	0	0	-
ENORCHILE	2.660.827	936.020	35,2%
ERSA	3.418.966.666	704.655	0,0%
GMETROPOLITANA	3.348.667.488	1.236.895.830	36,9%
GUACOLDA	18.766.492.470	2.535.972.517	13,5%
HORNITOS	3.588.944.314	733.161.948	20,4%
LOS_GUINDOS	111.817.025	54.971.559	49,2%
NEOMAS	17.068.986	147.534	0,9%
NUEVA ENERGIA	71.209.855	1.413.665	2,0%
ORAZUL_CHILE	15.321.846	6.912.957	45,1%
SGA	118.202.374	31.699.762	26,8%
SWO	4.856.975	4.480.984	92,3%
TAMAKAYA_ENERGIA	2.943.170.899	1.305.556.473	44,4%
Total general	140.075.141.657	24.625.798.187	17,6%

Tabla 3 Compensaciones año calendario 2021

Los valores de las Compensaciones A y B y la determinación de la Compensación preliminar de las centrales o unidades de generación son presentados en el Anexo F del presente informe.

4. BALANCE DE COMPENSACIONES

Los valores por compensar a cada empresa serán pagados por todas las empresas generadoras que participan del balance de inyecciones y retiros de energía, a prorrata de la totalidad de sus retiros físicos de energía destinados a abastecer clientes finales durante el **2021**.

Se usaron los datos de los siguientes balances emitidos

- Enero Definitivo
- Febrero Definitivo
- Marzo Definitivo
- Abril Rel01
- Mayo Definitivo
- Junio Rel01
- Julio Definitivo
- Agosto Definitivo
- Septiembre Definitivo
- Octubre Definitivo
- Noviembre Rel01
- Diciembre Rel01

A continuación, se presenta una tabla con la energía retirada, prorrata y pago de compensaciones.

Empresa	Energía Retirada kWh	Prorrata	Pago CLP
AASA_ENERGIA	2.739.602	0,00%	904.126
ABASTIBLE	3.783.447	0,01%	1.248.616
ACCIONA_ENERGIA	1.172.345.196	1,57%	386.898.247
AELA_GENERACION	472.422.081	0,63%	155.909.092
AES_GENER	8.674.284.854	11,62%	2.862.694.042
AGSA	2.778.687	0,00%	917.024
ALBA	6.880.920	0,01%	2.270.847
ALLIPEN	33.708.538	0,05%	11.124.517
ANDINA	979.540.371	1,31%	323.268.653
ANGAMOS	1.928.893.416	2,58%	636.574.863
ARAUCO BIO	484.337.402	0,65%	159.841.395
ATRIA_ENERGIA	170.476.626	0,23%	56.260.825
BE FORESTALES	79.920.022	0,11%	26.375.266
BESALCO	8.388.855	0,01%	2.768.496
CABO_LEONES	155.186.994	0,21%	51.214.929
CABO_LEONES_II	527.012.034	0,71%	173.924.910
CABO_LEONES_III	77.106.893	0,10%	25.446.875
CAREN	72.766.482	0,10%	24.014.449
CERRO_DOMINADOR_CSP	689.071.014	0,92%	227.407.737

Empresa	Energía Retirada kWh	Prorrata	Pago CLP
CGE_C	396.202	0,00%	130.755
CHUNGUNGO	108.700.512	0,15%	35.873.425
Cinergia Chile SpA	2.481.434	0,00%	818.925
COCHRANE	1.545.815.174	2,07%	510.151.092
COLBUN	9.708.187.463	13,01%	3.203.903.363
COMASA	57.028.267	0,08%	18.820.512
CONDOR_ENERGIA	616.928.054	0,83%	203.599.063
CONEJO_SOLAR	198.524.782	0,27%	65.517.299
COYANCO	4.242.071	0,01%	1.399.971
DUQUECO	25.971.034	0,03%	8.570.980
ECOM_GENERACION	3.035.422	0,00%	1.001.752
EGP_CHILE	462.216.923	0,62%	152.541.178
EL_MORADO	22.885.777	0,03%	7.552.781
EL_PELICANO	203.889.611	0,27%	67.287.803
EMBALSE_ANCOA	13.057.992	0,02%	4.309.408
EMELDA	133.503.403	0,18%	44.058.894
EMOAC	101.066.915	0,14%	33.354.180
ENEL_GENERACION	22.861.634.902	30,64%	7.544.814.026
ENERGIA PACIFICO	47.311.053	0,06%	15.613.629
ENERGIA_LEON	13.442.428	0,02%	4.436.280
ENERGY_ASSET	1.226.922	0,00%	404.910
ENGIE	8.989.335.190	12,05%	2.966.667.192
ENORCHILE	91.580.983	0,12%	30.223.625
ERSA	104.044.525	0,14%	34.336.853
GAS SUR	1.203.786	0,00%	397.274
GM_HOLDINGS	2.500.391.067	3,35%	825.180.949
GR Power Chile SpA	27.744.504	0,04%	9.156.262
GUACOLDA	1.736.163.530	2,33%	572.970.000
HELIO_ATACAMA_TRES	11.506.427	0,02%	3.797.360
HIDROLIRCAY	110.795.079	0,15%	36.564.676
HORNITOS	1.379.702.285	1,85%	455.330.391
HUAJACHE	18.495.257	0,02%	6.103.819
HUEMUL_ENERGIA	839.209.748	1,12%	276.956.635
IMELSA_ENERGIA	472.293.574	0,63%	155.866.682
JAVIERA	40.448.704	0,05%	13.348.912
KDM_ENERGIA	18.145.683	0,02%	5.988.452
LIPIGAS	112.630.844	0,15%	37.170.516
LOS_CURUROS	16.572.561	0,02%	5.469.289
LUZ_DEL_NORTE	119.200.948	0,16%	39.338.787
MARIA_ELENA_SOLAR	169.446.567	0,23%	55.920.884
MONTE REDONDO	183.567.227	0,25%	60.580.995

Empresa	Energía Retirada kWh	Prorrata	Pago CLP
NEOMAS	72.176.865	0,10%	23.819.864
NORACID	21.901.510	0,03%	7.227.953
NORVIND	66.176.220	0,09%	21.839.526
NUEVA ENERGIA	60.380.790	0,08%	19.926.914
NUEVA_ATACAMA	140.873.757	0,19%	46.491.264
ON GROUP	22.220.235	0,03%	7.333.139
OPDENERGY_GENERACION	107.754.505	0,14%	35.561.223
PACIFIC HYDRO	4.725.850	0,01%	1.559.629
PARQUE_EOLICO_LEBU	2.586.856	0,00%	853.716
PEHUENCHE	346.462.611	0,46%	114.339.853
PMGD_PICA_PILOT	16.500.000	0,02%	5.445.342
POZO_ALMONTE_SOLAR_2	18.976.818	0,03%	6.262.744
POZO_ALMONTE_SOLAR_3	40.947.237	0,05%	13.513.438
PUNTILLA	50.063.800	0,07%	16.522.093
PV_SALVADOR	40.412.430	0,05%	13.336.941
RAKI	23.925.357	0,03%	7.895.865
RIO_COLORADO	10.527.147	0,01%	3.474.177
RUCATAYO	501.501.182	0,67%	165.505.799
SAFIRA_ENERGIA_CHILE	36.200.994	0,05%	11.947.079
SAN_JUAN_LAP	319.798.316	0,43%	105.540.082
SANTIAGO_SOLAR	68.657.046	0,09%	22.658.250
SCM	1.482.680	0,00%	489.315
SGA	88.171.573	0,12%	29.098.449
SPVP4	11.444.094	0,02%	3.776.788
TACORA_ENERGY	4.033.087	0,01%	1.331.002
TAMAKAYA_ENERGIA	3.409.193.328	4,57%	1.125.104.558
TECNORED	86.614.395	0,12%	28.584.548
UCUQUER_DOS	1.324.453	0,00%	437.097
WPD_DUQUECO	6.753.553	0,01%	2.228.813
WPD_MALLECO	360.136.677	0,48%	118.852.578
WPD_NEGRETE	61.346.011	0,08%	20.245.457

Tabla 4 Retiros físicos anuales de empresas que participan en el balance de inyecciones y retiros de energía

En función de los datos de las tablas 3 y 4 se determinó el cuadro de pago respectivo, el cual está contenido en el Anexo F.

Anexo A. Modelo cálculo compensaciones

Se adjunta archivo:

Anexo A. Metodología Compensaciones 2021.pdf

Anexo B. Presentación Modelo Compensaciones

Se adjunta archivo:

- Anexo B. Modelo Compensaciones 2021.pdf

Anexo C. Archivos con input del modelo

Se adjuntan archivos:

- Anexo C. Input.zip

Anexo D. Datos mensuales

Se adjunta archivo:

- Anexo D. Mensual.zip

Anexo E. Consolidado Anual 2021

Se adjunta archivo:

- Anexo E. Consolidado Anual Versión Definitivo 2021.xlsm

Anexo F. Resultados y Cuadro de Pago 2021

Se adjunta archivo:

- Anexo F. Resultados y Cuadro de Pago Versión Definitivo 2021.xlsx