

Indicadores Clave:

País:

- En el tercer trimestre del año el IPC acumuló una variación (anualizada) de 2.75% debido principalmente a alzas en los precios de alimentos, combustibles y tarifas eléctricas. A su vez, la inflación de setiembre registró una variación porcentual de 0.16%.
- Entre enero y setiembre de 2014 la tasa de crecimiento anual fue de 2.8%, explicado fundamentalmente por diversos choques de oferta que han afectado la evolución, en particular, de los sectores primarios.
- El tipo de cambio promedio de venta al 30 de setiembre de 2014 fue 2.892 Soles/Dólar, lo que representó una devaluación del Nuevo Sol de 3.47% con relación al tipo de cambio al 31 de diciembre de 2013 (2.795 Soles/Dólar).

Sector:

- La demanda de energía del SEIN al 30 de setiembre de 2014 alcanzó 31,111 GWh (29,485 GWh al 30 de setiembre de 2013), lo que significó un incremento de 5.5%.
- La máxima demanda de potencia en el sistema durante el tercer trimestre 2014 ascendió a 5,677 MW, incrementándose en 5.4% con respecto a la registrada durante el segundo trimestre del año 2013 (5,389 MW).

Acontecimientos Relevantes:

- El 30 de julio de 2014 Endesa recibió una propuesta de adquisición del 100% de las acciones de Endesa Latinoamérica (sociedad que es, a su vez, propietaria de un 40,32% del capital social de Enersis) y del 20,3% de las acciones de Enersis que son propiedad de Endesa; esta propuesta la recibió de Enel, a través de Enel Energy Europe, accionista mayoritario de Endesa, con un 92,06% de su capital social.

En reunión del 17 de setiembre de 2014 el Consejo de Administración de Endesa, acordó aceptar la oferta recibida de Enel y, por tanto: transmitir a Enel Energy Europe la participación del 60,62% de la que Endesa es titular, directa e indirectamente, en el capital social de la sociedad chilena Enersis, S.A., que a su vez es sociedad controladora de Endesa Chile S.A., y cabecera de la actividad en Latinoamérica. Esta decisión fue ratificada en Junta General Extraordinaria realizada el 21 de octubre de 2014.

Las compraventas se realizarán por un importe global de 8.252,9 millones de euros (basado en un precio implícito por acción de Enersis de 215 pesos chilenos, que equivalen a 0,28 euros al tipo de cambio de 10 de setiembre de 2014, una vez descontados los costos de estructura y el pasivo neto de Endesa Latinoamérica por un importe negativo de 144 millones de euros). Asimismo, se aprobó el reparto de un dividendo extraordinario en efectivo a los accionistas de Endesa por un importe bruto equivalente a la contraprestación total que recibirá Endesa por las compraventas.

Esta reorganización societaria del Grupo no generará ningún cambio en la estructura de control de la Compañía, ya que Enersis, Endesa y Enel Energy Europe, son parte del Grupo Enel.

- El 28 de agosto de 2014 Edegel pagó el primer dividendo a cuenta de la utilidad del ejercicio 2014, ascendente a S/. 195.2 millones.
- El 03 de setiembre de 2014 Enersis S.A. (“Enersis”), sociedad organizada y existente de acuerdo a las leyes de Chile, ha adquirido la totalidad de las acciones de las que Inkia Americas Holding Limited era titular indirectamente en Generandes Perú S.A. (“Generandes”), equivalentes al 39,01% de las acciones emitidas por esta última sociedad. A su vez, Generandes es titular del 54.20% de las acciones emitidas por Edegel S.A.A. (“Edegel”)

Análisis de Resultados

1. Ingresos Operacionales

3T 2014	3T 2013	Var S/.	Millones de Soles S/.	A set. 2014	A set. 2013	Var. S/.
269.0	226.5	42.6	Energía	760.7	648.3	112.4
120.7	96.0	24.7	Potencia y Peaje	363.7	293.4	70.3
4.4	4.2	0.2	Otros Ingresos Operacionales	18.2	14.6	3.5
394.1	326.7	67.4	Ingresos Totales	1,142.6	956.3	186.3

En el tercer trimestre del año 2014 los ingresos operacionales ascendieron a S/. 394.1 millones, lo cual constituye un aumento de 20.6% con relación al mismo periodo del 2013, explicado principalmente por los ingresos por **venta de energía** durante dicho período, que ascendieron a S/. 269 millones, aumentando en 19% con respecto al año anterior debido principalmente a la mayor venta de energía a algunos clientes regulados.

En lo que respecta a cifras acumuladas, los ingresos operacionales acumulados ascendieron a S/. 1,142.6 millones, un incremento de 19.5% con relación al cierre a setiembre del año 2013, principalmente explicado por: los mayores ingresos por **venta de energía**, que alcanzaron S/. 760.7 millones, un aumento de 17.3% respecto al acumulado a setiembre del año anterior. Este incremento fue generado por las mayores ventas de energía en el mercado regulado por los contratos licitados de largo plazo y contratos bilaterales suscritos con Electrocentro, Electronoroeste, Electrosureste y Electronorte, los cuales entraron en vigencia en enero de este año.

2. Estadística de la producción y venta de energía

3T 2014	3T 2013	Var %	Producción de Energía (GWh)	A set. 2014	A set. 2013	Var. %
850	834	2%	Generación Hidráulica	2,734	2,662	3%
1,221	1,110	10%	Generación Térmica a Gas	3,352	2,889	16%
-	-	0%	Generación Térmica a Diesel	0	6	-100%
2,071	1,945	6%	Producción Total	6,086	5,557	10%

3T 2014	3T 2013	Var %	Venta de Energía (en GWh)	A set. 2014	A set. 2013	Var. %
916	829	10%	Clientes Libres	2,625	2,443	7%
1,084	947	14%	Clientes regulados	3,290	2,944	12%
97	197	-50%	Venta al mercado spot	314	363	-13%
2,097	1,973	6%	Total de Ventas	6,230	5,750	8%

3. Costo de Ventas (Operacionales)

3T 2014	3T 2013	Var S/.	Millones de Soles S/.	A set. 2014	A set. 2013	Var. S/.
86.5	78.3	8.2	Consumo de gas natural	248.5	201.7	46.9
47.7	48.6	(0.9)	Depreciación y amortización	143.1	143.4	(0.3)
0.0	21.8	(21.8)	Deterioro de maquinaria y equipo	0.0	21.8	(21.8)
52.3	32.7	19.6	Compra de energía, potencia y peaje	141.9	92.1	49.8
10.5	14.6	(4.1)	Servicios prestados por terceros	30.9	31.9	(0.9)
4.8	4.7	0.1	Canon y tributos eléctricos	14.4	13.7	0.7
14.2	11.9	2.2	Cargas diversas de gestión	43.8	28.2	15.6
12.3	11.9	0.4	Compensación por generación adicional y otros	37.4	30.3	7.1
0.0	2.0	(2.0)	Consumo de petróleo	0.1	8.2	(8.2)
11.5	12.8	(1.3)	Otros costos de generación	42.3	41.4	0.9
239.8	239.3	0.5	Total Costo de Ventas	702.5	612.7	89.7

El costo de ventas al 30 de setiembre de 2014 ascendió a S/. 702.5 millones, un incremento de 14.6% con relación al cierre acumulado al 30 de setiembre de 2013, que se explica principalmente por:

- Mayor gasto por Consumo de gas natural (+S/. 46.9 MM) fundamentalmente por un mayor despacho de unidades térmicas a gas, según requerimiento del COES.
- Mayor gasto en Compra de energía, potencia y peaje (+S/.49.8 MM) debido principalmente al mayor consumo de clientes asociado a las mayores ventas; y al mayor gasto por nuevos cargos unitarios asociados al Peaje Principal.
- Mayor gasto por Cargas diversas de gestión (+S/.15.6 MM), principalmente por el cargo en Compensaciones por Seguridad de Suministro y Energías Renovables, para pago a las nuevas centrales de reserva fría (Enersur y Eepsa) y energía renovables.

4. Otros Ingresos operativos

3T 2014	3T 2013	Var S/.	Millones de Soles S/.	A set. 2014	A set. 2013	Var. S/.
1.8	2.4	0.0	Servicios prestados a subsidiaria	6.4	5.9	0.5
0.7	0.6	0.1	Servicios de administración a relacionadas	2.1	1.8	0.3
4.4	21.8	(17.4)	Reembolso por daño material y lucro cesante	26.2	21.8	4.4
1.8	5.8	(4.0)	Otros ingresos	6.3	9.4	(3.2)
8.6	30.6	(21.3)	Ingresos Totales	41.0	38.9	2.0

Al 30 de setiembre de 2014, los otros ingresos operativos ascendieron a S/. 41 millones. Se explica principalmente por el reconocimiento del ingreso por reembolso por daño material y lucro cesante de la unidad TG7 de la central térmica de Santa Rosa.

5. Ingresos financieros

Al cierre acumulado al 30 de setiembre de 2014 los ingresos financieros disminuyeron en S/ 12 millones, debido principalmente a los menores ingresos por dividendos declarados por la asociada Endesa Brasil en abril del 2014.

3T 2014	3T 2013	Var S/.	Millones de Soles S/.	A set. 2014	A set. 2013	Var. S/.
0.0	0.0	0.0	Dividendos declarados por asociada	42.8	55.7	(12.8)
16.6	19.3	(2.8)	Dividendos declarados por subsidiaria	30.9	32.6	(1.7)
0.0	0.0	0.0	Recupero de intereses por contingencias	4.3	0.0	4.3
0.4	1.0	(0.6)	Intereses sobre depósitos bancarios	1.7	3.2	(1.6)
0.0	0.1	(0.1)	Comisión por Fianza Solidaria a subsidiaria	0.0	0.3	(0.3)
0.0	0.0	(0.0)	Otros	0.1	0.1	0.1
17.0	20.5	(3.5)	Total Ingresos Financieros	79.8	91.8	(12.0)

6. Gastos financieros

Al 30 de setiembre de 2014 los gastos financieros disminuyeron en S/. 1.6 millones con relación a los registrados al cierre acumulado al 30 de setiembre del año anterior, lo cual se explica principalmente por el menor pago de intereses por reducción del nivel de deuda financiera.

3T 2014	3T 2013	Var S/.	Millones de Soles S/.	A set. 2014	A set. 2013	Var. S/.
4.6	5.1	(0.5)	Intereses sobre bonos	14.4	16.8	(2.4)
1.6	1.5	0.1	Intereses sobre préstamos bancarios	4.5	4.3	0.2
0.8	0.9	(0.1)	Intereses sobre leasing	2.4	2.8	(0.4)
0.7	0.7	(0.1)	Pérdida por instrumentos financieros derivados	2.0	2.3	(0.3)
0.1	0.1	0.0	Actualización de Contingencia	0.2	0.2	0.0
1.6	0.6	1.1	Otros	2.3	1.0	1.2
9.4	8.9	0.4	Total Gastos Financieros	25.7	27.4	(1.6)

7. Utilidad Neta

Al 30 de setiembre de 2014 Edegel obtuvo una utilidad neta acumulada de S/. 337.1 millones, superior en S/. 41.6 millones (mayor en 14.1%) a la obtenida el año anterior, principalmente por las mayores ventas registradas en el periodo.

3T 2014	3T 2013	Var. S/.	Millones de Soles S/.	A set. 2014	A set. 2013	Var. S/.
402.7	357.2	45.5	Ingresos	1,183.6	995.3	188.4
249.3	250.8	(1.5)	Costos y gastos operacionales	737.2	649.1	88.0
153.4	106.4	47.0	Utilidad operativa	446.5	346.1	100.3
38.1%	29.8%	0.1	Margen Operativo	37.7%	34.8%	0.0
93.1	87.8	5.3	Utilidad Neta	337.1	295.5	41.6

8. Situación Financiera

Liquidez

El índice de liquidez general (activo corriente entre pasivo corriente) ascendió a 1.27 veces con relación al ejercicio anterior (0.99 veces al cierre del año 2013), principalmente por:

- Disminución de las cuentas por pagar comerciales (-S/. 97.2 MM).

Endeudamiento

Al cierre acumulado de 30 de setiembre de 2014 la variación en el endeudamiento se explica principalmente por:

- En setiembre de 2014 la empresa suscribió un financiamiento con Bank of Nova Scotia por US\$ 36 millones y cuyos fondos se utilizaron para capital de trabajo.
- Vencimientos programados de deuda de largo plazo por US\$ 7.6 millones. Asimismo, se cancelaron los bonos correspondientes a la 9° y 4° emisión del Tercer Programa de Bonos de la empresa por un importe total de S/. 48.3 millones.

La estructura de la deuda financiera al 30 de setiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Deuda Financiera

Deuda Financiera	A set-14	A dic-13
(En millones de S/.)		
En moneda local	51	100
En dólares	652	555
Total Deuda	703	655

Estructura de la Deuda

Perfil de deuda	A set-14	A dic-13
En soles S/.	7%	15%
En dólares US\$	93%	85%
Tasa Fija o protegida	54%	67%
Tasa Variable	46%	33%

9. Eventos inciertos y riesgos

La empresa no se encuentra libre de afrontar riesgos e incertidumbres, sea por factores internos o externos. Entre los riesgos e incertidumbres se puede mencionar principalmente el riesgo de la mayor competencia por parte de otros generadores, las condiciones hidrológicas prevalecientes a lo largo del tiempo en las cuencas de las cuales se obtiene los recursos hídricos para operar las centrales hidroeléctricas de Edegel, el riesgo de cambios en la regulación del sector eléctrico, entre otros.

10. Política de Inversiones

La política de inversiones de Edegel, está orientada a mantener la fiabilidad del suministro mediante la inversión en mantenimientos y en proyectos de expansión.

Las inversiones en mantenimiento están orientadas principalmente a las unidades de las centrales térmicas de la empresa.

Los proyectos de expansión están orientados a incrementar la potencia y generación de la compañía. Edegel viene trabajando en los siguientes proyectos:

- Curibamba: evaluación de la construcción de una central hidroeléctrica de 192 MW.

11. Fortalezas y Recursos

Entre las principales fortalezas y recursos de Edegel se puede señalar:

- Generadora con mayor capacidad efectiva en el sistema y la única con unidades térmicas duales (Gas natural y Diesel).
- Adecuada diversificación de la potencia efectiva de la empresa, la cual se encuentra distribuida aproximadamente en 45% de generación en centrales hidroeléctricas y 55% en centrales térmicas a gas natural y diesel; lo cual le permite una participación constante en el despacho de energía eléctrica del sistema tanto en época de estiaje (mayo a octubre), como en el de avenida (noviembre a abril).
- Capacidad de generación a bajos costos marginales.
- Experiencia en el negocio eléctrico y respaldo de su principal accionista, el grupo Enel, principal empresa pública de energía de Italia.