



ANALISIS RAZONADO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011

Razón Social: CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
Rut: 99.513.400-4

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS).

En el análisis de cifras e índices se debe considerar que el Estado de Situación Financiera se compara con los saldos al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, al igual que el Estado de Resultados Integrales y el Estado de Flujos de Efectivo.



1.- Análisis de las áreas de negocios.

CGE Distribución es una empresa de servicio público que distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bio-Bío y de la Araucanía abasteciendo directamente a 1.354.777 clientes, con ventas físicas que alcanzaron 6.714 GWh al 31 de diciembre de 2011.

2.- Análisis del Estado de Resultados.

2.1.- Estado de Resultados.

(Cifras en millones de pesos)

	dic-11	dic-10	Var. Dic-11/Dic-10	
			MM\$	%
Ingresos de operación	631.523	605.386	26.137	4,3%
Costos de operación	-621.989	-565.391	-56.598	10,0%
Resultado operacional + depreciación y amortizaciones	9.534	39.994	-30.461	-76,2%
Depreciación y amortizaciones	-13.490	-12.249	-1.242	10,1%
Resultado operacional	-3.957	27.746	-31.703	-114,3%
Gasto financiero neto	-8.933	-8.171	-763	9,3%
Resultado por unidades de reajuste	-7.051	-4.135	-2.916	70,5%
Otros ingresos y egresos	-180	-1.625	1.445	-88,9%
Impuesto a las ganancias	2.423	-1.716	4.139	-241,2%
Resultado de CGED	-17.698	12.098	-29.797	-246,3%

2.2.- Análisis de Resultados.

Los ingresos de operación registraron un alza de un 4,3% explicado por el aumento de la venta de energía, originado fundamentalmente por el crecimiento físico de un 4,1%. Este crecimiento ha sido inferior al esperado debido a menores ingresos reconocidos, asociados a la estabilización de la nueva plataforma tecnológica. A pesar que el incremento de los ingresos resultó inferior a lo esperado, es importante destacar que la recaudación ha tendido a normalizarse significativamente luego de los inconvenientes presentados en el ejercicio anterior, mostrando un crecimiento de 34%.



Además, la provisión efectuada por el efecto de la próxima fijación de precios del sistema de subtransmisión, que tendrá vigencia retroactiva durante todo el año 2011, contribuyó a reducir en \$3.867 millones el resultado operacional. Dicha provisión fue determinada en base al Informe Técnico elaborado por la Comisión Nacional de Energía, en el marco del proceso de determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014 y comunicado con fecha 26 de octubre de 2011. Por otro lado, los ingresos por servicios complementarios presentan un incremento de 47% explicado principalmente por mayores ingresos asociados al pago fuera de plazo y obras a clientes.

Los costos de operación registran un incremento de 10,0%, explicado principalmente por el aumento del costo de compra de energía. Adicional a lo anterior, se registra un aumento puntual en los gastos de administración y operación, asociados a la puesta en marcha de actividades de recuperación de pérdidas administrativas, potenciar el servicio de atención a clientes y a un incremento de la provisión por incobrables.

La depreciación aumentó en un 10,1% explicado principalmente por la retasación de los activos fijos bajo la normativa contable IFRS.

En el resultado no operacional destaca el mayor gasto por unidades de reajuste, explicado por la variación del valor de la Unidad de Fomento (3,91% vs. 2,45%) y su efecto sobre el pasivo financiero.

2.3.- Principales Indicadores.

A continuación se presentan los principales indicadores físicos y financieros.

	Unidad	Dic. 11	Dic. 10	Var.	Var. %
Clientes a fines del período	Nº	1.354.777	1.301.179	53.598	4,1%
Ventas físicas de energía	GWh	6.714	6.447	267	4,1%
Cobertura de gastos financieros	Veces	-0,60	2,37	-2,97	-125,4%
Utilidad por acción	\$	-142	97,2	-239	-246,3%

3.- Análisis del Estado de Situación Financiera.

3.1.- Activos.

(Cifras en millones de pesos)

	Dic. 11	Dic. 10	Var.	Var. %
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4.508	4.262	246	5,8%
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	166.026	201.963	-35.937	-17,8%
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	1.505	229	1.276	556,4%
Inventarios	154	760	-605	-79,7%
Otros activos no financieros	249	210	38	18,3%
Activos por impuestos	2.097	5.677	-3.580	-63,1%
Total Activos Corrientes	174.539	213.101	-38.561	-18,1%



Derechos por cobrar	14.424	15.805	-1.381	-8,7%
Plusvalía	104.740	104.740	0	0,0%
Propiedades, Planta y Equipo	335.938	329.448	6.489	2,0%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	127	165	-38	-23,0%
Propiedad de inversión.	467	0	467	-
Total Activos No Corrientes	455.696	450.158	5.538	1,2%
TOTAL ACTIVOS	630.235	663.259	-33.024	-5,0%

3.2.- Análisis Activos.

Al 31 de diciembre de 2011 los activos totales de la Sociedad, presentan una disminución de \$ 33.024 millones respecto del 31 de diciembre de 2010, de los cuales se debe distinguir:

- Disminución en deudores comerciales corrientes por \$ 35.937 millones producto de una mayor recaudación asociadas a las acciones de cobranzas realizadas.
- Disminución de los activos por impuestos por \$ 3.580 millones debido al menor pago de PPM con respecto a lo pagado a diciembre 2010.
- Aumento de las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por \$ 1.276 millones debido a servicios pendientes de cobro al cierre de los presentes estados financieros.
- Aumento neto de propiedades, plantas y equipos de la Sociedad por \$ 6.489 millones, producto de las inversiones por \$ 23.403 millones, necesarias para cumplir los requerimientos de crecimiento de la demanda de los clientes y la calidad de servicio exigida por la autoridad, compensados parcialmente por las depreciaciones y los retiros.

3.3.- Pasivos y Patrimonio Neto.

(Cifras en millones de pesos)

	Dic. 11	Dic. 10	Var.	Var. %
Pasivos financieros	62.726	56.522	6.204	11,0%
Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	53.439	51.155	2.284	4,5%
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	28.795	43.826	-15.031	-34,3%
Provisiones	1.773	2.130	-357	-16,8%
Otros pasivos no financieros	1.860	1.372	488	35,6%
Total Pasivos Corrientes	148.592	155.004	-6.412	-4,1%
Pasivos financieros	194.819	194.332	487	0,3%
Pasivos por Impuestos Diferidos	3.443	7.066	-3.623	-51,3%
Otros pasivos no financieros	213	1.043	-830	-79,6%
Provisiones por beneficios a los empleados	9.679	11.080	-1.402	-12,6%



Total Pasivos No Corrientes	208.153	213.521	-5.367	-2,5%
TOTAL PASIVOS	356.745	368.525	-11.780	-3,2%
Capital Emitido	190.295	190.295	0	0,0%
Otras Reservas	74.587	78.908	-4.321	-5,5%
Ganancias (pérdidas) acumuladas	8.608	25.531	-16.923	-66,3%
Total Patrimonio Neto	273.490	294.734	-21.244	-7,2%
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO	630.235	663.259	-33.024	-5,0%

3.4.- Análisis Pasivos y Patrimonio Neto.

Al 31 de diciembre de 2011 los pasivos totales y patrimonio neto disminuyeron en \$ 33.024 millones respecto al 31 de diciembre de 2010, es decir -5%, lo cual es explicado principalmente por:

- Aumento de los pasivos financieros corrientes por \$ 6.204 millones, debido principalmente al devengo de intereses de deudas y bonos y al traspaso de deuda del pasivo no corriente al corriente.
- Disminución de los acreedores comerciales por \$ 2.284 millones, debido principalmente a proveedores de energía.
- Disminución de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por \$ 15.031 millones debido a la disminución de la cuenta corriente mercantil con la matriz CGE.
- El patrimonio neto disminuyó en \$ -21.244 millones respecto de diciembre de 2010. Esta variación se explica principalmente por el pago de dividendos, los resultados obtenidos durante el periodo y a la disminución de otras reservas.

3.5.- Principales Indicadores.

A continuación se presentan los principales indicadores financieros.

	Unidad	Dic. 11	Dic. 10
Liquidez corriente	Veces	1,17	1,37
Razón ácida	Veces	1,17	1,37
Rotación cuentas por cobrar	Días	88	111
Deuda / patrimonio	Veces	1,30	1,25
Deuda corto plazo / deuda total	%	41,65	42,06
Deuda Largo plazo / deuda total	%	58,35	57,94
Deuda bancaria / deuda total	%	45,25	42,11



Obligaciones con el público / deuda total	%	20,36	19,55
Rentabilidad del patrimonio	%	-6,23	4,52
Rendimiento de activos operacionales	%	-0,90	6,67

4.- Análisis del Estado de Flujos de Efectivo.

4.1.- Estado de Flujos de Efectivo.

(Cifras en millones de pesos)

	Dic. 11	Dic. 10	Var.	Var. %
Flujo neto por actividades de la operación	54.215	-72.233	126.447	-175,1%
Flujo neto por actividades de financiamiento	-25.535	93.166	-118.701	-127,4%
Flujo neto por actividades de inversión	-28.433	-21.810	-6.623	30,4%
Flujo neto total del período	246	-876	1.123	-128,1%
Saldo inicial de efectivo	4.262	5.138	-876	-17,1%
Saldo final de efectivo	4.508	4.262	246	5,8%

4.1.- Análisis de Flujos de Efectivo.

La Sociedad ha generado durante el período un flujo neto de \$ 246 millones, superior en \$ 1.123 millones con respecto al año anterior, donde se obtuvo un flujo de \$ -876 millones.

Las actividades de la operación generaron una variación neta positiva de \$ 126.447 millones, producto fundamentalmente de una mayor recaudación de deudores por venta de \$ 179.495 millones explicado por la efectividad de las acciones destinadas a recuperar el ritmo de pago de deudores de periodos anteriores. Destaca también un mayor pago a proveedores por \$ 119.654 millones explicado por el aumento de la compra física de energía y el aumento en el precio de la misma.

Las actividades de financiamiento generaron una variación neta negativa de \$ 118.701 millones, originado principalmente por el pago de intereses de deudas financieras y a la disminución del saldo de la cuenta corriente mercantil con la matriz.

Las actividades de inversión generaron una variación neta negativa de \$ 6.623 millones que se explica por la mayor incorporación de activos fijos durante el 2011.

Considerando el saldo inicial de efectivo de \$ 4.262 millones y el flujo neto positivo total del período 2011 de \$ 246 millones, el saldo final de efectivo es de \$ 4.508 millones.



5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Sociedad enfrenta diversos riesgos, inherentes a la actividad que desarrolla en el mercado de la distribución de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

5.1.- Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía.

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica, cuyas principales características de este segmento y factores de riesgos son los siguientes:

5.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de la Sociedad en Chile están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción), en la cual se define un marco regulatorio que restringe el poder discrecional de la autoridad a través del establecimiento de criterios objetivos.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2.000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que con las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

5.1.2.- Mercado de Distribución de Electricidad.

CGE Distribución S.A. distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bio-Bío y de la Araucanía, abasteciendo a 1.354.777 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 6.714 GWh al cierre del período comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre de 2011.



Contratos de Suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la compañía cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2008, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos CGE Distribución S.A. contrató el total del suministro de sus clientes regulados con los generadores: Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A. y Eléctrica Puntilla S.A., acuerdos que cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la compañía por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

Sin perjuicio de lo anterior, mediante la Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011, considerando el retraso en el pago de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia desde el mes de mayo de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en dichos balances, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa, en las mismas condiciones convenidas originalmente con ella, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por CGE Distribución S.A.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE Distribución S.A. mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con los clientes libres.

Demanda:

El crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo si se compara con el de países desarrollados, por lo que las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas.

Mercado de Generación:

En el mes de febrero de 2011, fue promulgado un decreto de racionamiento de energía, con vigencia hasta el 31 de agosto de 2011, la cual fue extendida, en el mes de agosto, hasta el 30 de abril de 2012. En este decreto se disponen medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

En virtud de dicho decreto, en ese mismo mes, el Ministerio de Energía instruyó a las empresas de distribución de energía eléctrica, que sirven en el área del Sistema Interconectado Central, proceder, en coordinación con las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión, a reducir la tensión de suministro en el punto de conexión de sus clientes, afectando con ello los niveles de consumo de sus clientes.



Al respecto, si bien la situación referida está fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, no siendo posible asegurar que ellas no se repitan en el futuro, y por las restricciones de capacidad en los sistemas de transmisión, las condiciones existentes permiten estimar que el riesgo asociado a la aplicación de programas de corte es acotado.

5.1.3.- Precios.

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

Valor Agregado de Distribución:

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por el Ministerio de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, el cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y el Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Este último componente permite a las distribuidoras cubrir sus costos de operación y mantenimiento, comercialización y rentar sobre sus instalaciones.

La determinación del VAD se realiza cada 4 años, a partir del dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, eficientes y adaptadas a la demanda. La rentabilidad agregada de la industria debe encontrarse entre el 6 y el 14% al momento de la determinación del VAD, independiente de la rentabilidad que las empresas puedan alcanzar individualmente.

El Valor Agregado de Distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de



Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía.

Precios de Servicios Asociados al Suministro:

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

Para esos efectos, CNE debe encargarse un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, a partir del cual debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

5.2.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participa CGE DISTRIBUCIÓN, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados cada 4 años, 10% +/- 5% en el resto de los años, Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

5.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD, matriz de CGE DISTRIBUCIÓN, ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.



Actualmente, la Compañía posee un stock de deuda en dólares de US\$ 50 millones, sobre la que ha optado por realizar una cobertura a nivel de flujo de caja a través de contratos de permuta financiera (Cross Currency Swap) con el fin de mantener los flujos de la deuda expresados principalmente en Unidades de Fomento. En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

5.2.2.- Riesgo de variación Unidad de Fomento.

La Compañía mantiene el 71% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso.

5.2.3.- Riesgo de Tasa de Interés.

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

En este sentido, CGE DISTRIBUCIÓN posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 42% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

5.2.4.- Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros.

El riesgo de liquidez en CGE DISTRIBUCIÓN, es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 28% del total. El 72% de la deuda se ha estructurado a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios

5.2.5.- Determinación del valor razonable de instrumentos financieros.

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la empresa al 31 de diciembre de 2011 y diciembre de 2010 y su diferencia respecto al valor libro resultó ser de un -7,43%.



5.2.6.- Riesgo de Crédito.

Las cuentas por cobrar están constituidas principalmente por deudas de energía de clientes residenciales, acorde a una cartera masiva, distribuida geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente.

El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar a vencer refleja que el 76% está concentrado en plazos menores a los 3 meses. Por su parte, el 64% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a un año, mientras que 40% es menor a los tres meses.

5.3.- Control Interno.

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde la matriz del Grupo CGE.

CGE Distribución S.A., a partir de enero de 2010, implementó el sistema de gestión y administración integrado SAP, que persigue obtener mejoras y eficiencias significativas en la gestión. Como parte del proceso de estabilización post-implantación, la Sociedad experimentó problemas operativos en sus sistemas de facturación y consecuentemente adoptó las acciones necesarias para lograr la normalización de sus procesos y procedimientos. Los presentes estados financieros por el período terminado al 31 de diciembre de 2011, incluyen todos los efectos conocidos a la fecha derivados de este proceso de estabilización. Asimismo la Administración estima que las regularizaciones en curso que aún se deban completar, no producirán efectos que puedan afectar de manera significativa la posición financiera de la Sociedad.