

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)  
Y SUBSIDIARIAS  
(Una institución autónoma del Gobierno de Costa Rica)

Estados Financieros Consolidados

31 de diciembre de 2010  
*(Con cifras correspondientes del 2009)*

(Con el Informe de los Auditores Independientes)



**KPMG, S. A.**  
Edificio KPMG  
Boulevard Multiplaza  
San Rafael de Escazú, Costa Rica

Teléfono (506) 2201-4100  
Fax (506) 2201-4131  
Internet [www.kpmg.co.cr](http://www.kpmg.co.cr)

## Informe de los Auditores Independientes

Al Consejo Directivo

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

y a la Superintendencia General de Valores (SUGEVAL)

Hemos auditado los estados financieros consolidados que se acompañan del Instituto Costarricense de Electricidad y subsidiarias (en adelante “Grupo ICE”), los cuales comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2010, los estados consolidados de ingresos y gastos, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y las notas, las cuales conforman un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa que le son relativas. Estos estados financieros consolidados han sido preparados por la Administración del ICE de acuerdo con los principios de contabilidad contemplados en el Manual de Políticas Contables del ICE y aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica.

### *Responsabilidad de la Administración por los Estados Financieros*

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con los principios de contabilidad contemplados en el Manual de Políticas Contables del ICE y aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica, y por la estructura de control interno que considere necesaria para la preparación de estados financieros que estén libres de errores significativos, debido ya sea a fraude o error.

### *Responsabilidad de los Auditores*

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión acerca de estos estados financieros consolidados con base en nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Esas normas requieren que cumplamos con requisitos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de representaciones erróneas de importancia relativa.

Una auditoría incluye la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría acerca de los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio de los auditores, incluyendo la evaluación de los riesgos de representación errónea de importancia relativa en los estados financieros consolidados, debido ya sea a fraude o error. Al efectuar esas evaluaciones de riesgos, los auditores consideran el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad a fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables hechas por la Administración, así como evaluar la presentación en conjunto de los estados financieros consolidados.



Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para ofrecer una base para nuestra opinión calificada de auditoría.

*Bases para la Opinión Calificada*

Tal y como se indica en la nota 10, al 31 de diciembre de 2010, las “Cuentas por cobrar por servicios prestados”, “Cobro administrativo” y “Cobro judicial”, del Sector Telecomunicaciones, por un monto de ¢39.989 millones, ¢35.499 millones y ¢1.859 millones, respectivamente, para un total de ¢77.347 millones, presentan en sus respectivos registros auxiliares una serie de partidas inusuales. De acuerdo con indagaciones realizadas con la Administración, esas partidas inusuales se originan por errores en los sistemas de información de cuentas por cobrar del Sector Telecomunicaciones, asociados con la no actualización del número de cédula y detalle del nombre de los clientes en los registros auxiliares de las cuentas de mayor indicadas. Debido a que no se nos suministró un registro auxiliar debidamente depurado, que incluyera la corrección de las situaciones indicadas, no nos fue posible efectuar procedimientos alternativos de auditoría para satisfacernos de la exactitud, integridad, existencia y propiedad de los saldos de las cuentas por cobrar mencionadas. Adicionalmente, no se nos suministró un análisis y un reporte de antigüedad de los saldos de esas cuentas por cobrar, que nos permitiera establecer la suficiencia o no del saldo de la estimación para cuentas de cobro dudoso asociado a las cuentas mencionadas, la cual presenta un saldo de ¢27.004 millones al 31 de diciembre del 2010. Por consiguiente no nos pudimos satisfacer de la valuación de los saldos indicados, así como de la suficiencia del saldo de la estimación para cuentas de cobro dudoso mencionada.

Al 31 de diciembre de 2010, los estados financieros consolidados del ICE incluyen dentro del rubro de las cuentas de pasivo a corto plazo, “Ingresos Recibidos por Adelantado – Prepago Móvil” un monto de ¢5.191 millones; sobre el cual no se dispone de un registro auxiliar, que nos permitiera obtener información sobre la composición de los saldos pendientes de consumo; en su lugar se mantiene un reporte histórico a nivel transaccional con el detalle de los movimientos deudores y acreedores. Debido a lo anterior, no nos fue posible efectuar procedimientos de auditoría orientados a establecer la integridad (sobre o subestimación), exactitud y existencia de ese saldo al 31 de diciembre del 2010.

Al 31 de diciembre del 2010, los estados financieros consolidados incluyen dentro del rubro de “pasivo a largo plazo”, depósitos recibidos en garantía por un monto de ¢2.508 millones, en la subsidiaria Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA), sobre los cuales no se nos proporcionó el registro auxiliar. Debido a lo anterior, no nos fue posible efectuar procedimientos de auditoría orientados a establecer la integridad (sobre o subestimación), exactitud y existencia de esos saldos a esa fecha.



### *Opinión Calificada*

En nuestra opinión, excepto por el efecto de los ajustes, si hubiera alguno, de los asuntos mencionados en los párrafos del primero al tercero de la Sección Bases para la Opinión Calificada, los estados financieros consolidados antes mencionados del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y subsidiarias, al 31 de diciembre de 2010 y por el año terminado en esa fecha, están preparados, en todos sus aspectos importantes, de acuerdo con los principios de contabilidad contemplados en el Manual de Políticas Contables del ICE y aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica.

### *Bases de Contabilidad*

Sin modificar nuestra opinión, llamamos la atención a las notas 2 y 3 a los estados financieros consolidados, las cuales describen la base de contabilidad utilizada en su preparación. Los estados financieros consolidados han sido preparados para asistir al Grupo ICE en el cumplimiento con los principios de contabilidad contemplados en el Manual de Políticas Contables del ICE y aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica.

### *Asuntos de Énfasis*

Sin calificar nuestra opinión, llamamos la atención al hecho de que las cifras correspondientes presentadas, excluyendo los ajustes descritos en la nota 26 a los estados financieros consolidados, están basados sobre los estados financieros consolidados del ICE al y por el año terminado el 31 de diciembre del 2009, los cuáles fueron auditados por otros auditores, quienes expresaron una opinión sin salvedades sobre esos estados financieros consolidados en informe de fecha 12 de abril del 2010. Como parte de nuestra auditoría, auditamos los ajustes que se describen en la nota 26 que fueron incluidos para reestructurar esas cifras correspondientes. En nuestra opinión, esos ajustes son apropiados y han sido aplicados apropiadamente.

Sin calificar nuestra opinión, llamamos la atención sobre la nota 4, a los estados financieros consolidados, los cuales incluyen activos en operación y activos intangibles de su subsidiaria Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA), por un valor en libros de ¢7.605 millones y ¢579 millones, respectivamente, para un monto total de ¢8.184 millones, relacionado con el desarrollo del Proyecto JES, el cual presenta un atraso de más de un año en el inicio de operaciones con respecto a la fecha planeada en los estudios técnicos de viabilidad ejecutados, originando una incertidumbre sobre el momento de la puesta en marcha de sus operaciones y sobre su capacidad para la generación de los flujos de efectivo futuros esperados para la recuperación de dicha inversión. Debido a lo anterior, la recuperación de las inversiones mencionadas e incluidas en las cuentas “activos en operación y activos intangibles” al 31 de diciembre del 2010, dependerá de la entrada en operación del Proyecto, de su aceptación por parte del mercado, así como del logro de los planes y proyecciones financieras y de flujos de efectivo definidos por la gerencia para ese Proyecto.

Adicionalmente, y sin calificar nuestra opinión, llamamos también la atención sobre la nota 16 “Diseño y planeamiento de la ejecución”, en la cual se indica que los estados financieros consolidados del ICE al 31 de diciembre de 2010, reflejan un activo por un monto de ¢40.597 (en millones) (¢21.052-en millones-en el 2009) conformado por el valor de aquellos costos incurridos en la fase de inversión (la cual comprende el diseño de las obras, estudios técnicos, económicos y financieros) del Proyecto Hidroeléctrico El Diquís (PHED), que forma parte del Plan de Expansión de Generación Eléctrica Nacional. A la fecha de este informe el ICE no ha obtenido la Licencia Ambiental requerida para el inicio de la construcción de ese proyecto, debido a que aún está en proceso de finalización el estudio de impacto ambiental que debe presentar ante la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA), organismo encargado de la revisión, aprobación y posterior otorgamiento de esa Licencia Ambiental. Adicionalmente, y como se menciona en esa nota, sobre ese proyecto se mantienen dos procesos legales en su contra relacionados con una Acción de Inconstitucionalidad que declara de interés público y de conveniencia nacional el PHED y un Proceso Contencioso Administrativo mediante el cual se reclama, entre otras pretensiones, la titularidad de un inmueble que a esa fecha utilizaba el ICE para las actividades propias del proyecto, ambos interpuestos por la Asociación de Desarrollo Indígena de Térraba (ADIT) en junio de 2008 y mayo de 2011, respectivamente, los cuales y a la fecha de esta opinión, aún están en proceso. Adicionalmente a la declaratoria de interés público y de conveniencia nacional, el Gobierno de Costa Rica creó una Comisión de Coordinación Interinstitucional con la finalidad de colaborar y coordinar el desarrollo de la Zona Sur en el marco del PHED.



24 de agosto de 2011

San José, Costa Rica  
Carlomagno Suñol  
Miembro No. 1868  
Póliza No. R-1153  
Vence el 30/09/2011



Timbre de ¢1.000 de Ley No.6663  
adherido y cancelado en el original

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS  
(San José, Costa Rica)

Balance de situación consolidado  
(En millones de colones)

Al 31 de diciembre de 2010  
(Con cifras correspondientes del 2009)

<u>Activo</u>	<u>Nota</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u> <i>(Reestructurado)</i>
<b>Inmuebles, maquinaria y equipo:</b>			
Activos en operación, costo	4	¢ 1.813.302	1.629.008
Depreciación acumulada activos en operación, costo	4	(640.624)	(529.667)
Activos en operación, revalúo	4	3.220.164	3.258.224
Depreciación acumulada activos en operación, revalúo	4	(1.917.082)	(1.826.371)
Otros activos en operación, costo	5	274.308	213.431
Depreciación acumulada otros activos en operación, costo	5	(137.814)	(109.526)
Otros activos en operación, revalúo	5	81.939	82.037
Depreciación acumulada otros activos en operación, revalúo	5	(53.326)	(52.227)
Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero, costo	6	27.550	-
Depreciación acumulada otros activos en operación bajo arrendamiento financiero - costo	6	(307)	-
Obras en construcción	7	752.360	523.007
Material en tránsito para inversión	7	100.119	156.546
Inventarios - inversión	7	136.028	103.531
Total inmuebles, maquinaria y equipo, neto		<u>3.656.617</u>	<u>3.447.993</u>
<b>Activo a largo plazo:</b>			
Inversiones a largo plazo	8	10.434	4.978
Efectos por cobrar	10	285	359
Cuenta por cobrar		3	-
Total activo a largo plazo		<u>10.722</u>	<u>5.337</u>
<b>Activo circulante:</b>			
Bancos	9	5.899	8.691
Inversiones transitorias	12	172.879	93.766
Valoración de inversiones	12	1.439	419
Fondos de uso restringido	13	17.317	8.625
Cuentas por cobrar por servicios prestados	10	85.529	98.234
Cuentas por cobrar no comerciales	10	98.911	73.546
Estimación para incobrables	10	(36.531)	(34.346)
Cuentas a cobrar institucionales		5.543	4.614
Efectos por cobrar	10	4.818	4.380
Inventarios - operación	11	67.212	47.062
Estimación para valuación de existencias en almacenes	11	(5.159)	(2.219)
Material y equipo en custodia	11	7.083	297
Material en tránsito para operación		5.971	13.155
Gastos prepagados	14	23.405	3.381
Total activo circulante		<u>454.316</u>	<u>319.605</u>
<b>Otros activos:</b>			
Activos no operativos, costo	17	39.397	28.447
Depreciación acumulada activos no operativos, costo	17	(253)	(68)
Activos no operativos, revalúo	17	12.251	2.822
Depreciación acumulada activos no operativos, revalúo	17	(5.520)	(98)
Contratos por servicios	15	95.246	70.637
Diseño y planeamiento de la ejecución	16	64.777	44.834
Centros de servicios técnicos		883	2.976
Partidas amortizables	20	7.455	14.224
Absorción de partidas amortizables	20	(2.237)	(8.270)
Activos intangibles	18	41.419	25.693
Absorción activos intangibles	18	(18.980)	(11.213)
Garantías recibidas en valores		4.560	3.844
Valoración de instrumentos financieros		4.793	-
Fondo de garantía y ahorro (fondo restringido)	19	128.961	113.479
Transferencia al fondo de garantías y ahorro		1.167	2.194
Inventarios en operación		7.017	7.128
Total otros activos		<u>380.936</u>	<u>296.629</u>
		<u>¢ 4.502.591</u>	<u>4.069.564</u>

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS  
(San José, Costa Rica)

Balance de situación consolidado  
(En millones de colones)

Al 31 de diciembre de 2010  
(Con cifras correspondientes del 2009)

<u>Pasivo y Patrimonio</u>	<u>Nota</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u> <i>(Reestructurado)</i>
<b>Pasivo a largo plazo:</b>			
Títulos valores por pagar	21	¢ 373.539	208.364
Efectos por pagar	22	672.161	640.249
Depósitos recibidos en garantía		61.818	66.809
Cuentas por pagar	23	6.845	8.152
Total pasivo a largo plazo		<u>1.114.363</u>	<u>923.574</u>
<b>Pasivo a circulante:</b>			
Títulos valores por pagar	21	6.000	-
Efectos por pagar	22	129.350	38.029
Cuentas por pagar	23	100.204	110.393
Gastos financieros acumulados por pagar		12.930	11.969
Ingresos recibidos por adelantado		11.391	10.796
Depósitos de particulares		6.064	5.109
Provisiones legales	25	1.000	756
Gastos acumulados obligaciones patronales	24	36.752	33.466
Total pasivo a corto plazo		<u>303.691</u>	<u>210.518</u>
<b>Otros pasivos:</b>			
Valoración de instrumentos financieros		13.387	8.830
Cuentas por pagar		-	1.035
Provisiones legales	25	33.636	29.551
Fondo restringido de garantía y ahorro	19	128.961	113.479
Otros		2	-
Total otros pasivos		<u>175.986</u>	<u>152.895</u>
<b>Patrimonio:</b>			
Capital aportado		45.678	45.224
Reserva de desarrollo		1.387.132	1.147.835
Reserva por revaluación de activos		1.334.460	1.460.966
Resultado de la valoración de instrumentos financieros		(11.843)	(8.412)
Reserva legal		8.522	8.069
Reserva para desarrollo de proyectos		71	71
Reserva para desarrollos forestales		651	691
Utilidades restringidas por capitalización de acciones en subsidiaria		62.380	62.380
Utilidades retenidas		77.329	61.929
Interés minoritario		4.171	3.824
Total patrimonio e interés minoritario		<u>2.908.551</u>	<u>2.782.577</u>
		<u>¢ 4.502.591</u>	<u>4.069.564</u>
Cuentas de orden	27	<u>¢ 185.868</u>	<u>168.065</u>

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

  
Alejandro Soto Zúñiga  
Gerente General

  
Jesús Orozco Delgado  
Jefe División Planificación Financiera

  
Lizbeth Hernández Castillo  
Coordinadora Proceso Gestión Contable

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS  
(San José, Costa Rica)

Estado consolidado de ingresos y gastos  
(En millones de colones)

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2010  
(Con cifras correspondientes del 2009)

	Nota	2010	2009 (Reestructurado)
Ingresos de operación:	28		
Servicios electricidad		¢ 604.734	582.177
Servicios telecomunicaciones		489.200	424.182
Servicios institucionales		1.434	3.413
Total ingresos de operación		<u>1.095.368</u>	<u>1.009.772</u>
Costos de operación:			
Operación y mantenimiento	29	228.738	206.862
Operación y mantenimiento de equipos bajo arrendamiento	30	144.854	109.619
Depreciación de activos en operación		228.717	216.425
Compras y servicios complementarios	31	93.770	100.615
Gestión productiva		73.320	72.677
Total costos de operación		<u>769.399</u>	<u>706.198</u>
Excedente bruto		<u>325.969</u>	<u>303.574</u>
Gastos de operación:			
Administrativos	32	87.553	77.914
Comercialización	33	137.228	93.721
Estudios preliminares		20.283	19.797
Estudios de pre-inversión	34	4.013	3.398
Complementarios	35	2.999	6.582
Total gastos de operación		<u>252.076</u>	<u>201.412</u>
Excedente de operación		<u>73.893</u>	<u>102.162</u>
Otros productos:	36		
Ingresos financieros		14.849	7.370
Fluctuaciones cambiarias		129.421	9.263
Otros ingresos		81.514	24.115
Total otros productos		<u>225.784</u>	<u>40.748</u>
Otros gastos:	36		
Intereses		43.300	33.564
Comisiones		2.254	1.828
Fluctuaciones cambiarias		38.635	23.568
Otros gastos		76.354	14.429
Total otros gastos		<u>160.543</u>	<u>73.389</u>
Excedente antes de impuestos e interés minoritario		<u>139.134</u>	<u>69.521</u>
Impuestos e interés minoritario:			
Impuesto sobre la renta		-	(334)
Interés minoritario		(118)	(78)
Excedente neto		¢ <u>139.016</u>	<u>69.109</u>

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

  
Alejandro Soto Zúñiga  
Gerente General

  
Jesús Orozco Delgado  
Jefe División Planificación Financiera

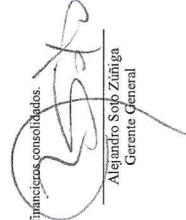
  
Lizbeth Hernández Castillo  
Coordinadora Proceso Gestión Contable

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS  
(San José, Costa Rica)

Estado de cambios en el patrimonio consolidado  
Por el año terminado al 31 de diciembre de 2010  
(Con cifras correspondientes del 2009)  
(En millones de colones)

Nota	Capital aportado	Reserva por revaluación de activos	Resultado de la valoración de instrumentos financieros	Reserva de desarrollo	Reserva legal	Reserva para desarrollo de proyectos	Reserva para desarrollo forestales	Utilidades por capitalizaciones de acciones en subsidiarias	Utilidades retenidas	Interés minoritario	Patrimonio, neto
26	42.895	1.584.616	(14.354)	973.087	7.594	71	681	62.380	41.472	3.601	2.702.043
		(2.300)		2.474					6.288		6.462
	42.895	1.582.316	(14.354)	975.561	7.594	71	681	62.380	47.760	3.601	2.708.505
26		(6.105)		(3.937)					584		(9.458)
	2.348										2.348
		1.820									1.820
				479					(479)		
				341							341
							10				10
				64.500					5.936		70.436
		(111.370)		111.370							
		(8.318)							8.318		
		2.633									2.633
			5.574								5.574
			368								368
	(19)	(10)		(4)					(190)	223	
	45.224	1.460.966	(8.412)	1.147.835	8.069	71	691	62.380	61.929	3.824	2.782.577
	45.224	1.469.371	(8.412)	1.149.298	8.069	71	691	62.380	55.057	3.824	2.788.573
26		(2.300)		2.474					6.288		6.462
		(6.105)		(2.900)					873		(8.132)
				(1.037)					(289)		(1.326)
26		1.460.966	(8.412)	1.147.835	8.069	71	691	62.380	61.929	3.824	2.782.577
	458										458
		(7.278)									(7.278)
				459					(459)		
		(3.736)		(2.732)			(40)		528		(5.960)
				133.949					133		93
									5.185		139.134
									(653)		
		(107.547)		107.547							
		(10.824)							10.824		
		2.958									2.958
			(4.451)								(4.451)
			1.020								1.020
	(4)	(79)		(6)					(258)	347	
	45.678	1.334.460	(11.843)	1.387.137	8.322	71	651	62.380	77.329	4.171	2.908.551

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

  
Alejandro Sofía Zúñiga  
Gerente General

  
Jesús Orozco Delgado  
Jefe División Planificación Financiera

  
Elizabeth Fernández Castillo  
Coordinadora Proceso Gestioni Comtable

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS  
(San José, Costa Rica)

Estado de flujos de efectivo consolidado

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2010

(Con cifras correspondientes del 2009)

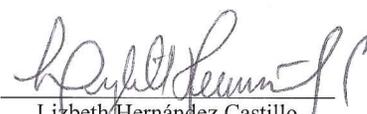
(En millones de colones)

	<u>2010</u>	<u>2009</u> (Reestructurado)
Fuentes (usos) de efectivo:		
Actividades de operación:		
Excedente neto	¢ 139.016	69.109
Partidas aplicadas a resultados que no requieren (proveen) efectivo:		
Depreciación	261.169	225.717
Provisiones legales	27.008	5.416
Gastos acumulados obligaciones patronales	67.293	58.424
Estimación para incobrables	4.226	3.928
Estimación para valuación de existencias en almacenes	3.982	2.155
Absorción partidas amortizables e intangibles	7.935	5.883
Fluctuaciones cambiarias	(85.243)	11.678
Valoración de instrumentos financieros	(4.688)	-
Ajustes a períodos anteriores	-	13.113
Interés minoritario	118	78
Efectivo provisto por las operaciones	281.800	326.392
Efectivo provisto por (usado para) cambios en:		
Inversiones transitorias comprometidas	1.213	26.333
Efectos y cuentas por cobrar	(15.997)	(37.727)
Inventario en operación	(20.987)	(2.622)
Otros activos	(44.254)	(37.750)
Cuentas por pagar	(12.530)	12.069
Depósitos recibidos en garantía	(4.992)	11.053
Otros pasivos	(80.197)	(51.402)
Efectivo provisto por las actividades de operación	243.072	315.455
Actividades de financiamiento:		
Aumento en títulos valores por pagar	191.941	129.340
Amortización en títulos valores por pagar	(93)	(2)
Aumento en efectos por pagar	426.297	141.117
Amortización de efectos por pagar	(238.496)	(62.354)
Aumento de reservas forestales	-	10
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	379.649	208.111
Actividades de inversión:		
Aumento en inversiones a largo plazo	(5.456)	(503)
Adiciones en inmuebles, maquinaria y equipo	(483.314)	(424.940)
Aumento en otros activos	(47.657)	(40.799)
Efectivo neto usado por las actividades de inversión	(536.427)	(466.242)
Aumento en el efectivo y equivalentes de efectivos	86.294	57.324
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	106.755	49.431
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	¢ 193.049	106.755

Las notas son parte integral de los estados financieros consolidados.

  
Alejandro Soto Zúñiga  
Gerente General

  
Jesús Orozco Delgado  
Jefe División Planificación Financiera

  
Lizbeth Hernández Castillo  
Coordinadora Proceso Gestión Contable

# INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

31 de diciembre de 2010  
(Con las cifras correspondientes del 2009)

## **Nota 1. Entidad que reporta**

El Instituto Costarricense de Electricidad y Subsidiarias (en adelante “el Grupo ICE”) es una entidad autónoma del Estado Costarricense, constituida mediante el Decreto - Ley N° 449 del 8 de abril de 1949 y la Ley 3226 del 28 de octubre de 1963. Su domicilio comercial se ubica en Sabana Norte, distrito Mata Redonda de la ciudad de San José.

Su actividad principal es el desarrollo de fuentes productoras de energía existentes en el país y la prestación de servicios de electricidad, así como la prestación de servicios de telefonía (básica, fija y móvil) y servicios de internet.

Tales actividades se encuentran reguladas por la Contraloría General de la República, la Superintendencia General de Valores (SUGEVAL), la Bolsa Nacional de Valores de Costa Rica, S.A., la Ley Reguladora de Mercado de Valores, la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL) y la Superintendencia de Pensiones (SUPEN).

Una parte importante de esas actividades las ha financiado con recursos financieros provenientes de acreedores bancarios, así como de la emisión y colocación de títulos de deuda (Bonos) en el mercado local, internacional y a través de la Bolsa Nacional de Valores de Costa Rica.

El Grupo ICE, es un grupo de empresas estatales, está integrado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE, última entidad controladora) y sus subsidiarias Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (C.N.F.L.), Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA) y Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A. (CRICRSA).

### **Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A**

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (la Compañía, CNFL) es una sociedad anónima constituida bajo la ley número 21 del 8 de abril de 1941 denominada “Contrato Eléctrico”, modificada por la ley número 4977 el 19 de mayo de 1972 y vigente hasta el 8 de agosto de año 2008. Por ello está sujeta a las regulaciones establecidas por la Contraloría General de la República (CGR) y los artículos 57 y 94 de la Ley 8131 Administración y Presupuestos Públicos, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y bajo el marco de la Ley General de Control Interno y la Ley Contra la Corrupción y el Enriquecimiento Ilícito, entre otros.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

El principal objetivo es brindar servicios eléctricos en el mercado nacional.

**Radiográfica Costarricense, S.A.**

Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA), es una sociedad anónima mixta constituida el 27 de julio de 1964 bajo las leyes de la República de Costa Rica, propiedad del Instituto Costarricense de Electricidad y de Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A. (participación proporcional de 50%). Creada mediante Ley 3293 del 18 de junio de 1964. Se encuentra regulada por las disposiciones de los decretos ejecutivos No. 7927-H y No. 14666-H del 12 de enero de 1978 y 9 de mayo de 1983, respectivamente, del Código Civil y el Código de Comercio.

Los principales objetivos de su creación son la explotación de los servicios de telecomunicaciones en Costa Rica, conectividad nacional e internet, conectividad internacional de transmisión de datos y video, servicios de información, data center y otros.

**Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A.**

Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A. (CRICRSA) fue constituida mediante Ley 47 del 25 de julio de 1921. El objetivo principal es la explotación de la concesión referente a comunicaciones inalámbricas. Actualmente, la Compañía no cuenta con funcionarios ni empleados, ya que el Grupo ICE le proporciona los servicios contables y administrativos.

Constitución del Capital

De conformidad con su Ley Constitutiva (artículo 16), el capital del ICE está constituido de la manera siguiente:

- a) Por el producto de las rentas nacionales que la ley destine y otorgue al ICE.
- b) Por los derechos que el Estado adquirió de la Municipalidad de San José en el Contrato del Tranvía.
- c) Por cualquier otro bien del Estado que se transfiera al ICE.
- d) Por los recursos hidráulicos del país que hayan sido o que sean declarados Reservas Nacionales y por la utilidades acumuladas por cualquiera de estos conceptos.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

El Instituto Costarricense de Electricidad está conformado por tres sectores:



**Nota 2. Bases de preparación**

(a) Declaración de cumplimiento

Los estados financieros consolidados adjuntos fueron preparados de conformidad con aquellos principios de contabilidad contemplados en el Manual de Políticas Contables del ICE, aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica; ente Rector del Subsistema de Contabilidad Nacional. Este marco normativo considera el marco conceptual incluido en los Principios de Contabilidad aplicables al Sector Público Costarricense. Así como el uso supletorio de las Normas Internacionales de la Información Financiera (NIIF's). Esta supletoriedad queda supeditada al cumplimiento de lo siguiente:

- A que la supletoriedad de la norma se de por excepción, o sea que esta situación no es regular o habitual.
- Sí y sólo sí se indica expresamente en el Manual de Políticas Contables del ICE. Es decir que su aplicación procede únicamente si ese manual contempla explícita y específicamente la NIIF que procede utilizar.

De acuerdo con los decretos emitidos por la Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda y las Leyes vigentes, el ICE puede utilizar los Principios de Contabilidad aplicables al Sector Público Costarricense, establecidos en el Decreto Ejecutivo 34460-H del 14 de febrero del 2008, o el marco normativo que ha venido aplicando, esto hasta el 31 de diciembre del 2013, año de transición hacia las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) por parte del ICE.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Adicionalmente, en el Decreto Ejecutivo #35616H, emitido por la Contabilidad Nacional y publicado en el Diario Oficial la Gaceta N.234 del 02 de diciembre del 2009, en el artículo 8, transitorio III, se establece:

“Hasta tanto no se implementen definitivamente las Normas Internacionales de Información Financiera, cada una de las Empresas Públicas incluidas en el alcance del presente Decreto bajo la función de Rectoría de la Contabilidad Nacional, deberán seguir aplicando los Principios de Contabilidad Aplicables al Sector Público Costarricense, establecidos en el Decreto Ejecutivo 34460H del 14 de febrero del 2008 o el marco normativo que vengan aplicando”.

Tal y como lo ha establecido el Grupo ICE, en materia de normativa contable, la práctica común es que la supletoriedad se establezca expresamente en la norma, de forma detallada, indicando la jerarquía de las fuentes normativas contables aplicables a la materia regulada a que se debe acudir en el caso que existan aspectos no previstos en el Manual de Políticas Contables del ICE.

Los estados financieros consolidados fueron autorizados para su emisión por el Consejo Directivo el 24 de agosto de 2011.

(b) Bases de medición

La base de medición que se utiliza para el registro inicial de las transacciones es el costo histórico según Decreto 34460-H del 14 de febrero del 2008, sin embargo, a la fecha de emisión de los estados financieros consolidados adjuntos, algunas partidas se valorarán utilizando otras bases de medición según se detalle en el Manual de Políticas Contables del ICE.

(c) Moneda funcional y de presentación

Los registros de contabilidad del Grupo ICE, así como los estados financieros consolidados y sus notas se expresan en colones costarricenses (¢), la unidad monetaria de la República de Costa Rica y moneda funcional del Grupo ICE.

Toda la información financiera contenida en este documento es presentada en millones de colones, excepto indicación contraria en algunas notas a los estados financieros consolidados, que hace referencia a la moneda de origen de las transacciones.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

(d) Uso de estimaciones y juicios

La preparación de los estados financieros consolidados adjuntos, de acuerdo con el Manual de Políticas Contables del ICE y aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica, requiere que la Gerencia realice juicios, estimaciones o supuestos que afectan la aplicación de las políticas y montos de los activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones contables y los supuestos relevantes son revisados sobre una base recurrente. Los cambios que se deriven de nueva información o nuevos acontecimientos, se ajustan afectando los resultados del período en el cual la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado, o el patrimonio del Grupo ICE, en función de la cuenta que se afecte.

**Nota 3. Políticas y directrices contables significativas**

Las políticas de contabilidad que se describen a continuación, contempladas en el Manual de Políticas Contables del ICE, han sido aplicadas en forma consistente en los períodos presentados en estos estados financieros consolidados y por todas las entidades que conforman el Grupo ICE.

(a) Políticas de consolidación

(i) Subsidiarias

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y las de sus subsidiarias, las cuentas se detallan a continuación:

<b>Subsidiarias:</b>	<b>País</b>	<b>Porcentaje de participación al 31 de diciembre de</b>	
		<b>2010</b>	<b>2009</b>
Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL)	Costa Rica	98,6%	98,6%
Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A. (CRICSA)	Costa Rica	100%	100%
Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA)	Costa Rica	100%	100%

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Las subsidiarias son entidades controladas por el Instituto Costarricense de Electricidad (casa matriz). Los estados financieros de las subsidiarias son incluidos en los estados financieros consolidados desde la fecha en que comienza el control hasta la fecha de término de este. Las políticas contables de las subsidiarias han sido cambiadas cuando ha sido necesario para uniformarlas con las políticas adoptadas por el Grupo ICE.

(ii) Transacciones eliminadas en el proceso de consolidación

Todos los saldos y transacciones y cualquier ingreso o gasto no realizado derivado de transacciones entre las entidades del Grupo ICE han sido eliminadas en el proceso de preparación de los estados financieros consolidados.

(iii) Período contable

El período contable del Grupo ICE inicia el 01 de enero y concluye el 31 de diciembre de cada año, al final del cual se hace el proceso de cierre anual.

(iv) Criterios de reconocimiento

Se reconocen en los estados financieros consolidados, aquellas partidas que cumplan los criterios siguientes:

- Sea probable que cualquier beneficio económico asociado con la partida llegue a, o salga del Grupo ICE.
- Que la partida tenga un costo o valor que pueda ser medido con fiabilidad.

En los estados financieros se registran las transacciones de acuerdo con la base de acumulación o devengo, mediante la cual los efectos de las transacciones y demás sucesos se reconocen cuando ocurren y no cuando se recibe o paga dinero u otro equivalente al efectivo.

Todas las transacciones y eventos deben registrarse en los libros contables, bajo los criterios de oportunidad y orden cronológico en los estados financieros de los períodos a los que corresponden.

(v) Transacciones en moneda extranjera

Durante el transcurso del periodo, todas las transacciones en moneda extranjera que realice el ICE, son traducidas a la moneda funcional, utilizando el tipo de cambio del colón costarricense con respecto al US dólar vigente al cierre del período anual inmediatamente anterior. Sin embargo, al cierre del periodo anual en curso, los saldos derivados de esas transacciones en moneda extranjera en existencia en ese momento, se convierten a colones utilizando el tipo de cambio vigente a esa fecha, definido por el Banco Central de Costa Rica.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Las subsidiarias registran las transacciones en moneda extranjera al tipo de cambio vigente del día de la transacción. Al determinar la situación financiera y los resultados de sus operaciones se valúan y ajustan sus activos y pasivos denominados en monedas extranjeras al tipo de cambio vigente a la fecha de dicha determinación y valuación. Las diferencias cambiarias resultantes de la aplicación de este procedimiento se reconocen en los resultados del período en que ocurren.

(vi) Cambios en políticas contables, estimaciones contables y errores en periodos anteriores

Los cambios en las políticas contables deberán ajustarse afectando los saldos iniciales de las cuentas patrimoniales, salvo y en la medida que fuera impracticable determinar los efectos del cambio en cada período específico o el efecto acumulado.

Los cambios en las estimaciones contables que se deriven de información nueva o acontecimientos nuevos, deberán ser ajustados afectando los resultados del período o patrimonio en función de la cuenta que se afecte.

La corrección de errores relacionados a saldos o transacciones de períodos anteriores, deberán ajustarse afectando los saldos iniciales de las cuentas patrimoniales.

Para efectos de comparabilidad de estados financieros consolidados, los cambios en las políticas contables y la corrección de errores a periodos anteriores se aplicarán retrospectivamente:

- (i) Reexpresando los saldos iniciales de la reserva de desarrollo para el ejercicio anterior más antiguo.
- (ii) Reexpresando los saldos de periodos anteriores, como si la política se hubiera aplicado siempre, o el error no se hubiera cometido nunca; salvo y en la medida en que fuera impracticable determinar los efectos en cada ejercicio o bien carezcan de importancia relativa.

(b) Políticas para inmuebles, maquinaria y equipo

Activos en operación y otros activos en operación

(i) Reconocimiento y medición

Como inmuebles, maquinaria y equipo se registran los bienes controlados y de naturaleza permanente, que se emplean en la operación del negocio, y sobre los cuales no se tiene intención de vender.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

El Grupo ICE registra como activos en operación los bienes tangibles e intangibles, empleados en la producción y suministro de los servicios de electricidad y telecomunicaciones, y que se esperan utilizar por más de un período contable.

Como otros activos en operación se registran aquellos bienes empleados en actividades que contribuyen en la función administrativa u operativa, y que se espera utilizar por más de un período contable.

Los activos en operación y otros activos en operación se registran al costo de adquisición o construcción, más cualquier otro costo directamente relacionado y necesario, para tener el activo en lugar y condiciones que permitan su funcionamiento.

Se consideran costos posteriores a la adquisición o construcción de un activo y por tanto capitalizables, aquellas adiciones, mejoras o adaptaciones y reconstrucciones que cumplan con el criterio de reconocimiento para inmuebles, maquinaria y equipo, siempre y cuando no se consideren como costos de mantenimiento diario o recurrente.

Los costos por intereses son capitalizados si están directamente relacionados con la adquisición, construcción o producción de activos calificados. La capitalización de los costos por intereses inicia cuando el activo se encuentra en proceso y puede continuar hasta que el activo se encuentre sustancialmente preparado para su uso esperado.

La reconstrucción de un activo se registra como sigue:

- Si la reconstrucción es prácticamente total, el activo se registra como uno nuevo y se retirará el anterior.
- Si la reconstrucción es total y se aprovechan partes del activo anterior, éstas deben aumentar el costo del activo nuevo.
- Si la reconstrucción es parcial, debe realizarse el retiro contable de la parte sustituida y capitalizar la reconstrucción.

Los repuestos asociados a activos en operación y el equipo de sustitución, se consideran como activos en operación, siempre que se espere utilizarlos durante más de un período contable, puedan ser usados solo con un determinado elemento de los activos en operación o que su uso se produzca de manera irregular.

Los retiros parciales o totales de un activo en operación y de otros activos en operación, deben disminuir tanto las cuentas de costo, como las de costo revaluado y sus respectivas depreciaciones acumuladas.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Al sustituir un componente de un activo en operación, éste debe ser dado de baja y reconocerse en los resultados del periodo. Si el mismo posee capacidad de servicio debe incorporarse al almacén o trasladarse al activo productivo en que se incorpore.

Se incluyen como activos en operación los costos incurridos por el Grupo ICE en la adquisición de la participación de uso en cables submarinos, y por el uso de infraestructuras de fibra óptica submarina para la transmisión de telecomunicaciones. La participación de uso en los cables submarinos se amortiza en la vigencia del contrato de uso, a partir de la fecha de inicio de operaciones de tales infraestructuras.

Depreciación

Los activos en operación y otros activos en operación, con excepción de los terrenos se deprecian por el método de línea recta a partir del momento en que se encuentren en la ubicación y condiciones necesarias para su operación, con base en la vida útil estimada de los activos que los conforman. Sin embargo, se podrán plantear otros métodos de depreciación que reflejen fielmente el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuros incorporados a los activos en operación. El valor de revaluación de un activo se deprecia en el remanente de la vida útil de los activos respectivos a partir de la fecha de su registro y por el método de línea recta.

Las áreas técnicas definidas por los sectores y subsidiarias, establecen las vidas útiles y valores residuales para cada tipo de activo y sus respectivos componentes significativos.

Las adiciones, mejoras o reconstrucciones deben ser valoradas por las áreas técnicas competentes del Grupo ICE, para determinar si éstas aumentan la vida útil del activo en operación y los otros activos en operación, con el propósito de replantear el cálculo de la depreciación.

El Grupo ICE registra como “depreciación acumulada activos en operación” y “depreciación acumulada otros activos en operación” la distribución sistemática del importe depreciable del costo de los activos en operación que posee la entidad.

El importe depreciable de los activos en operación y los otros activos en operación estará constituido por el costo de adquisición o construcción más cualquier costo incidental, menos el valor residual establecido para cada tipo de activo, en los casos que lo requieran.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Los repuestos importantes y el equipo de sustitución, se deprecian en la misma vida útil del elemento con el que están relacionados.

Revaluación de activos

Los saldos de los activos en operación y de otros activos en operación y sus respectivas depreciaciones acumuladas con corte al 31 de diciembre del año anterior, se revalúan anualmente utilizando índices establecidos por el Grupo ICE para cada tipo y componente significativo del activo. Si las variaciones en los valores resultantes de esas revaluaciones son insignificantes, tales revaluaciones frecuentes se consideran innecesarias y no se registran, o se realizan cada tres o cinco años. La revaluación se realiza a partir del segundo período contable según su fecha de registro, utilizando cuentas independientes de costo revaluado y depreciación acumulada revaluada.

El índice de revaluación mencionado es determinado como resultado de una fórmula que considera entre otros: el índice de precios externos de los Estados Unidos de Norteamérica (Bureau of Labor Cost Trend), el índice de precios al consumidor de Costa Rica, según sean compras exteriores o locales, así como los tipos de cambio del año anterior y del año actual.

El crédito resultante de esas revaluaciones se registra en la sección patrimonial como “reserva para revaluación de activo”. Cuando se reduce el importe en libros como consecuencia de una revaluación, tal disminución será cargada directamente al patrimonio neto contra la reserva para revaluación de activos reconocida previamente en relación con el mismo activo en la medida que tal disminución no exceda el saldo de la cuenta de reserva para revaluación de activos previamente reconocida.

Los otros activos en operación cuya vida útil sea igual o inferior a cinco años y su valor tienda normalmente a la baja, no se revalúan.

Si se revalúa un elemento de otros activos en operación, deben revaluarse también todos aquellos de similar naturaleza y en uso en las operaciones de la entidad.

Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero

Los otros activos en operación bajo arrendamiento financiero se clasifican como arrendamiento financiero de acuerdo con lo establecido contractualmente, tanto para efectos financieros como fiscales.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Se registran como otros activos en operación bajo arrendamiento financiero, los bienes que por medio de un contrato de arrendamiento se empleen en actividades que contribuyen en la función administrativa, y que se espera utilizar por más de un período contable.

Al inicio del plazo del arrendamiento se registra en el balance de situación el importe contratado del bien arrendado, tanto en el activo como en el pasivo.

Cada una de las cuotas del arrendamiento se divide en dos partes, la amortización del bien y la carga financiera establecida en el contrato vinculada a una tasa de interés constante durante el plazo del mismo.

Tales activos se deprecian por el método de línea recta a partir del momento en que se encuentren en la ubicación y condiciones necesarias para su operación, con base en su vida útil estimada. Sin embargo, se pueden plantear otros métodos de depreciación que reflejen fielmente el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuros incorporados a los otros activos en operación bajo arrendamiento financiero.

Obras en construcción

Los bienes que se encuentren en proceso constructivo y que se esperan utilizar en la producción y suministro de los servicios de electricidad y telecomunicaciones, se registran como “obras en construcción” u “otras obras en construcción”, dependiendo de la complejidad, cuantía u otros factores.

Se registran como “otras obras en construcción” aquellos bienes que se encuentren en proceso constructivo y que se esperan incorporar en los activos operativos y utilizar en actividades administrativas o de apoyo en la prestación de servicios.

Las obras en proceso constructivo se registran al costo de construcción (precio de adquisición de materiales, partes, etc.) más cualquier otro costo relacionado con su desarrollo; siempre que puedan ser identificados y medidos con suficiente fiabilidad.

Los costos por intereses y comisiones derivados de préstamos plenamente identificados con la adquisición y construcción de activos deben capitalizarse al costo de éstos, únicamente durante la ejecución de la obra.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

El Grupo ICE inicia la capitalización de los costos por préstamos como parte de los costos de un activo en la fecha de inicio. La fecha de inicio para la capitalización es aquella en la que se cumple por primera vez todas y cada una de las siguientes condiciones:

- incurre en desembolsos en relación con el activo;
- incurre en costos por préstamos; y
- lleva a cabo las actividades necesarias para preparar al activo para el uso al que está destinado.

Los costos por intereses dejan de capitalizarse para reconocerse como gastos del período, durante el tiempo en el que se interrumpa el desarrollo de las actividades de construcción, si éste se extiende de manera significativa, o cuando el activo en construcción entre en operación.

Los costos en que incurren las áreas de apoyo y soporte técnico de los segmentos de la entidad, relacionados directamente con la construcción y medidos con suficiente fiabilidad, pero que no sean susceptibles de ser asignados directamente a las obras, serán acumulados como “costos de gestión productiva para obras en construcción”.

Los “costos de gestión productiva para obras en construcción” deben distribuirse mensualmente entre las obras que se encuentren en las etapas de diseño y planeamiento de la ejecución, o construcción, cuando así corresponda.

Los costos que se acumulen en la etapa previa de “diseño y planeamiento de ejecución”, se deben trasladar – cuando así proceda – a “obras en construcción”, una vez emitida la respectiva autorización de trabajo.

La capitalización parcial o total de las obras en construcción, debe realizarse cuando el activo se encuentre en las condiciones necesarias para su uso.

Si se decide no continuar con una obra en construcción, debe ajustarse la cuenta de obra en construcción abierta y pasar los costos acumulados como un gasto del período; en tanto no puedan ser trasladados al almacén o no sean recuperables.

Material en tránsito para inversión

Se registra como “material en tránsito para inversión” el costo de los materiales y equipos para inversión solicitados a proveedores mediante orden de compra.

Los materiales en tránsito para inversión, solicitados a proveedores, se deben registrar por el monto establecido en la orden de compra más los costos incidentales necesarios para su adquisición.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Los costos financieros, directamente atribuibles a la adquisición de bienes y servicios se incluyen como costos de los mismos, durante el periodo transcurrido entre la emisión de la orden de compra y la recepción de estos.

El material en tránsito se liquida total o parcialmente una vez incorporados a los almacenes de la entidad o sean entregados a terceros.

Inventarios – inversión

Se registra como “inventarios - inversión” el costo de aquellos bienes físicos en existencia y que serán utilizados en la construcción de los activos productivos.

Los métodos que se utilizan para valuar los inventarios de inversión son identificación específica por lotes y el costo promedio móvil. El método de identificación específica por lotes permite relacionar cada uno de los artículos con la compra específica que le dio origen. El segundo método aplica sobre aquellos materiales que por sus dimensiones no sean susceptibles de ser controlados por lote, así como los materiales que por su volumen y método de almacenamiento no es posible identificarlos con las diferentes partidas de compra.

El Grupo ICE registra como parte de sus inventarios los costos de adquisición de los bienes más cualquier costo incidental necesario para darle su condición y ubicación actuales.

Los inventarios - inversión se disminuyen al utilizarse en la construcción de obras, o cuando se retiren por obsolescencia, deterioro o faltantes en los almacenes.

Deterioro de activos

La política de deterioro de activos del ICE está orientada únicamente al reconocimiento de deterioros físicos que pueden afectar sus activos, ocasionado por causas fortuitas. Ese deterioro se reconoce en resultados del año.

(c) Políticas para inversiones y cuentas a cobrar a largo plazoInversiones a largo plazo

Se registra como inversiones a largo plazo, el costo de los instrumentos financieros adquiridos con la finalidad de poseer participación o control en empresas afines, en procura de desarrollar las actividades de energía y telecomunicaciones.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Las inversiones en acciones de empresas diferentes a las subsidiarias, independientemente del porcentaje de participación, se registran al costo de adquisición.

Las inversiones a largo plazo se liquidan al desapropiarse.

Inversiones financieras a largo plazo

Se registran como inversiones financieras a largo plazo, los instrumentos financieros (certificados de depósito a largo plazo, bonos, bonos de deuda externa, entre otros) sustentados en un documento y que excedan un periodo contable.

Las inversiones financieras a largo plazo se registran por el valor facial del documento, el cual representa el monto que el deudor debe cancelar en el plazo y condiciones estipuladas.

Las inversiones financieras a largo plazo deben liquidarse en el momento en que se extingan los derechos.

Efectos por cobrar a largo plazo

Se registran como efectos por cobrar a largo plazo, los créditos concedidos a terceros, sustentados en un documento y que excedan un periodo contable.

Los efectos por cobrar a largo plazo se registran por el valor facial del documento, el cual representa el monto que el deudor debe cancelar en el plazo y condiciones estipuladas y se mantienen registrados a ese valor durante su vigencia hasta que son recuperados.

Los efectos por cobrar a largo plazo deben liquidarse en el momento en que se extingan los derechos o cuando se transfieran.

El Grupo ICE reclasifica como activo circulante la porción de los efectos por cobrar que se espera recuperar en el transcurso del siguiente año.

(d) Políticas para el activo circulante

Bancos

Se registran como bancos, las transacciones que afecten el numerario nacional y extranjero depositados en cuentas corrientes en entidades financieras, tanto públicas como privadas, nacionales o extranjeras; y que se utiliza en las operaciones de la entidad.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Las cuentas de bancos se registran por su valor nominal.

En esa partida de bancos deben registrarse aquellos componentes sobre los cuales no existan restricciones formales respecto a su disponibilidad.

Inversiones transitorias

Se registran como inversiones transitorias, el costo de los instrumentos financieros adquiridos, provenientes de los excedentes temporales de efectivo.

Las inversiones transitorias mantenidas al vencimiento se valúan a su valor nominal y aquellas disponibles para la venta a su valor razonable. El saldo de las mismas, se muestra en el balance de situación.

Se registran las inversiones transitorias en disponibles para la venta y mantenidas hasta el vencimiento, dependiendo de la intención de mantenerlas o no hasta su vencimiento y se cuenta con la capacidad financiera para hacerlo.

Esas inversiones se clasifican en comprometidas y no comprometidas, dependiendo de si éstas representan avales, garantías, recompras, u otro tipo de responsabilidades.

Las inversiones transitorias se liquidan en el momento en que los fondos se transfieran o utilicen.

Valoración de inversiones transitorias

La valuación de las inversiones que se designen en el momento de reconocimiento inicial como disponibles para la venta, se realiza mediante un vector de precios, utilizado como referencia el vector establecido por la compañía Proveedor Integral de Precios Centroamérica (PIPICA). De esa forma se determina el valor de mercado de tales inversiones el cual se compara con el valor de la inversión inicial. La ganancia o pérdida obtenida de esa valoración indicada se registra contra la cuenta patrimonial de resultado de la valoración de instrumentos financieros, hasta el momento en que el mismo sea dado de baja.

Cuando se liquide o sea dada de baja la inversión en títulos valores disponibles para la venta, se reconoce la ganancia o la pérdida acumulada reconocida previamente, en el patrimonio al resultados del período.

Se registran las valoraciones de las inversiones al menos una vez al mes, de forma que se tenga un indicador de venta y valores razonables sobre las mismas.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

El efecto de las variaciones de tipo de cambio sobre el valor de las inversiones transitorias expresadas en moneda extranjera, se registra en el patrimonio (cuenta resultado de la valoración de instrumentos financieros).

Se dejarán de registrar las valoraciones, en el caso de que las inversiones venzan, se negocien o bien sean reclasificadas de inversiones disponibles para la venta a mantenidas hasta el vencimiento.

Fondos de uso restringido

Se registran como fondos de uso restringido, aquellos recursos financieros con limitaciones respecto de su disponibilidad, recibidos como garantía por los servicios pendientes de prestar al Grupo ICE.

Los fondos de uso restringido se registran a su valor nominal, y se liquidan en el momento en que tales recursos se devuelvan a los garantes.

Cuentas por cobrar

Se registran como cuentas por cobrar - servicios prestados, los derechos exigibles a los clientes, originados en la prestación de servicios de electricidad y telecomunicaciones y que no excedan un periodo contable.

Se registran como cuentas por cobrar no comerciales, los derechos exigibles a terceros, originados en procesos de cobro administrativo o judicial y en transacciones diferentes a la prestación normal de los servicios del Grupo ICE.

Las cuentas por cobrar - servicios prestados y cuentas por cobrar no comerciales se registran por el valor exigible del documento –factura, acuerdo, contrato o ley - que ampare la transacción, el cual muestra el monto adeudado, plazo y condiciones estipuladas, dependiendo del tipo de servicio. El saldo de las mismas, se presenta en el balance de situación consolidado a su costo amortizado.

Las cuentas por cobrar y pagar recíprocas entre el Grupo ICE y un tercero, deben registrarse como transacciones independientes, pero son objeto de compensación si existe conveniencia entre las partes, derecho legal de compensación y se tiene la intención de liquidar la cantidad neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

Las cuentas por cobrar - servicios prestados se liquidan en el momento en que se haga efectivo el derecho, o ante incumplimiento de pago, se trasladen a cobro administrativo.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Las cuentas por cobrar no comerciales se liquidan en el momento en que se haga efectivo el derecho, o se absorban por incumplimiento de pago.

Estimación para incobrables

Se registra como estimación para incobrables, el resultado obtenido mensualmente de la aplicación de factores o porcentajes sobre la facturación mensual de las cuentas por cobrar por servicios prestados del Sector Telecomunicaciones; en el Sector Electricidad se aplican dichos factores sobre el monto neto entre débitos y créditos de las cuentas por cobrar por servicios eléctricos. En el caso de otros adeudos no comerciales una suma fija, con el fin de cubrir la incobrabilidad eventual de estos derechos.

Se registran como incobrables los saldos de clientes inferiores o iguales a ¢15.000 (quince mil colones exactos) para el Sector Eléctrico y ¢25.000 (veinticinco mil colones exactos) para el Sector Telecomunicaciones, una vez agotada la gestión de cobro administrativo, los superiores a éstos y hasta ¢100.000 (cien mil colones exactos) se mantendrán por dos años en los registros auxiliares de las cuentas de cobro judicial; transcurrido éste período se registran de oficio a la estimación para incobrables. Los montos mayores a ¢100.000 (cien mil colones exactos) se mantienen en el registro auxiliar correspondiente hasta que se reciba la declaratoria de incobrable por la División Jurídica Institucional o Área de Cobro Administrativo y Judicial.

El monto de estimación para incobrables se revisa periódicamente para garantizar la cobertura de la eventual incobrabilidad.

Cuando una cuenta por cobrar se declare incobrable, la estimación para incobrables debe disminuirse por el monto no recuperable.

Cuentas institucionales

Se registra como cuentas por cobrar y por pagar institucionales los derechos u obligaciones generados por la prestación de servicios al Sistema 9-1-1. Ese registro se realiza con base en el valor exigible del documento que soporta la transacción.

Efectos por cobrar

Se registran como efectos por cobrar, los créditos concedidos a terceros, sustentados en un documento y con vigencia menor o igual a un año.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Los efectos por cobrar se registran por el valor facial del documento, el cual representa el monto que el deudor debe cancelar al Grupo ICE en el plazo y condiciones estipuladas.

Los efectos por cobrar deben liquidarse en el momento en que se extingan los derechos, que se consideren como incobrables o se transfiera el activo.

Inventarios – operación

En la cuenta “inventario – operación” se registra el costo de los bienes físicos que posee el Grupo ICE en sus almacenes, con el propósito de utilizarlos en las actividades inherentes a la operación y mantenimiento de los activos productivos, así como para fines administrativos o de gestión.

Los métodos que se utilizan en el ICE para valuar los inventarios de operación son identificación específica por lotes y el costo promedio móvil. El método de identificación específica por lote permite relacionar cada uno de los artículos en inventario con la compra específica que le dio origen. El segundo método aplica a los materiales que por sus dimensiones no sean susceptibles de ser controlados por lote y a los materiales que por su volumen y método de almacenamiento no permita identificar las diferentes partidas de compra. Se registra como parte de los inventarios, los costos de adquisición del bien más cualquier costo incidental necesario para darle su condición y ubicación actuales.

Los inventarios - operación se disminuyen al utilizarse o retirarse por obsolescencia, deterioro o faltantes en los almacenes.

Se registra como estimación para valuación de inventario – operación, el monto previsto para cubrir posibles pérdidas, originadas en la obsolescencia, deterioro y faltantes de existencias en almacenes.

Tal estimación debe disminuirse cuando una partida de inventario se declare obsoleta, deteriorada o exista un faltante de inventario.

El monto de esa estimación debe revisarse periódicamente para garantizar la cobertura de la eventual obsolescencia, deterioro o faltante.

Se registra como material y equipo en custodia, el costo de bienes físicos, destinados a la venta, que deben ser controlados durante su permanencia fuera del almacén.

El material y equipo en custodia se liquidan en el momento en que se realice la venta o devolución a los almacenes.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*Material en tránsito para operación

Se registra como material en tránsito para operación, el costo de los materiales y equipos para operación, solicitados a proveedores mediante orden de compra.

Los materiales en tránsito para operación solicitados a proveedores, se deben registrar por el monto establecido en la orden de compra más los costos incidentales necesarios para su adquisición.

Los costos financieros, excepto las fluctuaciones cambiarias, directamente atribuibles a la adquisición de bienes y servicios se incluyen como costos de los mismos, durante el periodo transcurrido entre la emisión de la orden de compra y la recepción de estos.

El material en tránsito se liquida contra las cuentas de inventarios (operación) una vez emitido el respectivo “certificado de recibo de materiales”.

Gastos prepagados

Se registran como gastos prepagados, el costo de las erogaciones efectuadas por la recepción futura de bienes o servicios, en virtud de los contratos suscritos.

Los gastos prepagados se registran al costo de adquisición.

Los gastos prepagados se amortizan conforme al consumo de los beneficios económicos futuros, derivados del aprovechamiento o consumo de los derechos pagados.

(e) Políticas para otros activosContratos por servicios

Se registran como contratos por servicios, el costo de servicios de construcción de obras y servicios técnicos brindados por el ICE a terceros.

Esos contratos se registran al costo de ejecución, más cualquier otro relacionado con su desarrollo; siempre que puedan ser identificados y medidos con suficiente fiabilidad. Aquellos costos acumulados e incurridos en la etapa de “diseño y planeamiento de ejecución”, se incorporan en el valor de contratos por servicios, siempre que así se estipule en el contrato.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

La liquidación de los contratos por servicios con terceros, se realiza por avance de obra, por entrega de sub obras o totalmente al entregarse el bien o servicio, según lo estipulado en el contrato.

Cuando sea probable que los costos totales del contrato excedan los montos estipulados, la diferencia resultante se reconoce como gasto del periodo; excepto aquellas partidas que se espera generen beneficios económicos futuros y por tanto satisfagan las condiciones para su reconocimiento como activo, las cuales se liquidan y trasladan a la cuenta partidas amortizables y se absorben durante el plazo del contrato, siempre y cuando el beneficio sea demostrado técnica y financieramente por parte del área responsable.

Diseño y planeamiento de ejecución

Se registra como diseño y planeamiento de ejecución, aquellos costos previos a la construcción de proyectos u obras, y que forman parte de fase de inversión. Esos costos incluyen el diseño básico y final de las obras, así como los estudios técnicos, económicos y financieros de las mismas.

Esos costos de diseño y planeamiento, se registran al costo de ejecución, más cualquier otro relacionado con su desarrollo; siempre que puedan ser identificados y medidos con suficiente fiabilidad. Los costos financieros no son capitalizados en esta etapa.

Los saldos acumulados en la cuenta de diseño y planeamiento de la ejecución, para obras propiedad del ICE, se liquidan y trasladan a la cuenta obras en construcción, o se reconocen como gastos del período si la obra no se ejecuta, o se prevé que no generará beneficios económicos futuros.

Centros de servicio técnico-inversión

Se registran como centros de servicio técnicos-inversión aquellos costos en que incurren las unidades técnicas especializadas, en la prestación de servicios a terceros.

Los centros de servicios técnicos registran sus operaciones al costo incurrido en la prestación del servicio.

Los centros de servicios técnicos, al prestar servicios externos, aplican parcial o totalmente sus costos a las cuentas indicadas en las órdenes de servicio vigentes, de conformidad a su probabilidad de recuperación.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)Inversión en contratos de reforestación

La subsidiaria RACSA registra como inversión en contratos forestales las sumas pagadas para la adquisición de derechos como copropietarios de plantaciones dedicadas a la reforestación. Se capitalizan como parte de la inversión todos los desembolsos incurridos y asociados con los desarrollos forestales. El valor de esta inversión se amortiza conforme los ingresos de explotación se vayan realizando. La firma de estos contratos le permite a RACSA la participación en una proporción de los ingresos netos que genere su explotación futura.

Activos no operativos(i) Reconocimiento y medición

Se registran como activos no operativos:

- los bienes empleados en actividades diferentes a la operación normal de la entidad.
- aquellos que se destinan a la prestación futura de servicios de electricidad y telecomunicaciones y que se esperan utilizar por más de un periodo contable.
- los activos cedidos o adquiridos para ser usados por terceros;
- los activos operativos que eventualmente se encuentren fuera de servicio, durante un período de tiempo significativo y que representen una cuantía relativamente importante en relación con el inmueble, maquinaria y equipo.

Esos activos no operativos se registran al costo de adquisición o construcción, más cualquier otro costo directamente relacionado y necesario para tener el activo en el lugar y condiciones que permitan su funcionamiento.

Se consideran costos posteriores a la adquisición o construcción de un activo y por tanto capitalizables, las adiciones, mejoras o adaptaciones y reconstrucciones, siempre que los mismos no se consideren como mantenimiento recurrente.

Se registra la reconstrucción de un activo no operativo de la siguiente forma:

- Si la reconstrucción es prácticamente total, se registra el activo como uno nuevo y se retirará el anterior.
- Si la reconstrucción es total y se aprovechan partes del activo anterior, éstas deben aumentar el costo del activo nuevo.
- Si la reconstrucción es parcial, debe realizarse el retiro contable de la parte sustituida y capitalizar la reconstrucción.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)**(ii) Depreciación*

Los activos no operativos –con excepción de los terrenos y derechos de paso- se deprecian por el método de línea recta a partir del momento en que se encuentren en la ubicación y condiciones necesarias para su operación, con base en su vida útil estimada. Sin embargo, se pueden plantear otros métodos de depreciación que reflejen fielmente el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuros incorporados a los activos no operativos.

La revaluación se deprecia en el remanente de la vida útil de los activos respectivos a partir de la fecha de su registro por el método de línea recta.

Las áreas técnicas definidas por los Sectores y subsidiarias, establecen las vidas útiles y valores residuales para cada tipo de activo.

Las adiciones, mejoras o reconstrucciones deben ser valoradas por las áreas técnicas competentes del Grupo ICE, para determinar si éstas aumentan la vida útil del activo no operativo a efecto de replantear el cálculo de la depreciación.

Se registran como “depreciación acumulada- activos no operativos” la distribución sistemática del importe depreciable del costo de otros activos no operativos que posee el Grupo ICE.

El importe depreciable de los activos no operativos está constituido por el costo de adquisición o construcción más cualquier costo incidental, menos el valor residual establecido para cada tipo de activo, en los casos que lo requieran.

*(iii) Revaluación de activos*

Los activos no operativos y sus respectivas depreciaciones acumuladas, se revalúan anualmente mediante índices establecidos por el Grupo ICE para cada clase de activo, lo cual podría incrementar o reducir el importe en libros del activo. No obstante si las variaciones en los valores resultantes de esas revaluaciones son insignificantes, tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias o podrán realizarse cada tres o cinco años. La revaluación se realiza a partir del segundo periodo contable, según su fecha de registro, utilizando cuentas independientes de costo revaluado y depreciación acumulada revaluada.

El índice de revaluación mencionado corresponde a un índice determinado como resultado de una fórmula que considera entre otros: el índice de precios externos de los Estados Unidos de Norteamérica (Bureau of Labor Cost Trend), el índice de precios al consumidor de Costa Rica, según sean compras exteriores o locales, así como los tipos de cambio del año anterior y del año actual.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

El crédito resultante de esas revaluaciones se registra en la sección patrimonial como “reserva para revaluación de activo”. Cuando se reduce el importe en libros como consecuencia de una revaluación, tal disminución será cargada directamente al patrimonio neto contra la reserva para revaluación de activos, reconocida previamente en relación con el mismo activo, en la medida que tal disminución no exceda el saldo de la cuenta de reserva para revaluación de activos previamente reconocida.

Los activos no operativos cuya vida útil sea igual o inferior a cinco años y su valor razonable tienda normalmente a la baja, no se revalúan.

Si se revalúa un elemento de activos no operativos, deben revaluarse también todos aquellos de similar naturaleza y uso en las operaciones de la entidad.

Los retiros de activos no operativos, deben disminuir tanto las cuentas de costo, como las de costo revaluado y sus respectivas depreciaciones acumuladas.

Activos intangibles*(i) Reconocimiento y medición*

Se registran como activos intangibles, aquellos sin apariencia física que se esperan utilizar por más de un período contable en actividades administrativas o en aquellas diferentes a la operación normal.

Los activos intangibles incluyen:

- Licencias y software
- Sistemas y aplicaciones

Los activos intangibles adquiridos de terceros se registran al costo de adquisición, más cualquier costo directamente atribuible a la preparación del activo para su uso previsto.

Para el caso de los activos intangibles desarrollados internamente, la entidad clasifica la generación del activo en:

- la fase de investigación; y
- la fase de desarrollo.

No se reconocen activos intangibles surgidos de la fase de investigación. Los desembolsos por investigación se reconocen como gastos del periodo en el que se incurran.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Un activo intangible surgido del desarrollo, se reconoce como tal si se demuestra lo siguiente:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta.
- Su intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo.
- Su capacidad para utilizar o vender el activo intangible.
- La forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro. Entre otras cosas, el Grupo ICE debe demostrar la existencia de un mercado para la producción que genere el activo intangible o para el activo en sí, o bien, en el caso de que vaya a ser utilizado internamente, la utilidad del mismo para el Grupo ICE.
- La disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible.
- Su capacidad para medir, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo

El costo de un activo intangible generado internamente comprende todos los costos directamente atribuibles necesarios para crear, producir y preparar el activo para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia.

Se capitalizan como activos intangibles aquellos desarrollados internamente o contratados a terceros y que califiquen como tales.

Los desembolsos posteriores a la adquisición de los intangibles solo se registran como activos intangibles si cumplen con los requisitos de reconocimiento antes mencionados, caso contrario deben ser registrados como gastos del periodo.

(ii) Amortización

El Grupo ICE registra como amortización- activos intangibles la distribución sistemática, del importe amortizable del costo de dichos activos, durante el plazo establecido y a partir del momento en que el activo esté disponible para su utilización.

El importe amortizable de los activos intangibles está constituido por el costo de adquisición o construcción más cualquier costo incidental.

Los activos intangibles cuya vida útil sea indefinida no se amortizan pero serán sometidos anualmente a revisión para determinar si existen hechos y circunstancias que permitan mantener esta condición.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Los retiros de activos intangibles, deben disminuir tanto las cuentas de costo, como las de amortización.

Partidas amortizables

Se registran como partidas amortizables el costo de las erogaciones originadas en la emisión de títulos valores (bonos), inversiones y cualquier otra obligación que proporcione beneficios económicos y por tal razón deban diferirse al afectar más de un período contable.

Las partidas amortizables se registran al costo incurrido, siempre que puedan ser identificados y medidos con suficiente fiabilidad.

Se consideran erogaciones o transacciones adecuadamente imputables a partidas amortizables, aquellas muy calificadas que cumplan las siguientes condiciones:

- Que satisfagan la condición para su reconocimiento como activos, por cuanto es probable que de éstas se deriven beneficios económicos futuros.
- Que los gastos incurridos por su absorción se encuentren correlacionados con la obtención de ingresos en el período.

Se registra como absorción partidas amortizables la distribución sistemática, del importe absorbible del costo de dichos activos, durante el plazo establecido.

La absorción de partidas amortizables se realiza por el método de línea recta durante el tiempo que se espera obtener beneficios económicos de éstas, excepto las que por su naturaleza financiera ameriten la aplicación del método de interés efectivo.

Al absorberse completamente las partidas amortizables, deben saldarse las cuentas de costo y su respectiva absorción.

Garantías recibidas en valores

Se registran como garantías recibidas en valores, los documentos equivalentes a efectivo recibidos de los clientes, como garantía de pago por los servicios brindados o que se esperan proporcionar.

Las garantías recibidas en valores se registran por su valor nominal.

Las garantías recibidas en valores se liquidan cuando se finiquite el servicio, se extinga el contrato, o al presentarse incumplimiento por parte del cliente.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*Valoración de instrumentos financieros derivados

Se registra como valoración de instrumentos financieros derivados en el activo, el valor positivo de los flujos de efectivo descontados del instrumento financiero y en el pasivo, el valor negativo de los flujos de efectivo descontados del instrumento financiero. Su valor cambia en respuesta a los cambios del subyacente.

Para aquellos instrumentos que se clasifiquen como coberturas, el efecto de los cambios en su valoración, se clasifican en el patrimonio o los resultados del período en función de la evaluación de su efectividad.

El efecto de la valorización de los instrumentos financieros derivados que no se clasifiquen como contabilidad de cobertura, se registra como parte del rubro de ingresos financieros en los resultados del período.

Transferencias al fondo garantía y ahorro del ICE

Se registra como transferencias al fondo de garantías y ahorro, el valor de aquellos montos girados al fondo de garantías y ahorro, constituido para atender los pagos de prestaciones legales a empleados del ICE. Los aportes al fondo equivalen al 5% de los salarios devengados durante el año.

El saldo del valor de las transferencias al fondo de garantía y ahorro mencionado, se disminuye con el pago realizado por concepto de prestaciones legales a empleados del ICE.

(f) Políticas para pasivo a largo plazoTítulos valores por pagar

En el rubro títulos valores por pagar, se registran las obligaciones contraídas con terceros originadas en la emisión de títulos de deuda (Bonos) y que representan compromisos de pago a más de un año plazo.

Las obligaciones por títulos emitidos por el Grupo ICE, se registran por su valor nominal según los adeudos contraídos.

El Grupo ICE reclasifica como títulos valores por pagar a corto plazo, la porción de los títulos valores por pagar a largo plazo que se espera cancelar en un año.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*Efectos por pagar a largo plazo

Se registran como efectos por pagar a largo plazo, las obligaciones contraídas por más de un período contable con instituciones, organismos de financiamiento, proveedores o arrendadores.

Los efectos por pagar a largo plazo se registran al valor nominal de los documentos contractuales.

El Grupo ICE reclasifica como efectos por pagar a corto plazo, la porción de los efectos por pagar a largo plazo que se espera cancelar en un período menor o igual a un año.

Obligaciones contra empréstitos

El pasivo transitorio derivado de compromisos con proveedores amparados en órdenes de compra, los cuales se encuentran financiados por un préstamo destinado a fines específicos, y que la entidad financiera cancela directamente a los proveedores, se registran como obligaciones contra empréstitos.

Las obligaciones contra empréstitos se registran al valor nominal de las órdenes de compra.

La liquidación de las obligaciones contra empréstitos, se realiza parcial o totalmente cuando la entidad financiera cancele a cuenta del ICE los compromisos con el proveedor. Esta liquidación se contabiliza como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero con la entidad que cancele la obligación.

Depósitos recibidos en garantía

Se registran como depósitos recibidos en garantía, las obligaciones derivadas del efectivo recibido por el Grupo ICE de sus clientes, para brindar servicios de electricidad y telecomunicaciones. El objetivo de este pasivo es garantizarse la recuperación total o parcial de facturaciones eventualmente no cubiertas por sus clientes.

Los depósitos recibidos en garantía se registran por su valor nominal.

Se saldan los depósitos recibidos en garantía contra la cuenta por cobrar correspondiente, cuando se liquide el servicio a solicitud del cliente, o cuando el ICE lo realice por incumplimiento de pago.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*(g) Políticas para pasivo a corto plazoEfectos por pagar a corto plazo

Se registran como efectos por pagar a corto plazo, las obligaciones contraídas con instituciones u organismos de financiamiento, por un periodo menor o igual a un año, así como la porción de los efectos por pagar a largo plazo que se espera cancelar en un año.

Los efectos por pagar a corto plazo se registran al valor nominal de los documentos contractuales.

Cuentas por pagar

Se registran como cuentas por pagar- pasivo a corto plazo, las obligaciones contraídas con diferentes entidades derivadas del giro normal de operaciones. De existir saldos de cuentas por pagar que su fecha de cancelación supere el año, se reclasifican en la sección de largo plazo del balance de situación consolidado.

Las cuentas por pagar se valúan por el importe total a pagar convenido sobre las obligaciones contraídas.

Las cuentas por pagar se reconocen como sigue:

- Órdenes de compra de importación: se reconoce el pasivo con la emisión de la orden de compra.
- Compras locales: se reconoce el pasivo con la aceptación del certificado de recibo de materiales (CRM).
- Órdenes de servicios: se reconoce el pasivo con la prestación del servicio contratado, en ese momento se registra el gasto.

La disminución de las cuentas por pagar, se realiza parcial o totalmente cuando la entidad amortice o cancele el monto adeudado o bien cuando la obligación haya expirado.

Gastos financieros acumulados por pagar

Se registran como gastos financieros acumulados por pagar, los costos financieros (intereses y comisiones) devengados y no pagados originados en obligaciones contraídas con instituciones u organismos de financiamiento.

Los gastos financieros acumulados por pagar se valúan al costo incurrido según las condiciones contractuales del adeudo al que se refieren.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)Ingresos recibidos por adelantado

Se registran como ingresos recibidos por adelantado, las obligaciones originadas en los pagos adelantados realizados por los clientes en la prestación de servicios normales de operación, así como por servicios de construcción a terceros.

La partida de ingresos recibidos por adelantado se registra por el valor pactado para la prestación del servicio.

Los ingresos recibidos por adelantado, se disminuyen conforme se realice la prestación de los servicios.

Depósitos de particulares

Se registran como depósitos de particulares, las obligaciones originadas en el efectivo dado por personas o entidades, con la finalidad de costear total o parcialmente obras para su beneficio, así como garantizar el cumplimiento de los servicios pendientes de prestar al Grupo ICE.

Los depósitos de particulares se registran por su valor nominal o por el valor pactado para la construcción de las obras.

Los depósitos de particulares se liquidan cuando se finiquite el servicio, se extinga el contrato, se reintegren a los garantes, o se presente incumplimiento por parte del cliente.

Gastos acumulados obligaciones patronales

Se registra como gastos acumulados obligaciones patronales, el importe calculado sobre el salario de los trabajadores, para afrontar el pago de aguinaldo, vacaciones y salario escolar.

Los gastos acumulados obligaciones patronales se registran por el costo incurrido.

*(i) Aguinaldo*

La legislación costarricense requiere el pago de un doceavo del salario mensual por cada mes trabajado. Este pago se efectúa en el mes de diciembre y se le paga al empleado independientemente si es despedido o no. El Grupo ICE registra mensualmente una provisión para cubrir desembolsos futuros por este concepto.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

(ii) *Vacaciones*

El ICE mantiene una provisión para vacaciones, la cual se establece con base en la cantidad de años que tienen de laborar para el ICE sus empleados, de la forma siguiente:

- Entre 1 y 5 años, se provisiona un 4,17% sobre el salario bruto.
- Entre 5 y 10 años, se provisiona un 6,11% sobre el salario bruto.
- Para los que tienen más de 10 años, se provisiona un 8,33% sobre el salario bruto.

Los trabajadores de la subsidiaria CNFL, disfrutan de una vacación anual remunerada, cuya duración depende del tiempo que hayan laborado o bien basados en el grado de antigüedad, de acuerdo a la siguiente tabla:

- En los primeros cuatro períodos: 15 días hábiles.
- Del quinto período al noveno: 22 días hábiles.
- Del décimo período en adelante: 30 días hábiles.

En el caso de la subsidiaria RACSA, la provisión de vacaciones se establece de la forma siguiente:

- Por cada 50 semanas laboradas los trabajadores con antigüedad menor a 10 años tienen derecho a dos semanas de vacaciones. Para los trabajadores con antigüedad mayor o igual a 10 años tienen derecho a 30 días de vacaciones por año laborado.

(iii) *Salario escolar*

El Grupo ICE tiene como política efectuar una provisión para el pago del salario escolar el cual corresponde a un porcentaje calculado sobre el salario nominal mensual de cada trabajador, y se paga en forma acumulada en enero de cada año. Esta provisión corresponde a un 8,19% sobre el salario bruto; y se paga a cada uno de los funcionarios, aunque no tenga hijos o no los tenga en edad escolar.

El salario escolar consiste en un ajuste adicional al aumento de salarios por costo de vida, para hacer frente a las erogaciones del ciclo lectivo.

(h) Políticas para otros pasivos

(i) *Provisiones legales*

El Grupo ICE mantiene una provisión por prestaciones legales por concepto de preaviso y cesantía, además de otros rubros a los que tienen derecho los funcionarios una vez concluida la relación laboral con la entidad de conformidad con las regulaciones establecidas.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

El porcentaje que se provisiona mensualmente por concepto de prestaciones laborales para los empleados catalogados como permanentes corresponde a un 2,50%; y para los empleados ocasionales de proyectos es de un 9% sobre el salario bruto.

El valor de la provisión para prestaciones laborales de empleados permanentes, se traslada mensualmente al Fondo de Ahorro y Garantías, en donde el dinero se mantiene generando rendimientos, hasta que los empleados son liquidados.

Los empleados de los proyectos son contratados para llevar a cabo los proyectos que desarrolla el ICE y son liquidados una vez finalizada la obra.

De conformidad con Convención Colectiva de Trabajo de la CNFL firmada con sus empleados el 30 de agosto de 1995, la Compañía reconoce por el auxilio de cesantía un porcentaje sobre el cálculo de los veinte salarios posibles de cesantía conforme al número de años de servicio. Al cierre de cada período fiscal, se actualiza el cálculo de la provisión por indemnizaciones laborales por medio de un estudio actuarial.

El monto de las provisiones legales se revisa periódicamente para garantizar la cobertura de la eventual obligación.

Las provisiones se liquidan periódicamente conforme se extinga la obligación al realizarse el pago y por la no ocurrencia de la obligación con carácter judicial.

*(ii) Provisión para pasivos contingentes*

El ICE mantiene una provisión para pasivos contingentes con el propósito de cubrir eventuales pérdidas que se pudieran presentar en la resolución de procesos legales en vigencia. El monto de la provisión se determina de acuerdo con lo establecido en la “Guía para provisión de litigios” la cual considera el criterio experto de la División Jurídica Institucional, tomando en consideración los parámetros siguientes:

- Serán objeto de provisión el valor de aquellos litigios cuyo monto sea igual o superior a los ₡500.000, excepto los traslados de cargos recibidos de instituciones de gobierno (intereses y sanciones), sobre los cuales se incluye el 100% independientemente del monto.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- Se procede a considerar como provisión para pasivos contingentes el monto estimado en cada demanda dividido entre el plazo probable de la resolución en años, determinado por la Dirección Jurídica Institucional obteniendo como resultado la porción anual que se acumulará en cada período durante el plazo de duración del mismo, hasta llegar al 100% de cada caso. Los casos por provisionar serán definidos en la División Jurídica Institucional de acuerdo con los criterios que se mencionan adelante. Se exceptúa de lo anterior, los traslados de cargos en materia tributaria que se provisionarán en un 100% desde el momento de su comunicado oficial por parte de la Administración Tributaria, en los cuales se incorporan sólo los intereses y sanciones, y si el principal corresponde a períodos anteriores.

Los criterios utilizados por la División Jurídica Institucional para determinar si se debe realizar una provisión de litigios son los siguientes:

- Criterio 1:* Traslados de Cargos de la Administración Tributaria: La notificación formal por parte de la Administración Tributaria sobre los traslados de cargos realizados al Grupo ICE en materia de impuestos, se procede a incluir en la provisión considerando principal, intereses y sanciones.
- Criterio 2:* A partir de la sentencia condenatoria de Primera Instancia: La notificación formal de una sentencia dictada por Autoridad Judicial competente en primera instancia, en la que se condena al Grupo ICE. Se procede a incluir en la provisión tomando en cuenta el monto de las costas del proceso.
- Criterio 3:* Procesos judiciales que por su naturaleza de puro derecho, o bien que de conformidad con el criterio de la División Jurídica Institucional, se determine con base en las disposiciones legales relativas al Régimen de Responsabilidad, que existe un nexo causal entre el objeto del reclamo y las actuaciones de la Administración.
- Criterio 4:* En los procesos judiciales, cuyo demandado sea el Grupo ICE, donde se indique que son de “cuantía inestimable” y en los cuales exista notificación formal de sentencia condenatoria en primera instancia dictada por Autoridad Judicial competente, la División Jurídica Institucional, de acuerdo con el criterio experto estimará un monto razonable para ser incluido en la provisión.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)(i) Políticas para patrimonioCapital aportado

Se registra como capital aportado, aquellas donaciones, aportes, y suscripciones recibidas de terceros con carácter no reintegrable.

En el momento de su recepción el capital aportado se valúa, al valor nominal o al valor de mercado de los bienes o derechos que se perciban.

Reserva de desarrollo

Se registra como reserva de desarrollo, el resultado de las operaciones obtenido al cierre de cada periodo contable, el cual por ley debe destinarse al desarrollo de las actividades de electricidad y telecomunicaciones.

La reserva de desarrollo se ajustará por los efectos que generen los cambios de políticas contables, correcciones de errores de períodos anteriores y por ajuste de partidas patrimoniales.

Reserva por revaluación de activos

Se registra como reserva por revaluación de activos, el importe resultante de la aplicación de índices de revaluación, para mantener actualizado el valor de los activos utilizados en la prestación de los servicios básicos o administrativos del Grupo ICE.

La reserva por revaluación de activos se ajusta por el importe neto de los activos retirados parcial o totalmente en el período y por la restitución a la reserva de desarrollo de la depreciación de los activos revaluados.

Resultado de la valoración de instrumentos financieros

En esta cuenta se refleja el resultado de las valoraciones de instrumentos financieros contratados en el ICE, tanto coberturas mediante derivados financieros, así como de inversiones clasificadas dentro del grupo de disponibles para la venta.

Se reconocen en el patrimonio las valoraciones, dependiendo de las condiciones establecidas para cada instrumento financiero.

Se registra como resultado de la valoración de instrumentos financieros, en cuanto a las coberturas, el valor de los flujos de efectivo descontados positivos o negativos del instrumento financiero determinados como cobertura eficaz.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Se liquida el resultado de la valoración de instrumentos financieros cuando se venza, se negocie o se venda el instrumento.

Reserva legal

De acuerdo con regulaciones vigentes la subsidiaria CNFL debe destinar el 5% de las utilidades netas de cada año para la formación de una reserva legal hasta alcanzar 20% del capital acciones.

La subsidiaria RACSA registra una reserva patrimonial equivalente al 25% de la utilidad antes de impuestos, de acuerdo con la Ley No.3293 del 18 de junio de 1964.

Reserva para desarrollo de proyectos

La subsidiaria CNFL creó la reserva para desarrollo de proyectos en la asamblea ordinaria de accionistas número 97 de 30 de abril de 2001, en la cual se autorizó el traslado de las utilidades retenidas al 31 de diciembre de 2000, así como de los dividendos declarados no cancelados al 31 de diciembre de 1999, por ₡1.000, con la finalidad de mantener un fondo patrimonial para la financiación de capital de trabajo para los proyectos que están en desarrollo.

Reserva para desarrollos forestales

RACSA registra como reserva para desarrollos forestales el valor de adquisición de los proyectos forestales, más todos los costos incurridos en su desarrollo. El objetivo de esta reserva es cubrir pérdidas potenciales asociadas a la explotación futura de las inversiones en contratos forestales.

Utilidades no distribuidas restringidas

Según acuerdos de Asambleas Generales de Accionistas, RACSA, restringe las utilidades según corresponda y se revelan por el valor histórico.

(j) Políticas para cuentas de orden

Se registran como cuentas de orden deudoras o acreedoras aquellas obligaciones o derechos contingentes, bienes y valores dados y los recibidos en custodia, en administración o en garantía de alguna operación, o la contrapartida de la respectiva cuenta de orden deudora ó acreedora por los derechos u obligaciones contingentes, bienes y valores recibidos y/o dados en custodia, en administración o en garantía de alguna operación; que podrían afectar al Grupo ICE, por lo que se muestran solo para fines informativos.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Se registran las cuentas de orden por su valor nominal.

(k) Políticas para ingresos de operación

Ingresos por servicios

Se registran como ingresos por servicios, los ingresos devengados producto de la venta de servicios de electricidad y telecomunicaciones, tanto dentro como fuera del territorio nacional.

Los ingresos por servicios, se registran por el valor consignado en las facturaciones emitidas.

Los ingresos son reconocidos cuando existe evidencia persuasiva, por lo general en forma de un documento formal, respecto de que los riesgos y beneficios significativos que se derivan de la prestación de servicios son transferidos al comprador, es probable que se reciban los beneficios económicos asociados con la transacción, los costos incurridos y las posibles devoluciones pueden ser medidos con fiabilidad y el ICE no conserva para sí ninguna implicación en la gestión corriente de la prestación de tal servicio.

El registro del reconocimiento de los ingresos por servicios de electricidad y telecomunicaciones se realiza mediante el uso de ciclos de facturación. El comprobante corresponde al recibo, en el cual se incorpora el rango de fechas que se está facturando, y para el ICE la fecha del recibo que se está generando es el respaldo para la contabilización del monto de ingresos el cual se incorpora el rango de fechas que cubre el período facturado.

Los ingresos por servicios se reconocen cuando se cumplan todas las siguientes condiciones:

- El importe de los ingresos pueda medirse con fiabilidad.
- Es probable que el ICE reciba beneficios económicos derivados de la transacción.
- El grado de realización de la transacción puede ser medido con fiabilidad.
- Los costos incurridos en la prestación de los servicios, así como los que quedan por incurrir hasta completar la transacción, puedan ser medidos con fiabilidad.

Ingresos por servicios institucionales

Se registran como ingresos por servicios institucionales, los ingresos generados por la prestación de servicios al Sistema 9-1-1.

Los ingresos por servicios institucionales se registran por el valor consignado en la tarifa pactada.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)(1) Políticas para costos de operaciónOperación y mantenimiento

Se registra como operación y mantenimiento, el costo de operar los activos productivos, y mantenerlos en condiciones óptimas de funcionamiento para la prestación de servicios.

Se registra como operación y mantenimiento de equipos adquiridos bajo arrendamiento, el costo por el arrendamiento, la operación y el mantenimiento de activos productivos propiedad de terceros, utilizados para brindar los servicios de electricidad y telecomunicaciones.

Los costos de operación y mantenimiento, se registran por el costo incurrido.

Los contratos de arrendamiento de equipo de telecomunicaciones, de transmisión y de plantas de generación eléctrica se registran y clasifican como arrendamientos operativos tanto para efectos financieros como fiscales.

Los pagos derivados de los contratos de arrendamientos operativos, se reconocen en forma lineal durante el plazo del arrendamiento de acuerdo con lo establecido en el contrato.

Depreciación activos en operación

Se registra como depreciación activos en operación, la porción resultante de la distribución sistemática del importe depreciable del costo y costo revaluado de los activos en operación propiedad del ICE, así como el importe neto del costo de los activos en operación retirados parcial o totalmente en el período.

Los costos de depreciación activos en operación, se registran según la aplicación sistemática del método de depreciación acordado para cada grupo de activos. El Grupo ICE utiliza el método de línea recta para el registro de la depreciación. El importe depreciable de los activos en operación estarán constituidos por el costo de adquisición o construcción más cualquier costo incidental, menos el valor residual establecido para cada tipo de activo, en los casos que lo requieran.

El cálculo de la depreciación de activos en operación se inicia, a partir del momento en que se adquiere o se capitalice la obra en construcción y el activo esté en condiciones para su uso.

Compras y servicios complementarios

Se registran como compras y servicios complementarios, los costos en que incurre el ICE para adquirir de terceros servicios de electricidad y telecomunicaciones.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Las compras y servicios complementarios se registran al valor nominal del documento de pago.

Gestión productiva

Se registra como gestión productiva, los costos en que incurren las áreas de apoyo y soporte de los segmentos del ICE, para el desarrollo normal de su gestión técnica y administrativa.

Los costos de gestión productiva, se registran por el costo incurrido.

Centro de servicio técnico-operación

Se registran como centros de servicio técnicos-operación los costos en que incurren las unidades técnicas especializadas de operación, las cuales brindan servicios a entes externos.

Los centros de servicio técnico - operación registran sus operaciones al costo incurrido en la prestación del servicio.

Los costos de centros de servicio técnico – operación se distribuyen a sus clientes, de acuerdo con la metodología de costeo de la unidad.

(m) Políticas de gastos de operaciónAdministrativos

Se registran como administrativos, los gastos en que incurre el Sector Corporativo, para promover y velar por la eficiencia en la gestión y cumplimiento de los objetivos y metas del ICE, así como para el normal desarrollo de la función administrativa.

Los gastos administrativos, se registran por el costo incurrido.

Los gastos administrativos se distribuyen entre los segmentos que conforman cada sector, de acuerdo con la metodología establecida para ese fin.

Comercialización

Se registra como comercialización, los gastos en que incurre la entidad para vender los servicios de electricidad y telecomunicaciones, y otros servicios técnicos a los clientes. Incluye actividades como la conceptualización del servicio, atención al cliente y recuperación de los beneficios económicos generados por los servicios.

Los gastos de comercialización, se registran por el costo incurrido.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*Estudios preliminares

Se registran como estudios preliminares, los gastos incurridos en la fase de preinversión de los proyectos, en la cual se desconoce si estos se van a ejecutar. Incluye las actividades relacionadas con la identificación y prefactibilidad de los posibles proyectos u obras a construir.

Los gastos de estudios preliminares, se registran por el costo incurrido.

Estudios de preinversión

Se registran como estudios de preinversión, los gastos incurridos en la fase de preinversión de los proyectos, en la cual se desconoce si estos se van a ejecutar. Incluye las actividades relacionadas con la factibilidad de los posibles proyectos u obras a construir.

Los gastos de estudios de preinversión, se registran por el costo incurrido.

Gastos complementarios de operación

Se registran como gastos complementarios de operación aquellos otros gastos en los que incurre el ICE para garantizar la calidad en la construcción y operación de obras propiedad de terceros, los cuales no se consideran ni estudios preliminares ni de preinversión, así como aquellas transacciones que de acuerdo con su naturaleza no se consideran como parte de las demás partidas de costos y gastos de operación.

Los gastos complementarios de operación, se registran por el costo incurrido.

(n) Políticas de otros productosIngresos financieros

Se registran como ingresos financieros, aquellos provenientes de actividades ajenas a la operación normal, tales como: rendimientos por la tenencia de títulos valores o saldos de efectivo en las entidades financieras, así como por el otorgamiento de créditos a terceros según convenios.

Los ingresos financieros se registran por el valor consignado en la documentación que fundamenta la transacción.

Ingresos por inversiones en otras empresas

Se registran como ingresos por inversiones en otras empresas, los rendimientos obtenidos, resultantes de la inversión en empresas diferentes a las subsidiarias, cuando las mismas así lo decreten.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Los ingresos por inversiones en otras empresas se registran al valor consignado en la documentación que fundamenta la transacción.

Otros ingresos

Se registran como otros ingresos, los provenientes de la prestación de servicios a terceros, los cuales no corresponden al giro normal de operación del ICE.

Los otros ingresos se registran por el valor consignado en la documentación que fundamenta la transacción.

Fluctuaciones cambiarias

Todas las transacciones requeridas por liquidar o actualizar las partidas monetarias en moneda extranjera, tanto activos como pasivos, deberán reconocerse como pérdidas o ganancias en el estado de resultados del período.

(o) Políticas de otros gastosGastos financieros

Se registran como gastos financieros, los originados en préstamos, colocación de títulos valores (Bonos), inversiones o cualquier otra obligación, utilizada para la gestión del ICE.

Los gastos financieros se registran por el costo incurrido.

Los intereses que el ICE cobre sobre subpréstamos, deben deducirse de los que se paguen a la entidad bancaria, exceptuando aquellos cuyo principal haya sido cancelado con recursos propios, en tal caso se debe registrar como ingreso del período.

Los gastos financieros se reconocen en el período, salvo que sean directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos productivos del ICE, en cuyo caso se capitalizarán como costo del activo.

Otros gastos

Se registran como otros gastos, aquellos incurridos para la prestación de servicios diferentes al giro normal de la entidad.

Los otros gastos se registran por el costo incurrido.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

**Nota 4. Activos en operación**

Los activos en operación al costo se detallan como sigue:

Activos en operación costo	Detalle plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros										
	31 de diciembre de										
	<u>2008</u>	Ajuste por reclasificación de cuentas	Adiciones	Retiros y traslados	Ajustes	<u>2009</u>	Adiciones	Retiros y traslados	Ajustes	<u>2010</u>	
<b>ICE:</b>											
Generación hidráulica	¢	171.584	-	8.778	-	-	180.362	3.609	(57)	-	183.914
Generación térmica		60.944	-	5.267	(269)	-	65.942	12.282	(2.701)	(46)	75.477
Subestaciones		59.252	-	21.157	27	-	80.436	11.403	(3.173)	-	88.666
Líneas de transmisión		23.808	-	16.498	-	-	40.306	22.731	-	-	63.037
Líneas de distribución		84.313	-	23.230	(1.718)	-	105.825	19.134	(1.789)	1.718	124.888
Alumbrado público		2.283	-	332	-	-	2.615	266	-	-	2.881
Generación geotérmica		107.918	-	2.156	-	57	110.131	425	-	-	110.556
Generación eólica		6.787	-	721	-	-	7.508	469	-	-	7.977
Generación solar		1.373	-	297	-	-	1.670	203	-	-	1.873
Generación micro centrales hidráulicas		-	-	166	-	-	166	-	-	-	166
Equipo de control comunicación y de Infraestructura		2.040	-	2.908	-	349	5.297	376	-	-	5.673
<b>Subtotal ICE Electricidad</b>	¢	<b>520.302</b>	<b>-</b>	<b>81.510</b>	<b>(1.960)</b>	<b>406</b>	<b>600.258</b>	<b>70.898</b>	<b>(7.720)</b>	<b>1.672</b>	<b>665.108</b>
<b>ICE Telecomunicaciones</b>											
Estaciones de telecomunicaciones	¢	685.723	(685.723)	-	-	-	-	-	-	-	-
Transporte		-	347.745	45.996	(13.360)	-	380.381	41.268	(580)	(7)	421.062
Acceso		-	187.700	35.465	4.988	-	228.153	42.960	(187)	(64)	270.862
Civil y Electromecánico		-	145.025	9.680	933	-	155.638	12.171	4	23	167.835
Plataformas		-	5.253	7.963	3.198	-	16.414	1.961	(16)	-	18.360
<b>Total ICE</b>	¢	<b>685 723</b>	<b>-</b>	<b>99 104</b>	<b>(4.241)</b>	<b>-</b>	<b>780 586</b>	<b>98 360</b>	<b>( 779)</b>	<b>( 48)</b>	<b>878 119</b>
<b>Menos: Convenio intersectorial (*)</b>											
<b>Sub total ICE</b>	¢	<b>1.206.025</b>	<b>-</b>	<b>180.614</b>	<b>(6.201)</b>	<b>406</b>	<b>1.380.844</b>	<b>169.258</b>	<b>(8.499)</b>	<b>1.624</b>	<b>1.543.227</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Detalle plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros											
31 de diciembre de											
Activos en operación costo	2008	Ajuste por reclasificación de cuentas	Adiciones	Retiros y traslados	Ajustes	2009	Adiciones	Retiros y traslados	Ajustes	2010	
<b>CNFL:</b>											
Terrenos	¢	1.574	-	1.247	-	172	2.993	226	-	-	3.219
Mejoras a terrenos		4.126	-	1.603	-	(206)	5.523	395	(30)	(168)	5.720
Edificios		7.930	-	2.366	(4)	(465)	9.827	882	(63)	(72)	10.574
Plantas		26.747	-	22.753	-	-	49.500	1.264	(193)	(1.084)	49.487
Distribución		70.001	-	6.358	(211)	-	76.148	6.226	(434)	-	81.940
Transmisión		849	-	1.162	-	-	2.011	11	-	-	2.022
Sub-estaciones		10.909	-	2.030	(42)	(51)	12.846	264	-	-	13.110
Conexiones de servicio		11.102	-	2.510	(189)	-	13.423	1.799	(61)	-	15.161
Equipo de alumbrado en las calles		3.267	-	361	-	-	3.628	90	(64)	-	3.654
Alumbrado público		3.361	-	805	-	-	4.166	624	-	-	4.790
Equipo general		15.543	-	2.766	(932)	(35)	17.342	4.571	(481)	(30)	21.402
Sistemas de comunicación		295	-	84	-	-	379	33	-	-	412
<b>Sub total CNFL</b>	¢	<b>155.704</b>	-	<b>44.045</b>	<b>(1.378)</b>	<b>(585)</b>	<b>197.786</b>	<b>16.385</b>	<b>(1.326)</b>	<b>(1.354)</b>	<b>211.491</b>
<b>RACSA:</b>											
Terrenos	¢	203	-	-	-	-	203	-	-	-	203
Edificio		684	-	36	-	-	720	43	-	-	763
Equipo de comunicación		26.032	-	4.745	(868)	-	29.909	7.262	(288)	-	36.883
Equipo general		4.976	-	638	(69)	-	5.545	3.429	(2.244)	-	6.730
Cable submarino Maya I		4.310	-	(83)	-	-	4.227	-	-	-	4.227
Cable submarino Arcos I		2.438	-	5	-	-	2.443	-	4	-	2.447
Cable submarino pacífico costarricense		7.275	-	56	-	-	7.331	-	-	-	7.331
<b>Sub total RACSA</b>	¢	<b>45.918</b>	-	<b>5.397</b>	<b>(937)</b>	-	<b>50.378</b>	<b>10.734</b>	<b>(2.528)</b>	-	<b>58.584</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	¢	<b>1.407.647</b>	-	<b>230.056</b>	<b>(8.516)</b>	<b>(179)</b>	<b>1.629.008</b>	<b>196.377</b>	<b>(12.353)</b>	<b>270</b>	<b>1.813.302</b>

Durante el 2010, la subsidiaria RACSA capitalizó un monto de ¢7.605 por la adquisición de una plataforma tecnológica homogénea para correo electrónico sobre Java Enterprise System (JES) de SUN Microsystems, mediante la cual se puedan desarrollar servicios de valor agregado para aplicaciones de nueva generación bajo los conceptos de software abierto, Web 2.0 y cómputo en la nube, que contemple data center modular, hardware, software, soporte técnico de la plataforma y comunicación de datos. A la fecha de este informe, este proyecto no ha iniciado operaciones, presentando un atraso de un año con respecto a la fecha planeada en los estudios técnicos de viabilidad. Adicionalmente, el proyecto incluye una inversión en software por un monto de ¢579 la cual se presenta como parte de los activos intangibles (véase nota 18), para una inversión total en este proyecto de ¢8.184.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

La depreciación acumulada del costo de los activos en operación, se detalla a continuación:

Depreciación acumulada costo	Detalle plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros									
	Al 31 de diciembre de 2010									
	<u>2008</u>	Ajuste por reclasificación de cuentas	Depreciación	Ajustes	Retiros y traslados	<u>2009</u>	Depreciación	Retiros y traslados	<u>2010</u>	
<b>ICE:</b>										
Generación hidráulica	¢	41.960	-	4.530	-	-	46.490	4.868	(10)	51.348
Generación térmica		8.591	-	2.646	-	(57)	11.180	2.860	(347)	13.693
Subestaciones		14.175	-	2.988	-	-	17.163	3.796	(292)	20.667
Líneas de transmisión		6.284	-	939	-	(775)	6.448	1.449	-	7.897
Líneas de distribución		22.883	-	4.848	-	-	27.731	8.573	(967)	35.337
Alumbrado público		1.705	-	173	-	-	1.878	69	-	1.947
Generación geotérmica		26.031	-	3.326	-	-	29.357	3.414	-	32.771
Generación eólica		1.497	-	402	-	-	1.899	453	-	2.352
Generación solar		273	-	58	-	-	331	79	-	410
Generación micro centrales hidráulicas		-	-	1	-	-	1	6	-	7
Equipo de control comunicación y de Infraestructura		1.109	-	203	-	-	1.312	891	-	2.203
<b>Subtotal ICE Electricidad</b>	¢	<b>124.508</b>	-	<b>20.114</b>	-	<b>(832)</b>	<b>143.790</b>	<b>26.458</b>	<b>(1.616)</b>	<b>168.632</b>
<b>ICE Telecomunicaciones</b>										
Estaciones de telecomunicaciones	¢	266.831	(266.831)	-	-	-	-	-	-	-
Transporte		-	134.565	29.646	-	(5.561)	158.650	33.395	(310)	191.735
Acceso		-	57.460	17.809	-	3.718	78.987	28.570	(96)	107.461
Civil y Electromecánico		-	71.516	11.395	-	185	83.096	12.184	-	95.280
Plataformas		-	3.290	1.251	-	306	4.847	3.126	(2)	7.971
<b>Subtotal ICE Telecomunicaciones</b>	¢	<b>266.831</b>	-	<b>60.101</b>	-	<b>(1.352)</b>	<b>325.580</b>	<b>77.275</b>	<b>(408)</b>	<b>402.447</b>
<b>Sub total ICE</b>	¢	<b>391.339</b>	-	<b>80.215</b>	-	<b>(2.184)</b>	<b>469.370</b>	<b>103.733</b>	<b>(2.024)</b>	<b>571.079</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Depreciación acumulada costo	Detalle plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros									
	Al 31 de diciembre de 2010									
	<u>2008</u>	Ajuste por reclasificación de cuentas	Depreciación	Ajustes	Retiros y traslados	<u>2009</u>	Depreciación	Retiros y traslados	<u>2010</u>	
<b>CNFL:</b>										
Mejoras a terrenos	¢	586	-	90	(34)	-	642	101	-	743
Edificios		1.144	-	161	4	-	1.309	250	(10)	1.549
Plantas		4.960	-	716	-	-	5.676	1.158	(36)	6.798
Distribución		10.849	-	2.329	-	(55)	13.123	2.444	(98)	15.469
Transmisión		177	-	32	-	-	209	67	-	276
Sub-Estaciones		1.457	-	438	(5)	(18)	1.872	426	-	2.298
Conexiones de servicio		1.959	-	368	-	(37)	2.290	471	(18)	2.743
Equipo de alumbrado en las calles		493	-	109	-	-	602	121	(63)	660
Alumbrado público		408	-	113	-	-	521	144	-	665
Equipo general		6.733	-	1.658	2	(756)	7.637	1.904	(347)	9.194
Sistemas de comunicación		42	-	12	-	-	54	12	-	66
<b>Subtotal CNFL</b>	¢	<b>28.808</b>	-	<b>6.026</b>	<b>(33)</b>	<b>(866)</b>	<b>33.932</b>	<b>7.098</b>	<b>(572)</b>	<b>40.461</b>
<b>RACSA:</b>										
Edificio	¢	148	-	17	-	-	165	22	-	187
Maquinaria y equipo		717	-	154	-	(7)	864	228	(6)	1.086
Equipo de comunicación		18.707	-	3.235	-	(844)	21.098	3.493	(282)	24.309
Equipo general		1.693	-	444	-	(34)	2.103	293	(1.830)	566
Cable submarino Maya I		767	-	203	-	-	970	201	-	1.171
Cable submarino Arcos I		447	-	110	-	-	557	111	-	668
Cable submarino pacífico costarricense		121	-	487	-	-	608	489	-	1.097
<b>Subtotal RACSA</b>	¢	<b>22.600</b>	-	<b>4.650</b>	-	<b>(885)</b>	<b>26.365</b>	<b>4.837</b>	<b>(2.118)</b>	<b>29.084</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	¢	<b>442.747</b>	-	<b>90.891</b>	<b>(33)</b>	<b>(3.935)</b>	<b>529.667</b>	<b>115.668</b>	<b>(4.714)</b>	<b>640.624</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

La depreciación de los activos en operación de ICE sector electricidad, se calculó con base en las tasas anuales y vida útil para cada grupo de activos, según el siguiente detalle para el 2010 y el 2009:

Activos en operación	Vida útil (años)	Valor de rescate (del costo)	Tasa anual (%)
<b>ICE Electricidad :</b>			
Plantas Hidráulicas	40	10%	2,25%
Plantas Térmicas	30	5%	3,17%
Plantas Geotérmicas	40	10%	2,25%
Plantas Eólicas	20	0%	5,00%
Plantas Generación Solar	30	5%	3,17%
Subestaciones	30	5%	3,17%
Líneas Distribución	30	10%	3,00%
Líneas Transmisión	30	5%	3,17%
Alumbrado Público	20	4%	4,80%
Equipos de control y comunicación	30	5%	3,17%

Hasta diciembre de 2008, los activos en operación del Sector de Telecomunicaciones, se registraban en un único grupo de activo denominado “Estaciones de Telecomunicaciones”, detallado únicamente a nivel de localidad y dividido en grandes componentes como por ejemplo: Equipo de Conmutación, Equipo de Transmisión, Equipo de Acceso, entre otros. Durante el 2009, se realizó una separación en elementos de red, clasificados en cuatro grupo de activo: Transporte, Acceso, Civil y Electromecánico y Plataformas, tal como se muestra en los cuadros de movimiento de los activos columna “ajuste por reclasificación de cuentas”.

Debido a lo anterior los activos adquiridos hasta diciembre 2008, mantienen las vidas útiles siguientes:

Activos en operación	Vida útil (años)	Valor de rescate (del costo)	Tasa anual (%)
<b>ICE Telecomunicaciones:</b>			
<b>Estaciones de Telecomunicaciones</b>			
Edificio de control	20	-	5%
<b>Equipo de conmutación</b>			
Centrales celulares	7	-	14%
Centrales y equipos multiplexores	20	-	5%
<b>Equipo de transmisión de datos</b>			
Equipo de radio y multiplex, celdas celulares y repetidoras	7	-	14%
Equipo de comunicación por cable submarino	16,67	-	6%
Equipo de radio y multiplex, onda portadora y transmisión mux síncrono	20	-	5%
<b>Equipo de acceso</b>			
Equipo de acceso varios	5	-	20%
Cables, líneas, redes y teléfonos públicos	20	-	5%
<b>Equipo de gestión</b>			
Software, Hardware, servidores, accesorios y plataformas de gestión.	5	-	20%
Equipo de distribución y monitor de televisión	10	-	10%
<b>Plataforma de servicios</b>			
Sistema antifraude	5	-	20%
<b>Equipo de enrutamiento</b>			
Equipo de núcleo, borde y acceso	5	-	20%
Transmisión de datos	20	-	5%
<b>Equipo de control</b>			
Software de Control	3	-	33%
Servidores y Accesorios	5	-	20%

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

En setiembre del 2008, basados en criterios técnicos del Sector Telecomunicaciones y considerando la evolución tecnológica hacia redes de nueva generación, se procedió a la revisión de las vidas útiles de los activos en operación, De esa forma y para aquellos activos adquiridos a partir del 2009, se definieron las vidas útiles siguientes:

Vida útil años Tasa anual	Activos en operación										
	2 50%	3 33%	4 25%	5 20%	7 14%	8 13%	10 10%	20 5%	25 4%	30 3%	50 2%
<b>ICE Telecomunicaciones:</b>											
<b>Transporte</b>											
<b>Transmisión</b>											
Estaciones Terrenas							X	X			
Gigarouters				X						X	
Multiplexores				X	X		X	X	X		
Transceptores					X		X	X	X		
Sistema de Sincronismo					X		X	X			
Sistema Radiante				X	X			X			
<b>Conmutadores</b>											
Paquete				X				X			
Softswitches				X						X	
Frame Relay				X						X	
Centrales (conmutación circuitos)					X		X	X			
<b>Distribuidores</b>											
Ópticos							X	X			
Numérico					X		X	X			
<b>Cableado Óptico</b>											
Nacional				X	X			X	X		
Cable Internacional											
<b>Acceso</b>											
<b>Sistemas Periféricos de Conmutación</b>											
Concentrador de Pares				X	X		X	X			
Unidad Remota				X	X		X	X			
<b>Plataformas de Acceso Multiservicio</b>											
Imaps				X				X			
Nodos de Acceso Multiservicio NAM				X							
<b>Red de Cobre</b>											
Primaria				X	X			X			
Secundaria				X	X			X			
<b>Radiobases</b>											
Telefonía Fija					X			X			
Banda Ancha							X				
Telefonía Celular		X		X	X			X			
<b>Equipos Terminales de Red</b>											
Vsat				X						X	
Público				X				X			
Residencial		X		X							
Empresarial		X						X			
<b>Red de Paquetes</b>											
DSLAM	X			X							
Router Metro	X										
Router de Acceso	X			X							
<b>Distribución</b>											
Distribuidor principal				X							
<b>Pasarelas</b>											
Trunking Gateway				X					X		

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Vida útil años	Activos en operación										
	2	3	4	5	7	8	10	20	25	30	50
Tasa anual	50%	33%	25%	20%	14%	13%	10%	5%	4%	3%	2%
<b>Civil &amp; Electromecánico</b>											
<b>Propiedades</b>											
	Terrenos										
	Derecho sobre propiedades										
<b>Obra Civil</b>											
	Vías de acceso										
	Edificaciones										
	Casas										
	Torres										
	Postes										
	Canalización										
	Seguridad Perimetral										
	Sistemas de Seguridad										
<b>Electromecánica</b>											
	UPS										
	Inversores										
	Transformadores										
	Bancos de Baterías										
	Tableros de Energía										
	Plantas Generadoras										
	Aires Acondicionados										
	Rectificadores										
	Sistemas de Transferencia										
<b>Plataformas</b>											
<b>Gestión</b>											
	Red										
	Servicios										
<b>Prestación de servicios</b>											
	ACD										
	NAP										
	MMS										
	APEX										
	GPRS										
	Antifraude										
	Red Inteligente										
	Prepago (celular)										
	Seguridad en línea (publicos)										
	SMS (Mensajes Cortos + email)										
	CRM (113, 115,119, 193, 124,192,137)										

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Los porcentajes de depreciación utilizados en las subsidiarias CNFL y RACSA se basan en las siguientes vidas útiles:

Activos en Operación	Vida Útil (años)						
	5	10	15	20	30	40	50
<b><u>CNFL:</u></b>							
Mejoras a terrenos							x
Edificios							x
Plantas generación hidráulica						x	
Planta térmica					x		
Subestaciones					x		
Sistemas de comunicación					x		
Distribución					x		
Líneas subterráneas					x		
Transmisión					x		
Conexiones de servicios					x		
Sistema de Alumbrado Público					x		
Alumbrado municipal					x		
Equipo de comunicación		x					
Equipo general especial		x					
Maquinaria estacionaria			x				
<b><u>RACSA:</u></b>							
Edificios							x
Equipo electrónico y equipo de transmisión	x						
Equipo general		x					
Torres y antenas				x			

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Los activos en operación revaluados se detallan en el cuadro siguiente:

Activos en operación - revaluación	De taller plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros									
	31 de diciembre de									
	2008	Ajuste por reclasificación de cuentas	Revaluación	Ajustes	Retiros y traslados	2009	Revaluación	Retiros y traslados	Ajustes	2010
<b>ICE:</b>										
Generación hidráulica	¢ 1.110.176	-	(5.638)	-	-	1.104.538	(21.930)	(207)	-	1.082.401
Generación térmica	85.690	-	(594)	-	(550)	84.546	(1.857)	(330)	-	82.359
Subestaciones	142.820	-	200	-	17	143.037	(1.527)	(925)	-	140.585
Líneas de transmisión	80.660	-	1.510	-	-	82.170	1.788	-	-	83.958
Líneas de distribución	239.544	-	(1.249)	-	(3.400)	234.895	(4.932)	(3.491)	3.400	229.872
Alumbrado público	4.085	-	37	-	-	4.122	(4)	-	-	4.118
Generación geotérmica	294.206	-	(2.654)	-	-	291.552	(8.221)	-	-	283.331
Generación eólica	4.074	-	(42)	-	-	4.032	(173)	-	-	3.859
Generación solar	1.219	-	16	-	-	1.235	(13)	-	-	1.222
Generación micro centrales hidráulicas	-	-	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Equipo de control comunicación y de infraestructura	6.489	-	47	-	-	6.536	51	-	-	6.587
<b>Subtotal ICE Electricidad</b>	¢ <b>1.968.963</b>	-	<b>(8.367)</b>	-	<b>(3.933)</b>	<b>1.956.663</b>	<b>(36.820)</b>	<b>(4.953)</b>	<b>3.400</b>	<b>1.918.290</b>
Estaciones de telecomunicaciones	1.026.132	(1.026.132)	-	-	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	460.986	-	-	(16.805)	444.181	-	(5.928)	4.943	443.196
Acceso	-	210.984	-	-	(797)	210.187	-	(227)	-	209.960
Civil y Electromecánico	-	352.804	-	-	553	353.357	1.278	-	-	354.635
Plataformas	-	1.358	-	-	5.763	7.121	-	-	-	7.121
<b>Subtotal ICE Telecomunicaciones</b>	¢ <b>1.026.132</b>	-	-	-	<b>(11.286)</b>	<b>1.014.846</b>	<b>1.278</b>	<b>(6.155)</b>	<b>4.943</b>	<b>1.014.912</b>
<b>Sub total ICE</b>	¢ <b>2.995.095</b>	-	<b>(8.367)</b>	-	<b>(15.219)</b>	<b>2.971.509</b>	<b>(35.542)</b>	<b>(11.108)</b>	<b>8.343</b>	<b>2.933.202</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Activos en operación - revaluación	De taller plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros									
	31 de diciembre de									
	2008	Ajuste por reclasificación de cuentas	Revaluación	Ajustes	Retiros y traslados	2009	Revaluación	Retiros y traslados		2010
<b>CNFL:</b>										
Terrenos	¢ 7.912	-	350	3.912	-	12.174	1.844	-	-	14.018
Mejoras a terrenos	6.297	-	403	(235)	-	6.465	377	-	-	6.842
Edificios	16.125	-	796	(517)	(47)	16.357	950	(820)	-	16.487
Plantas	67.611	-	1.588	(29)	-	69.170	2.113	(9.982)	-	61.301
Distribución	103.370	-	4.094	-	(1.002)	106.462	5.388	(1.061)	-	110.789
Transmisión	1.171	-	60	-	-	1.231	129	-	-	1.360
Sub-Estaciones	17.599	-	626	(77)	(708)	17.440	827	-	-	18.267
Conexiones de servicio	26.288	-	417	-	(291)	26.414	281	(179)	-	26.516
Alumbrado público	9.696	-	360	-	(34)	10.022	478	(155)	-	10.345
Equipo general	5.468	-	550	-	(549)	5.469	856	(276)	-	6.049
Sistemas de comunicación	189	-	7	-	-	196	4	-	-	200
<b>Sub total CNFL</b>	¢ <b>261.726</b>	-	<b>9.251</b>	<b>3.054</b>	<b>(2.631)</b>	<b>271.400</b>	<b>13.247</b>	<b>(12.473)</b>	-	<b>272.174</b>
<b>RACSA:</b>										
Terrenos	¢ 11	-	-	-	-	11	-	-	-	11
Edificio	2.171	-	116	-	-	2.287	-	-	-	2.287
Equipo de comunicación	10.876	-	596	-	(506)	10.966	-	(147)	-	10.819
Equipo general	1.921	-	195	-	(65)	2.051	-	(381)	-	1.670
<b>Sub total RACSA</b>	¢ <b>14.979</b>	-	<b>907</b>	-	<b>(571)</b>	<b>15.315</b>	-	<b>(528)</b>	-	<b>14.787</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	¢ <b>3.271.800</b>	-	<b>1.791</b>	<b>3.054</b>	<b>(18.421)</b>	<b>3.258.224</b>	<b>(22.295)</b>	<b>(24.109)</b>	<b>8.343</b>	<b>3.220.164</b>

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Los índices utilizados para revaluación del costo, para cada uno de los grupos de activos del Sector Electricidad, son los siguientes:

Activo en operación	31 diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE Electricidad:</b>		
Generación Hidráulica	(0,01861)	(0,00455)
Generación Térmica	(0,01155)	(0,00455)
Subestaciones	(0,00706)	0,00022
Líneas Transmisión	0,01653	0,01386
Líneas Distribución	(0,01461)	(0,00387)
Alumbrado Público	(0,00061)	0,00977
Generación Geotérmica	(0,02089)	(0,00660)
Generación Eólica	(0,01558)	(0,00387)
Generación Solar	(0,00459)	0,00636
Generación Micro Centrales Hidráulicas	(0,01461)	-
Equipos de control y comunicación	0,00428	0,00568

**Sector Electricidad**

**Año 2010**

La disminución en los índices de revaluación se originaron por la variación en algunos de los indicadores económicos (principalmente inflación y tipo de cambio) que conforman la fórmula de ese índice, los cuales han presentado un efecto neto con una tendencia hacia la baja con respecto al 2009: la inflación local (Costa Rica) del período fue del 5,83% anual, levemente superior a la del 2009 del 4,05% anual, la variación del tipo de cambio (colón-US dólar) presentó una disminución de 9,39% pasando de ¢571,81 a ¢518,09; y la inflación externa de los EE.UU. (cost trend) fue del 3,95% anual, mientras que en el 2009 fue del 4,64% anual; lo que contribuyó a generar índices negativos para el 2010.

**Año 2009**

En el 2009, la disminución en los índices de revaluación con respecto al corte 2008 se derivó de la siguiente forma: la inflación local (Costa Rica) del período fue del 4,05% anual, mientras que 2008 fue del 13,90% anual; la variación del tipo de cambio (colón-US dólar) presentó un crecimiento de 1,95% pasando de ¢560,85 a ¢571,81; y la inflación externa de los EE.UU.(cost trend) fue del 4,64% anual, mientras que en el 2008 fue del 9,18% anual. En el 2009 la contracción mundial de la demanda de bienes y servicios provocó una reducción en los precios de las principales materias primas que integran el índice externo, lo que dio como resultado un índice deflacionario. Debido a que este índice es parte del componente externo de la fórmula, se afectó negativamente el índice de revaluación de los activos en operación.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

**Sector Telecomunicaciones****Año 2010/2009**

En el 2010 al igual que el año anterior y según el criterio técnico de Sector de Telecomunicaciones del ICE, no se revaluaron los activos en operación del Sector, a excepción de las casas de obra civil y edificaciones, que fueron revaluadas utilizando el índice 0,01437140792. En el 2009 no se revaluó debido a que no se presentaron las características necesarias para que los activos fuesen sujetos a revaluación.

Los índices de revaluación utilizados en las subsidiarias se detallan como sigue:

<b>Activo en operación</b>	<b>31 de diciembre de</b>	
	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b><u>CNFL:</u></b>		
Hidráulico	0,01870	0,01728
Distribución	0,03965	0,02956
Transformación	(0,05815)	(0,02774)
Subestaciones	0,02801	0,02274
Alumbrado Público	0,02685	0,02206
Terrenos	0,05828	0,04048
Mejoras a terrenos	0,05828	0,04048
Edificios	0,05828	0,04048
Equipo general	0,05828	0,04048
Conexiones de servicios	0,00705	0,01114
Sistemas de comunicación	0,00822	0,01387
<b><u>RACSA: (*)</u></b>		

(\*) Para el 2009 se aplicó un 4,05% en todos los bienes, salvo los terrenos.  
Para el 2010 no se revaluó.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

La depreciación acumulada correspondiente a los activos en operación revaluados se detalla como sigue:

Depreciación acumulada - revaluación	Detalle plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros 31 de diciembre de											
	2008	Ajuste por reclasificación de cuentas	Depreciación	Revaluación	Ajustes	Retiros y traslados	2009	Depreciación	Revaluación	Retiros y traslados	Ajustes	2010
<b>ICE:</b>												
Generación hidráulica	¢ 540.082	-	30.458	(4.351)	1.885	-	568.074	28.365	(10.649)	(92)	-	585.698
Generación térmica	46.512	-	1.808	(400)	175	(447)	47.648	1.715	(677)	(46)	-	48.640
Subestaciones	76.721	-	4.806	(312)	376	-	81.591	4.743	(681)	(437)	-	85.216
Líneas de transmisión	48.940	-	3.126	560	189	-	52.815	3.190	916	-	-	56.921
Líneas de distribución	119.758	-	8.486	(1.157)	(1.158)	-	125.929	8.430	(2.216)	(2.050)	1.767	131.860
Alumbrado público	3.763	-	109	17	14	-	3.903	30	(3)	-	-	3.930
Generación geotérmica	78.134	-	9.650	(1.389)	702	-	87.097	9.558	(2.419)	-	-	94.236
Generación eólica	874	-	213	(40)	30	-	1.077	210	(46)	-	-	1.241
Generación solar	253	-	47	(1)	5	-	304	48	(3)	-	-	349
Generación micro centrales hidráulicas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipo de control comunicación e Infraestructura	4.107	-	376	3	27	-	4.513	380	25	-	-	4.918
<b>Subtotal ICE Electricidad</b>	<b>¢ 919.144</b>	<b>-</b>	<b>59.079</b>	<b>(7.070)</b>	<b>2.245</b>	<b>(447)</b>	<b>972.951</b>	<b>56.669</b>	<b>(15.753)</b>	<b>(2.625)</b>	<b>1.767</b>	<b>1.013.009</b>
Estaciones de telecomunicaciones	¢ 678.903	(678.903)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	305.696	20.444	-	1.069	(10.201)	317.008	22.357	-	-	-	339.365
Acceso	-	129.138	9.587	-	915	2.104	141.744	10.302	-	(2.388)	1.391	151.049
Civil y Electromecánico	-	242.862	13.828	-	2.046	217	258.953	15.288	756	(166)	-	274.831
Plataformas	-	1.207	412	-	1	3.560	5.180	402	-	-	-	5.582
<b>Subtotal ICE Telecomunicaciones</b>	<b>¢ 678.903</b>	<b>-</b>	<b>44.271</b>	<b>-</b>	<b>4.031</b>	<b>(4.320)</b>	<b>722.885</b>	<b>48.349</b>	<b>756</b>	<b>(2.554)</b>	<b>1.391</b>	<b>770.827</b>
<b>Sub total ICE</b>	<b>¢ 1.598.047</b>	<b>-</b>	<b>103.350</b>	<b>(7.070)</b>	<b>6.276</b>	<b>(4.767)</b>	<b>1.695.836</b>	<b>105.018</b>	<b>(14.997)</b>	<b>(5.179)</b>	<b>3.158</b>	<b>1.783.836</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Depreciación acumulada - revaluación	Detalle plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros 31 de diciembre de												
	2008	Ajuste por reclasificación de cuentas	Depreciación	Revaluación	Ajustes	Retiros y traslados	2009	Depreciación	Revaluación	Retiros y traslados	Ajustes	2010	
<b>CNFL:</b>													
Mejoras a terrenos	¢	1.468	-	143	78	(85)	-	1.604	(35)	131	-	-	1.700
Edificios		5.846	-	409	219	(31)	-	6.443	(93)	392	(461)	-	6.281
Plantas		21.110	-	1.648	407	(27)	-	23.138	(3.014)	450	(2.453)	-	18.121
Distribución		48.022	-	3.559	1.460	-	(762)	52.279	3.688	2.146	(730)	-	57.383
Transmisión		312	-	41	14	-	-	367	45	23	-	-	435
Sub-Estaciones		6.772	-	561	174	(1)	(426)	7.080	606	238	-	-	7.924
Conexiones de servicio		16.048	-	886	201	-	(162)	16.973	887	136	(123)	-	17.873
Alumbrado público		5.140	-	335	133	-	(33)	5.575	348	180	(150)	-	5.953
Equipo general		4.182	-	435	168	-	(489)	4.296	417	255	(257)	-	4.711
Sistemas de comunicación		50	-	6	1	-	-	57	7	1	-	-	65
<b>Sub total CNFL</b>	<b>¢</b>	<b>108.950</b>	<b>-</b>	<b>8.023</b>	<b>2.855</b>	<b>(144)</b>	<b>(1.872)</b>	<b>117.812</b>	<b>2.856</b>	<b>3.952</b>	<b>(4.174)</b>	<b>-</b>	<b>120.446</b>
<b>RACSA:</b>													
Edificio	¢	947	-	46	47	-	-	1.040	48	-	-	-	1.088
Equipo de comunicación		9.894	-	464	386	-	(500)	10.244	431	-	(146)	-	10.529
Equipo general		1.284	-	116	93	-	(54)	1.439	112	-	(368)	-	1.183
<b>Sub total RACSA</b>	<b>¢</b>	<b>12.125</b>	<b>-</b>	<b>626</b>	<b>526</b>	<b>-</b>	<b>(554)</b>	<b>12.723</b>	<b>591</b>	<b>-</b>	<b>(514)</b>	<b>-</b>	<b>12.800</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢</b>	<b>1.719.122</b>	<b>-</b>	<b>111.999</b>	<b>(3.689)</b>	<b>6.132</b>	<b>(7.193)</b>	<b>1.826.371</b>	<b>108.465</b>	<b>(11.045)</b>	<b>(9.867)</b>	<b>3.158</b>	<b>1.917.082</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***Nota 5. Otros activos en operación**

Los otros activos en operación costo se detallan como sigue:

Otros activos en operación costo	31 de diciembre de							
	<u>2008</u>	Adiciones	Retiros y traslados	<u>2009</u>	Adiciones	Ajustes	Retiros y traslados	<u>2010</u>
Terrenos	₡ 1.515	247	(16)	1.746	903	-	(46)	2.603
Vías de comunicación terrestre	44	31	-	75	8	-	-	83
Edificios	12.534	2.067	(2)	14.599	229	-	(46)	14.782
Maquinaria y equipo para la producción	2.121	49	-	2.170	49	-	(16)	2.203
Equipo para construcción	19.628	4.888	(188)	24.328	15.071	-	(539)	38.860
Equipo de transporte	41.997	24.416	(373)	66.040	7.690	2	(569)	73.163
Equipo de comunicaciones	7.538	1.747	(1.858)	7.427	4.880	2	(725)	11.584
Mobiliario y equipo de oficina	4.708	1.570	(517)	5.761	1.283	-	(98)	6.946
Equipo y programas de cómputo	50.770	8.865	(11.269)	48.366	20.713	2	(4.768)	64.313
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	15.693	4.810	(1.417)	19.086	5.094	2	(428)	23.754
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo	431	172	(114)	489	255	-	(10)	734
Maquinaria y equipo diversos	6.717	2.711	(1.269)	8.159	2.908	-	294	11.361
Maquinaria y equipo de mantenimiento	8.611	5.224	(789)	13.046	8.675	-	(302)	21.419
Equipo para fotografía, video y publicaciones	1.261	1.170	(297)	2.134	376	1	(13)	2.498
Semovientes	5	-	-	5	1	-	(1)	5
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>₡ 173.573</b>	<b>57.967</b>	<b>(18.109)</b>	<b>213.431</b>	<b>68.135</b>	<b>9</b>	<b>(7.267)</b>	<b>274.308</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

La depreciación acumulada de los otros activos en operación - costo se detalla como sigue:

Depreciación Acumulada - Costo	31 de diciembre de								
	<u>2008</u>	Depreciación	Ajustes	Retiros y traslados	<u>2009</u>	Depreciación	Retiros y traslados	<u>2010</u>	
Edificios	¢	2.369	315	-	6	2.690	325	(15)	3.000
Maquinaria y equipo para la producción		577	107	-	-	684	109	(1)	792
Equipo para construcción		14.114	2.107	-	(117)	16.104	3.576	(149)	19.531
Equipo de transporte		21.132	10.818	-	(256)	31.694	13.657	(692)	44.659
Equipo de comunicaciones		4.992	814	-	(1.803)	4.003	1.237	(547)	4.693
Mobiliario y equipo de oficina		2.232	476	-	(340)	2.368	590	(194)	2.764
Equipo y programas de cómputo		37.267	6.999	-	(11.532)	32.734	8.534	(4.446)	36.822
Equipo sanitario de laboratorio e investigación		8.477	1.808	(13)	(1.302)	8.970	2.471	(456)	10.985
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo		321	27	-	(18)	330	54	(5)	379
Maquinaria y equipo diversos		3.639	976	-	(1.281)	3.334	1.462	(116)	4.680
Maquinaria y equipo de mantenimiento		5.415	1.286	-	(786)	5.915	2.676	(115)	8.476
Equipo para fotografía, video y publicaciones		824	215	-	(344)	695	390	(56)	1.029
Semovientes		4	1	-	-	5	-	(1)	4
<b>Total Grupo ICE</b>	¢	<b>101.363</b>	<b>25.949</b>	<b>(13)</b>	<b>(17.773)</b>	<b>109.526</b>	<b>35.081</b>	<b>(6.793)</b>	<b>137.814</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Las vidas útiles del Grupo ICE, establecidas para cada grupo de otros activos en operación, utilizadas para su depreciación, son las siguientes:

Otros activos en operación	Vida útil (años)													
	0,1	3	4	4,2	5	6	6,5	7	8	10	20	40	50	
Edificios												x	x	
Maquinaria y equipo para la producción											x			
Equipo para construcción			x		x			x		x				
Equipo de transporte		x	x		x		x	x		x				
Equipo de comunicaciones		x	x		x			x	x	x				
Mobiliario y equipo de oficina			x							x				
Equipo y programas de cómputo			x						x					
Equipo sanitario, de laboratorio e investigación			x			x		x		x				
Equipo y mobiliario educ, deportivo y recreativo	x							x	x	x				
Maquinaria y equipos diversos			x		x	x		x	x	x				
Maquinaria y equipo de mantenimiento			x	x	x					x				
Equipo para fotografía, video y publicaciones			x		x					x				
Semovientes			x											

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Los otros activos en operación expresados a su valor revaluado se detallan como sigue:

Otros activos en operación - revaluación	31 de diciembre de						
	<u>2008</u>	Revaluación	Retiros y traslados	<u>2009</u>	Revaluación	Retiros y traslados	<u>2010</u>
Terrenos	6.242	129	(16)	6.355	-	(96)	6.259
Edificios	39.851	1.321	1	41.173	785	(114)	41.844
Maquinaria y equipo para la producción	1.606	91	-	1.697	53	-	1.750
Equipo para construcción	9.187	277	(313)	9.151	5.639	(5.656)	9.134
Equipo de transporte	12.089	782	(298)	12.573	718	(481)	12.810
Equipo de comunicaciones	1.003	-	(251)	752	(678)	(74)	-
Mobiliario y equipo de oficina	2.498	111	(498)	2.111	85	(232)	1.964
Equipo y programas de cómputo	5	-	(2)	3	(1)	(2)	-
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	6.046	309	(1.361)	4.994	227	(308)	4.913
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo	58	7	(13)	52	5	(2)	55
Maquinaria y equipo diversos	1.183	89	(522)	750	75	(35)	790
Maquinaria y equipo de mantenimiento	2.815	117	(639)	2.293	29	(46)	2.276
Equipo para fotografía, video y publicaciones	228	13	(108)	133	24	(13)	144
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>82.811</b>	<b>3.246</b>	<b>(4.020)</b>	<b>82.037</b>	<b>6.961</b>	<b>(7.059)</b>	<b>81.939</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Los índices utilizados para el ajuste por revaluación practicado a cada grupo de otros activos en operación son los siguientes:

<b>Otros activos en operación</b>	<b>Al 31 de diciembre de</b>	
	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Terrenos y derechos de paso	-	0,01764928
Edificios	0,01437141	0,02560461
Maquinaria y equipo para la producción	0,01385443	0,02453396
Equipo para la construcción	0,01390207	0,02519051
Equipo de transporte	0,01556221	0,02790595
Equipo de comunicaciones	0,01569329	-
Equipo y mobiliario de oficina	0,01497667	0,02453396
Equipos y programas de cómputo	0,01568098	-
Equipo sanitario, de laboratorio e investigación	0,01553697	0,02764457
Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	0,01412362	0,02517568
Maquinaria y equipo diversos	0,01532706	0,02741927
Maquinaria y equipo de mantenimiento	0,01340150	0,02116415
Equipo para fotografía, video y publicación	0,01565040	0,02736620

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

La depreciación acumulada correspondiente a los otros activos en operación revaluados se detalla como sigue:

Depreciación Acumulada - revaluación	31 de diciembre de									
	<u>2008</u>	Depreciación	Revaluación	Retiros y traslados	<u>2009</u>	Depreciación	Revaluación	Retiros y traslados	<u>2010</u>	
Edificios	20.302	1.315	111	-	21.728	884	339	(32)	22.919	
Maquinaria y equipo para la producción	658	93	31	-	782	98	20	-	900	
Equipo para construcción	8.554	275	130	(311)	8.648	255	2.671	(2.793)	8.781	
Equipo de transporte	11.011	574	191	(298)	11.478	630	191	(481)	11.818	
Equipo de comunicaciones	956	30	-	(250)	736	12	(675)	(73)	-	
Mobiliario y equipo de oficina	2.038	141	45	(488)	1.736	125	29	(216)	1.674	
Equipo y programas de cómputo	6	-	-	(2)	4	-	(1)	(2)	1	
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	5.193	357	119	(1.350)	4.319	247	62	(301)	4.327	
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo	52	5	4	(13)	48	1	3	(2)	50	
Maquinaria y equipo diversos	1.018	64	24	(518)	588	66	20	(33)	641	
Maquinaria y equipo de mantenimiento	2.569	92	24	(636)	2.049	79	22	(45)	2.105	
Equipo para fotografía, video y publicaciones	209	7	4	(109)	111	8	4	(13)	110	
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>52.566</b>	<b>2.953</b>	<b>683</b>	<b>(3.975)</b>	<b>52.227</b>	<b>2.405</b>	<b>2.685</b>	<b>(3.991)</b>	<b>53.326</b>	

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***Nota 6. Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero.**

Los otros activos en operación bajo arrendamiento financiero se detallan como sigue:

Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero	31 de diciembre de 2010	
	Costo	Depreciación Acumulada
Terrenos	¢ 1.151	-
Edificios	25.315	(253)
Mobiliario y equipo de oficina	1.084	(54)
<b>Total</b>	<b>¢ 27.550</b>	<b>(307)</b>

El 29 de enero del 2010, el Banco de Costa Rica (BCR) y el ICE acordaron utilizar el esquema denominado “Fideicomiso de Titularización”, el cual consiste en la constitución de un contrato de fideicomiso donde ICE figura como fideicomitente y fideicomisario, y el BCR como fiduciario. El fin general del establecimiento de este contrato es la generación y administración, de forma independiente, de los recursos necesarios para la adquisición del inmueble denominado Centro Empresarial La Sabana. Ese inmueble corresponde a una torre de oficinas ubicado en San José, Sabana Sur, donde se localizan las oficinas administrativas del Sector de Telecomunicaciones. El fideicomiso podrá obtener esos recursos financieros mediante la adquisición de préstamos comerciales y la emisión, colocación y administración de títulos de deuda como resultado del proceso de titularización. Actualmente, el Fideicomiso está autorizado para la emisión de deuda pública, y al 31 de diciembre del 2010 registra pasivos por ese concepto. El fideicomiso, en su calidad de propietario del Centro Empresarial La Sabana, lo arrienda al ICE por un periodo de 12 años, al final de los cuales el ICE podrá ejercer la opción de compra, la cual se ha establecido en US\$1 (un dólar). El arrendamiento ha sido clasificado por el ICE como arrendamiento financiero (véase nota 22).

Las principales cláusulas establecidas en el contrato de Fideicomiso de Titularización se resumen a continuación:

- Los fines del fideicomiso son:
  - a) Adquirir los bienes y servicios necesarios tanto para la operación como para el mantenimiento del edificio objeto del contrato, de acuerdo a los planes de compra que suministre el Fideicomisario, según corresponda

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- b) Arrendar el edificio equipado al ICE , administrar los flujos de efectivo para el repago de financiamiento, y en los términos acordados brindar el mantenimiento preventivo y correctivo a dichas instalaciones.
  - c) Convertirse en un vehículo para emitir y colocar títulos valores, de conformidad con las condiciones y características que se establecen en el prospecto de emisión y en el presente contrato, previa autorización de la Superintendencia General de Valores (SUGEVAL) ente regulador de emisiones de títulos de deuda. La emisión y colocación de los títulos podrá realizarse en tractos, de conformidad con los pagos, términos y condiciones proyectados. Asimismo podrá suscribir contratos de crédito para la obtención de los recursos necesarios para el financiamiento, según condiciones financieras del mercado.
- Con el monto que reciba el Fideicomiso por el arrendamiento del inmueble, se cancelará principal y rendimientos de los títulos valores colocados en el mercado de valores, así como, aquellas emisiones privadas de valores, créditos bancarios nacionales e internacionales.
  - El plazo del Fideicomiso será de 30 años.
  - El patrimonio del fideicomiso será utilizado única y exclusivamente para cumplir y realizar los objetivos del contrato de Fideicomiso.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

**Nota 7. Obras en construcción, material en tránsito e inventario para inversión**

En el siguiente cuadro se indican los movimientos durante los años 2010-2009 relacionados con las obras en construcción, material en tránsito e inventario - inversión:

Cuenta	Al 31 de diciembre de 2008	Adiciones	Capitalizaciones	Ingreso almacén	Ajustes	Ingreso a la obra	Al 31 de diciembre de 2009	Adiciones	Capitalizaciones	Ingreso almacén	Ajustes	Ingreso a la obra	Ajustes a periodos anteriores	Al 31 de diciembre de 2010
<b>ICE:</b>														
Obras mayores en construcción	¢ 231.945	123.986	(28.421)	-	-	-	327.510	196.220	(24.398)	-	19	-	(9.283)	490.068
Otras obras en construcción	188.151	161.382	(148.720)	-	(9.561)	-	191.252	193.187	(138.322)	-	(22)	-	-	246.095
<b>Subtotal Obras en Construcción</b>	<b>420.096</b>	<b>285.368</b>	<b>(177.141)</b>	<b>-</b>	<b>(9.562)</b>	<b>-</b>	<b>518.762</b>	<b>389.407</b>	<b>(162.720)</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>(9.283)</b>	<b>736.163</b>
Material en tránsito para inversión	121.919	74.472	-	-	-	(41.322)	155.069	49.631	-	(70.859)	112	(34.349)	-	99.604
Inventario en inversión	72.892	131.112	-	(105.056)	-	-	98.948	1.179	-	134.799	-	(103.410)	-	131.516
<b>Sub total ICE</b>	<b>614.907</b>	<b>490.952</b>	<b>(177.141)</b>	<b>(105.055)</b>	<b>(9.562)</b>	<b>(41.322)</b>	<b>254.017</b>	<b>50.810</b>	<b>(162.720)</b>	<b>63.940</b>	<b>109</b>	<b>(137.759)</b>	<b>(9.283)</b>	<b>967.283</b>
<b>CNFL:</b>														
Obras en construcción	20.195	24.039	(40.322)	-	-	-	3.912	23.880	(11.287)	-	(312)	-	-	16.193
Inventario y material para inversión	3.983	3.825	(3.225)	-	-	-	4.583	-	(71)	-	-	-	-	4.512
<b>Sub total CNFL</b>	<b>24.178</b>	<b>27.864</b>	<b>(43.547)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.495</b>	<b>23.880</b>	<b>(11.358)</b>	<b>-</b>	<b>(312)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20.705</b>
<b>RACSA:</b>														
Obras en construcción	289	190	(146)	-	-	-	333	15.042	(15.371)	-	-	-	-	4
Material en tránsito para inversión	2.637	2.426	(3.586)	-	-	-	1.477	287	(1.249)	-	-	-	-	515
<b>Sub total RACSA</b>	<b>2.926</b>	<b>2.616</b>	<b>(3.732)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.810</b>	<b>15.329</b>	<b>(16.620)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>519</b>
<b>GRUPO ICE:</b>														
Obras mayores en construcción	252.429	148.215	(68.889)	-	-	-	331.755	235.142	(51.056)	-	(293)	-	(9.283)	506.265
Otras obras en construcción	188.151	161.382	(148.720)	-	(9.561)	-	191.252	193.187	(138.322)	-	(22)	-	-	246.095
<b>Subtotal Obras en Construcción</b>	<b>440.580</b>	<b>309.597</b>	<b>(217.609)</b>	<b>-</b>	<b>(9.561)</b>	<b>-</b>	<b>523.007</b>	<b>428.329</b>	<b>(189.378)</b>	<b>-</b>	<b>(315)</b>	<b>-</b>	<b>(9.283)</b>	<b>752.360</b>
Material en tránsito para inversión	124.556	76.898	(3.586)	-	-	(41.322)	156.546	49.918	(1.249)	(70.859)	112	(34.349)	-	100.119
Inventario en inversión	76.875	134.937	(3.225)	(105.056)	-	-	103.531	1.179	(71)	134.799	-	(103.410)	-	136.028
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 642.011</b>	<b>521.432</b>	<b>(224.420)</b>	<b>(105.056)</b>	<b>(9.561)</b>	<b>(41.322)</b>	<b>783.084</b>	<b>479.426</b>	<b>(190.698)</b>	<b>63.940</b>	<b>(203)</b>	<b>(137.759)</b>	<b>(9.283)</b>	<b>988.507</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Un detalle del movimiento de obras en construcción y otras obras en construcción se presenta como sigue:

Obras en construcción y otras obras en construcción	31 de diciembre de					
	2009	Adiciones	Capitalizaciones	Intereses capitalizados	Reclasificaciones a inventario	2010
<b>ICE:</b>						
Proyecto Hidroeléctrico Pirrís (1)	¢ 225.974	105.475	-	14.270	-	345.719
Acceso Multiservicio Nacional (2)	55.544	39.336	(43.559)	-	-	51.321
Proyecto Hidroeléctrico Reventazón (3)	-	37.693	-	87	-	37.780
Expansión de la telefonía móvil (4)	22.731	12.523	(157)	390	-	35.487
Línea de Transmisión Río Macho-Moín (5)	34.664	4.853	-	1.278	(9.283)	31.512
Proyecto Geotérmico Las Pailas (6)	17.074	7.597	-	377	-	25.048
Gestión elementos de la red	19.200	2.428	1	-	-	21.629
P.E.S.S.O. (13)	34	20.732	(137)	2	-	20.631
Barras auxiliares	7.990	5.523	(30)	509	-	13.992
Línea de Transmisión Peñas Blancas-Garita	9.996	1.255	-	221	-	11.472
Desarrollo de redes (7)	12.103	9.791	(11.138)	430	-	11.186
Línea de Transmisión Río Macho-San Miguel	6.163	3.385	-	502	-	10.050
Conformación y rehabilitación de estructuras civiles	6.144	3.580	(102)	-	-	9.622
Internet (Internet Público)	-	5.583	-	790	-	6.373
Mejoramiento continuo de la calidad	2.873	4.790	(1.958)	302	-	6.007
Sostenibilidad e Insonorización de Infraestructura	4.824	8.008	(6.837)	-	-	5.995
Servicios técnicos para proyectos de distribución	7.090	4.188	(6.049)	636	-	5.865
Merlink (8)	870	5.684	-	-	-	6.554
Voz IP	1.566	7.162	(3.208)	-	-	5.520
Mejoras red de transporte de electricidad	5.373	5.505	(5.935)	564	-	5.507
Soluciones IPTV	-	4.825	-	2	-	4.827
Acceso banda ancha área metropolitana	3.681	733	(4)	-	-	4.410
Línea de Transmisión La Caja	3.239	2	-	68	-	3.309
Centro de Datos	1.422	1.701	-	-	-	3.123
Sistema Inalámbrico Banda Ancha	6.967	950	(5.169)	-	-	2.748
Línea de Transmisión Cariblanco -Trapiche	3.250	4.073	(5.282)	68	-	2.109
Interconexión Internacional (9)	2.249	10.305	(11.079)	47	-	1.522
Sostenibilidad y crecimiento de los ingresos	-	7.093	(5.925)	14	-	1.182
Proyecto Térmico Moín III	2.332	5.958	(7.826)	609	-	1.073
Ampliación núcleo IP	8.248	414	(8.420)	-	-	242
Interconexión Nacional de Nueva Generación	8.087	833	(8.728)	-	-	192
Proyecto Térmico Moín Gas	721	1.263	(2.128)	144	-	-
Anillo de La Amistad (10)	13.637	4.664	(18.604)	303	-	-
Varios Proyectos	24.716	28.225	(10.446)	1.661	-	44.156
<b>Sub total ICE</b>	<b>¢ 518.762</b>	<b>366.130</b>	<b>(162.720)</b>	<b>23.274</b>	<b>(9.283)</b>	<b>736.163</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Detalle de Obras en Construcción y Otras Obras en Construcción	31 de diciembre de					
	2009	Adiciones	Capitalizaciones	Intereses capitalizados	Reclasificaciones a inventario	2010
<b>CNFL:</b>						
Extensiones de Líneas Aéreas	€ 59	4.144	(4.130)	-	-	73
Extensiones de Líneas Subterráneas	16	2.611	(2.096)	-	-	531
Mejoras a subestaciones	-	315	(236)	-	-	79
Proyecto electrificación subterránea Paseo Colón	-	2.377	-	-	-	2.377
Líneas de transmisión	-	11	(11)	-	-	-
Equipo de medición	-	1.799	(1.799)	-	-	-
Mejoras a plantas hidroeléctricas	1.234	180	(1.264)	-	-	150
Proyecto Hidroeléctrico Brasil 2	-	100	-	-	-	100
Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior (11)	1.422	9.796	-	-	-	11.218
Proyecto Eólico Valle Central	297	-	-	-	-	297
Proyecto Hidroeléctrico Anonos	-	171	-	-	-	171
Proyecto El Encanto	312	(312)	-	-	-	-
Instalación de Lámparas	6	1.033	(714)	-	-	325
Líneas de comunicación	3	30	(33)	-	-	-
Compras y mejoras a terrenos	156	354	(394)	-	-	116
Compras y mejoras a edificios	407	959	(610)	-	-	756
<b>Sub total CNFL</b>	€ <b>3.912</b>	<b>23.568</b>	<b>(11.287)</b>	-	-	<b>16.193</b>
<b>RACSA:</b>						
Torres para proyecto Wimax	333	-	(333)	-	-	-
Ampliación Arquitectura JAVA Enterprise System - JES (12)	-	8.191	(8.191)	-	-	-
Proyecto adquisición de solución especializada para el manejo de Páginas Amarillas	-	5.016	(5.016)	-	-	-
Equipo VSAT	-	663	(663)	-	-	-
Aire acondicionado	-	232	(232)	-	-	-
Equipo de Red SDH	-	173	(173)	-	-	-
Switch	-	173	(173)	-	-	-
Equipo monitoreo fibra óptica	-	145	(145)	-	-	-
Unidades UPS	-	110	(110)	-	-	-
Red de fibra óptica aérea	-	4	-	-	-	4
Otras	-	335	(335)	-	-	-
<b>Sub total RACSA</b>	€ <b>333</b>	<b>15.042</b>	<b>(15.371)</b>	-	-	<b>4</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	€ <b>523.007</b>	<b>404.740</b>	<b>(189.378)</b>	<b>23.274</b>	<b>(9.283)</b>	<b>752.360</b>

Una breve descripción de los principales proyectos de obras en construcción se detallan como sigue:

**(1) Proyecto Hidroeléctrico Pirrís**

Este Proyecto Hidroeléctrico se ubica en la Zona de Los Santos - Costa Rica, con una inversión cercana a US\$600 millones, y una capacidad instalada de 134 megavatios (MW). El 25 de enero del 2011, dio inicio al llenado del embalse de este Proyecto y se estima que sus operaciones se iniciará en setiembre de 2011.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***(2) Acceso Multi servicio Nacional (Telecomunicaciones 2010)**

Este proyecto contempla obras relacionadas con instalación de equipos IMAPs y Nodos de Acceso Multi servicio, los cuales brindan servicios de voz, datos y video en la red de acceso. Además incluye obras de soluciones de corto plazo y de mejoras en la red de transporte y de acceso en todo el país, su aporte es la modernización, mejora y ampliación de la red interurbana de fibra óptica y red de transporte, así como de las centrales SIEMENS.

La disminución neta de ₡4.278 durante el 2010 obedece a la liquidación de obras en construcción.

**(3) Proyecto Hidroeléctrico Reventazón:**

Este Proyecto hidroeléctrico se ubica en la cuenca media del Río Reventazón, Limón - Costa Rica con una capacidad de generación eléctrica de 305 MW, y se espera que entre en operación en el 2016.

Las inversiones realizadas durante el 2010 son financiadas con recursos ICE y con fondos provenientes de otros esquemas de financiamiento suscritos por el ICE. La inversión total para el desarrollo del proyecto se estima en aproximadamente US\$1.200 millones.

**(4) Expansión de la telefonía móvil.**

El aumento del proyecto de expansión de telefonía móvil obedece principalmente al Proyecto Ampliación Red GSM, Gestión Proyectos de la Red Móvil y adquisición de equipos, licencias y servicios necesarios para inter operar e integrar el sistema de tecnología GSM con el sistema de tecnología 3G.

**(5) Línea de transmisión Río Macho – Moín**

Esta línea se ubica en los cantones de Paraíso, Turrialba, Siquirres y Limón.

Consiste en la reconstrucción de la Línea de Transmisión Río Macho-Moín ampliando su capacidad transportadora de 138 kilovatios a 230 Kilovatios que representa un cambio en las estructuras que soportan el cableado así como su sustitución, ampliando la altura de las mismas y la capacidad de transporte del cable. Dentro de este mismo proyecto se incluye la ampliación de la Subestación Moín.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***(6) Proyecto Geotérmico Las Pailas**

El Proyecto Geotérmico Las Pailas se encuentra ubicado en las faldas del Volcán Rincón de la Vieja, Guanacaste tendrá una generación de energía media anual de 276 GWh, con una potencia instalada de 35 MW con una tecnología Binaria. Dentro del Plan de Expansión de la Generación, el proyecto está para entrar en operación en el 2011.

Las adiciones del periodo corresponden principalmente a la actividad de perforaciones realizadas para la obtención de los pozos productores, reinyectores y el monitoreo necesarios para la operación del campo.

**(7) Desarrollo de redes**

Este es un programa enfocado a mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica tanto a la industria manufacturera como a la turística y clientes en general, mediante la instalación de nuevas líneas de distribución o ampliación de las ya existentes, en los diferentes lugares del territorio nacional.

**(8) Mer-link (Gobierno Digital 2010)**

Este sistema consiste en una plataforma tecnológica para compras públicas, que permite a las proveedurías del Estado, realizar las operaciones de compra y venta de productos y servicios en forma electrónica. Se han desarrollado inicialmente los módulos de Registro de Proveedores, Portal y Catálogo de Productos.

**(9) Interconexión Internacional**

Inversiones realizadas en compras de capacidad de cable submarino para transporte de datos, con el objetivo de interconectar a Costa Rica mediante las estaciones de Bribri (Atlántico) y UNQUI (Pacífico) con Estados Unidos, en Miami y Los Ángeles, respectivamente.

**(10) Anillo de la Amistad**

Es un Sistema de Transmisión Eléctrica que provee una mejora del servicio en la Zona Atlántica, al tiempo que enlaza a Costa Rica con Panamá, brindando un segundo punto de conexión entre ambos países y logrando así también consolidar el intercambio comercial. En nuestro país está constituido por 3 obras Subestación Moín, Subestación Cahuita y la frontera con Panamá en el sector de Sixaola. En esta última línea se produce la interconexión internacional con el Sistema Eléctrico de Panamá.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

**(11) Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior**

El proyecto tendrá una potencia de 37,5 MW.

**(12) Java Enterprise System (JES)**

Consiste en la adquisición de una plataforma tecnológica homogénea para correo electrónico sobre Java Enterprise System JES de SUN Microsystems, mediante la cual se puedan desarrollar servicios de aplicaciones de nueva generación bajo los conceptos de software abierto, Web 2.0 y cómputo en la nube, que contemple data center modular, hardware, software, soporte técnico de la plataforma y comunicación de datos (véase nota 4).

**(13) P.E.S.S.O.: Plan de Evolución Sistemas de Soporte a las Operaciones de Negocio**

El alcance del proyecto consiste en evolucionar todos los aplicativos actuales que soportan las operaciones del negocio de telecomunicaciones por aplicativos de última generación, basados en las mejoras prácticas de la industria y en el Modelo eTOM (es un marco que identifica los procesos de negocio, es una guía de referencia que clasifica todas las actividades de negocios de un proveedor de servicios y las presenta en distintos niveles o vistas; es un instrumento de comunicación), con un costo no superior a los US\$155,2 millones.

El fin primordial del proyecto PESSO consiste en proveer al sector de telecomunicaciones del ICE, con una infraestructura de sistemas de soporte a las operaciones de negocio integrada y optimizada, que tenga capacidad de hacerle frente de una forma eficiente a los cambios tecnológicos y de negocio. Este proyecto se fundamenta en el modelo de construcción de soluciones a procesos de negocio de la Industria de Telecomunicaciones y en estándares de Tecnologías de la Información.

PESSO fue aprobado por el Consejo Directivo, a partir de una propuesta de los Subgerentes de Telecomunicaciones, en los siguientes acuerdos: sesión # 5624, Artículo # 14, del 16 de julio de 2004 y sesión # 5643, Artículo # 1, del 21 de setiembre de 2004.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)Sector Electricidad

Las principales obras en construcción detalladas por fuente de financiamiento que se mantienen en construcción se detallan a continuación:

Detalle de Obras en Construcción	Obras en Construcción 31 de diciembre del 2010																				
	Local	BID 796	JBIC	B.C.I.E. Pirris	Bonos colocación A	Bonos colocación B	B.C.I.E. servicios eléctricos	B.C.I.E. (adicional)	C.A.F. (Corporación Andina)	Banca nacional	B.C.I.E. 1516	Banca multilateral	Emisión bonos I.N.S. A	Emisión bonos Internacion	Emisión bonos nacionales	Emisión bonos nacionales	B.E.I	Exterior	Servicios Terceros	Otros Organismos Internacionale	Total
<b>Generación Hidráulica</b>																					
Proyecto Hidroeléctrico Río Macho	537	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138	6	-	-	-	-	681
Proyecto Hidroeléctrico Cachí	29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	1.902	-	-	-	-	1.948
Proyecto Hidroeléctrico Pirris	72.001	-	84.053	69.401	-	1.909	15.909	-	18.259	1	-	2.516	-	-	30.247	47.938	-	-	59	3.426	345.719
Proyecto Hidroeléctrico Reventazón	12.147	-	-	-	-	-	-	6	73	-	-	233	-	24.063	1.258	-	-	-	-	-	37.780
<b>Sub-Total</b>	<b>84.714</b>	<b>-</b>	<b>84.053</b>	<b>69.401</b>	<b>-</b>	<b>1.909</b>	<b>15.909</b>	<b>6</b>	<b>18.332</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2.749</b>	<b>-</b>	<b>24.063</b>	<b>31.660</b>	<b>49.846</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>59</b>	<b>3.426</b>	<b>386.128</b>
<b>Subestaciones</b>																					
Transmisión Río Macho - Moín	3.025	31	-	-	-	(49)	156	146	226	53	1.820	-	-	-	1	95	-	-	-	-	5.504
Transmisión Peñas Blancas-Garita	213	279	-	-	-	-	-	104	-	-	-	-	-	-	8	610	-	-	-	-	1.214
Transmisión La Caja	2.482	287	-	-	-	14	69	-	6	446	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	3.309
Programa respaldo Transformadores Quin 03-07	910	-	-	-	-	-	28	-	87	159	-	-	-	-	38	58	-	-	-	-	1.280
Conexiones de Media Tensión	73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	-	-	-	80
Transmisión Pirris	274	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	274
Barras de alta tensión	6.537	39	-	-	-	1	1.072	-	1.596	2.874	-	-	-	-	903	970	-	-	-	-	13.992
Interconexión Ingenio El Viejo	762	25	-	-	-	-	1	-	206	-	-	-	-	-	370	102	-	-	-	-	1.466
S.T. Miravalles Ampliación No.8	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	37
Modernización S.T. Río Macho	142	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58	-	-	-	-	200
<b>Sub-Total</b>	<b>14.435</b>	<b>661</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(34)</b>	<b>1.326</b>	<b>250</b>	<b>2.121</b>	<b>3.532</b>	<b>1.820</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>1.320</b>	<b>1.920</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>27.356</b>
<b>Líneas de Transmisión</b>																					
Río Macho-Moín	13.505	2.088	-	-	399	1.307	2.104	1.915	1.286	1.230	-	-	-	-	4	2.167	-	-	3	-	26.008
Cariblanco-Trapiche	880	-	-	-	-	15	220	7	198	-	-	-	-	-	305	484	-	-	-	-	2.109
Palmar	20	2	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	4	68	-	-	-	-	95
Parrita	25	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	38
Poás	1.457	774	-	-	1	32	9	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	2.281
Río Macho-San Miguel	3.456	62	-	-	-	13	120	1	349	-	-	-	-	-	1.592	2.619	779	1.059	-	-	10.050
Peñas Blancas-Garita	4.375	(526)	-	-	49	9	546	2.806	1.826	-	-	-	-	-	23	1.150	-	-	-	-	10.258
Siepac líneas de transmisión	701	-	-	-	(27)	(99)	23	-	39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	637
Instalación fibra óptica	16	-	-	-	-	-	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59
<b>Sub-Total</b>	<b>24.435</b>	<b>2.400</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>422</b>	<b>1.277</b>	<b>3.065</b>	<b>4.729</b>	<b>3.702</b>	<b>1.230</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.936</b>	<b>6.498</b>	<b>779</b>	<b>1.059</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>51.535</b>
<b>Generación Geotérmica</b>																					
Obras subterráneas Miravalles	15	-	-	-	-	(14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Proyecto Geotérmico Las Pailas	20.825	-	-	-	-	47	1.065	-	27	-	-	-	-	-	1.421	1.663	-	-	-	-	25.048
<b>Sub-Total</b>	<b>20.840</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>33</b>	<b>1.065</b>	<b>-</b>	<b>27</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.421</b>	<b>1.663</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>25.049</b>
<b>Total ICE</b>	<b>144.424</b>	<b>3.061</b>	<b>84.053</b>	<b>69.401</b>	<b>422</b>	<b>3.185</b>	<b>21.365</b>	<b>4.985</b>	<b>24.182</b>	<b>4.763</b>	<b>1.820</b>	<b>2.749</b>	<b>5</b>	<b>24.063</b>	<b>36.337</b>	<b>59.927</b>	<b>779</b>	<b>1.059</b>	<b>62</b>	<b>3.426</b>	<b>490.068</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Al 31 de diciembre del 2009 las principales obras detalladas por fuente de financiamiento que se mantienen en construcción se detallan a continuación:

Obras en Construcción 31 de diciembre del 2009																		
Detalle de Obras en Construcción	Local	BID 796	JBIC	BCIE - PIRRIS	Bonos Colocación A	Bonos Colocación B	BCIE Servicios Eléctricos 2007	B.C.I.E. (adicional)	C.A.F. (Corporación Andina Fomento)	Banca Nacional	BCIE 1516	Banca Multilateral	Emisión de Bonos Nacionales 2009	Emisión Bonos I.N.S. A	BEI	Exterior	Servicios Terceros	Al 31 de diciembre de 2009
<b>Generación Hidráulica - Proyectos Hidroeléctricos</b>																		
Río Macho	78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124	-	-	-	-	202
Pirris	32.933	-	51.577	59.290	-	1.910	17.740	-	18.888	-	-	21.720	21.857	-	-	-	59	225.974
<b>Subtotal Generación Hidráulica</b>	<b>33.011</b>	<b>-</b>	<b>51.577</b>	<b>59.290</b>	<b>-</b>	<b>1.910</b>	<b>17.740</b>	<b>-</b>	<b>18.888</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>21.720</b>	<b>21.981</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>59</b>	<b>226.176</b>
<b>Subestaciones</b>																		
Líneas de Transmisión Río Macho - Moín	2.560	31	-	-	6	35	182	131	293	-	1.820	-	1	-	-	-	-	5.059
Líneas de Transmisión Cariblanco-Trapiche	2.531	596	-	-	-	25	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.182
Líneas de Transmisión La Caja	2.413	287	-	-	-	14	69	-	6	446	-	-	-	5	-	-	-	3.240
Programa respaldo Transformadores Quin 03-07	536	-	-	-	-	-	-	-	85	-	-	-	1	-	-	-	-	622
Barras de alta tensión	4.596	39	-	-	-	1	745	-	1.576	161	-	-	873	-	-	-	-	7.991
Interconexión Proyectos Hidroeléctricos Canaleta y Los Negros	475	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	484
Interconexión Ingenio El Viejo	621	-	-	-	-	-	-	-	203	-	-	-	374	-	-	-	-	1.198
<b>Subtotal Subestaciones</b>	<b>13.732</b>	<b>962</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>75</b>	<b>1.026</b>	<b>131</b>	<b>2.163</b>	<b>607</b>	<b>1.820</b>	<b>-</b>	<b>1.249</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>21.776</b>
<b>Líneas de Transmisión</b>																		
Río Macho-Moín	12.572	9.579	-	-	379	1.298	2.120	2.226	1.424	-	-	-	4	-	-	-	3	29.605
Cariblanco-Trapiche	5	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68
Anillo de La Amistad	5.780	781	-	-	-	215	969	1.785	4.123	-	-	-	(16)	-	-	-	-	13.637
Palmar	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	16
Poás	1.457	774	-	-	1	32	9	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	2.281
Río Macho-San Miguel	2.348	37	-	-	-	9	118	-	326	-	-	-	1.488	-	779	1.058	-	6.163
Peñas Blancas-Garita	3.760	726	-	-	49	3	558	2.914	1.962	-	-	-	23	-	-	-	1	9.996
Siepac	690	-	-	-	(27)	(100)	20	-	39	-	-	-	-	-	-	-	-	622
Instalación fibra óptica	16	-	-	-	-	-	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59
<b>Subtotal Líneas de Transmisión</b>	<b>26.640</b>	<b>11.960</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>402</b>	<b>1.457</b>	<b>3.837</b>	<b>6.925</b>	<b>7.874</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.511</b>	<b>-</b>	<b>779</b>	<b>1.058</b>	<b>4</b>	<b>62.447</b>
<b>Generación Geotérmica</b>																		
Obras subterráneas Miravalles	52	-	-	-	-	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37
Proyecto Geotérmico Las Pailas	14.516	-	-	-	-	47	1.066	-	27	-	-	-	1.418	-	-	-	-	17.074
<b>Subtotal Generación Geotérmica</b>	<b>14.568</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>32</b>	<b>1.066</b>	<b>-</b>	<b>27</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.418</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17.111</b>
<b>Total Obras en Construcción</b>	<b>87.951</b>	<b>12.922</b>	<b>51.577</b>	<b>59.290</b>	<b>408</b>	<b>3.474</b>	<b>23.669</b>	<b>7.056</b>	<b>28.952</b>	<b>607</b>	<b>1.820</b>	<b>21.720</b>	<b>26.159</b>	<b>5</b>	<b>779</b>	<b>1.058</b>	<b>63</b>	<b>327.510</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 8. Inversiones a largo plazo**

Las inversiones a largo plazo se detallan como sigue:

	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE:</b>		
<b>Inversiones en acciones valoradas al costo:</b>		
Cooperativas de Electrificación Rural	¢ 43	43
Empresa Propietaria de la Red S.A.	2.871	2.871
	<b>2.914</b>	<b>2.915</b>
<b>Inversiones financieras largo plazo:</b>		
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	1.800	1.517
Gobierno (Bonos Deuda Externa)	576	-
Banco Hipotecario de la Vivienda (Bono)	500	-
Scotiabank (Certificado)	259	-
HSBC (Honk Kong Shangai Bank Corpo)	138	-
Compañía Nacional de Fuerza y Luz (Bono)	821	-
JASEC (Bono)	580	-
	<b>4.674</b>	<b>1.517</b>
<b>Subtotal ICE</b>	<b>¢ 7.588</b>	<b>4.431</b>
<b>CNFL:</b>		
Empresa Propietaria de la Red, S.A.	252	253
Eólico Valle Central, S.A.	2.594	294
<b>Subtotal CNFL</b>	<b>¢ 2.846</b>	<b>547</b>
<b>Total inversiones a largo plazo Grupo ICE</b>	<b>¢ 10.434</b>	<b>4.978</b>

El Grupo ICE tiene participación accionaria en la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), la cual fue designada para llevar a cabo el proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Las principales características de las inversiones financieras a largo plazo se detallan como sigue:

													31 de diciembre de 2010		
Instrumento	Código ISIN	Calificación de Riesgo	Moneda	Emisor	Fecha de compra	Fecha de Vencimiento	Plazo	Valor Facial	Valor transado	Costo Total	Tipo de tasa	Tasa cupón	Rendimiento Neto		
C.D.P. (macro título)	00BPDC0C69T8	-	Colones	Banco Popular Desarrollo Comunal	19-4-2010	19-4-2011	360	€	700	700	701	Fija	9,62%	9,49%	
C.D.P. (macro título)	00BPDC0C90T4	-	Colones	Banco Popular Desarrollo Comunal	12-5-2010	12-5-2011	365		600	600	601	Fija	10,50%	10,34%	
C.D.P. (macro título)	00BPDC0C48U0	-	Colones	Banco Popular Desarrollo Comunal	21-6-2010	21-6-2011	360		500	500	501	Fija	10,75%	10,64%	
Bono CNFL	CRCFLUZB0199	AAA(cri)	Colones	Compañía Nacional de Fuerza y Luz	28-6-2010	5-7-2011	367		421	443	443	Variable	9,66%	9,09%	
Bono BHSBC	CRBHSBCB0027	AAA(cri)	Colones	Honk Kong Shanghai Bank Corp. (HSBC)	13-5-2010	15-10-2011	512		139	138	138	Variable	8,51%	9,48%	
Bono Banhvi	CRBANVIB0037	AA(cri)+	Colones	Banco Hipotecario de la Vivienda -BANHVI-	15-4-2010	7-4-2015	1792		500	504	504	Fija	10,50%	10,32%	
Bono CNFL	CRCFLUZB0207	AAA(cri)	Colones	Compañía Nacional de Fuerza y Luz	4-10-2010	30-9-2017	2516		400	400	401	Fija	10,53%	10,51%	
<b>Total inversiones</b>								€	<b>3.260</b>						

Instrumento	Código ISIN	Calificación de Riesgo	Moneda	Emisor	Fecha de compra	Fecha de Vencimiento	Plazo	Valor Facial	Valor transado	Costo Total	Tipo de tasa	Tasa cupón	Rendimiento Neto	
Bono Deuda Scotiabank	CRSCOTIB0989	AAA(cri)	Dólares	Scotiabank	21-5-2010	21-5-2012	724	€	259	259	259	Fija	3,15%	3,09%
Bono Emisión Privada - JASEC -	CRJASECB0036	***	Dólares	Junta Adm. de Servicios Electricos Cartago	13-12-2010	10-12-2012	717		580	580	580	Fija	6,18%	5,25%
Bono deuda externa Costa Rica	USP3699PEM51	***	Dólares	Gobierno	11-5-2009	20-3-2014	1749		318	326	326	Fija	6,55%	6,13%
Bono deuda externa Costa Rica	USP3699PEM51	***	Dólares	Gobierno	9-3-2010	20-3-2014	1451		258	288	288	Fija	6,55%	4,18%
<b>Total inversiones</b>								€	<b>1.415</b>					

\*\*\*\* Titulos de Deuda Individualizada, no tienen ISIN y no se transan en bolsa.

													31 de diciembre de 2009		
Instrumento	Código ISIN	Calificación de Riesgo	Moneda	Emisor	Fecha de compra	Fecha de Vencimiento	Plazo	Valor Facial	Valor transado	Costo Total	Tipo de tasa	Tasa cupón	Rendimiento Neto		
Bono bbp10 Serie F	CRBPDC0B6285	SCR AA	Colones	Banco Popular y Desarrollo Comunal	25-2-2008	15-1-2010	680	€	1.500	1.528	1.529	Variable	7,45%	6,63%	
<b>Total inversiones</b>								€	<b>1.500</b>						

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 9. Bancos**

La cuenta de bancos se detalla como sigue:

Bancos	31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Entidades Públicas	¢ 2.133	50
Entidades Privadas	297	128
<b>Subtotal ICE</b>	<b>2.430</b>	<b>178</b>
<b>CNFL</b>		
Entidades Públicas	1.611	5.205
<b>Subtotal CNFL</b>	<b>1.611</b>	<b>5.205</b>
<b>RACSA</b>		
Entidades Públicas	810	2.534
Entidades Privadas	1.048	774
<b>Subtotal RACSA</b>	<b>1.858</b>	<b>3.308</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 5.899</b>	<b>8.691</b>

**Nota 10. Efectos y cuentas por cobrar**

Los efectos por cobrar a corto y largo plazo se detallan como sigue:

Efectos por cobrar	Al 31 de diciembre de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo
<b>ICE</b>				
Cooperativas eléctricas y empresas municipales de distribución eléctrica (1)	¢ 243	2.428	351	2.695
Particulares	-	2.263	-	1.691
Empleados	-	15	-	15
Cuota del arreglo de pago puesta al cobro	-	76	-	(155)
Préstamo a entidades autónomas	36	-	-	-
<b>Sub total ICE</b>	<b>¢ 279</b>	<b>4.782</b>	<b>351</b>	<b>4.246</b>
<b>CNFL</b>				
Planta Térmica Moín III - Intereses	-	11	-	95
Funcionarios	6	4	8	5
Convenios de pago	-	15	-	28
Trámite judicial	-	24	-	24
Estimación para incobrables	-	(18)	-	(18)
<b>Sub total CNFL</b>	<b>¢ 6</b>	<b>36</b>	<b>8</b>	<b>134</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 285</b>	<b>4.818</b>	<b>359</b>	<b>4.380</b>

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

(1) Según el acuerdo firmado el 08 de diciembre de 2009, entre la Empresa Propietaria de la Red (ERP) y los países de Centroamérica, para el Desarrollo del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), se solicitó al ICE la suma adicional de ¢2.573 (US\$4,5 millones). Para atender este compromiso, el ICE, con la previa anuencia del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y del Ministerio de Hacienda, facilitó dicho financiamiento pendiente, con los fondos disponibles del préstamo BID 1908/ OC-CR.

Sin embargo, debido a que no se había producido el primer desembolso de dicho préstamo por parte del BID, el ICE financió transitoriamente con recursos propios y sobre este dinero, la EPR deberá reconocer la misma tasa de interés y todas las demás condiciones financieras establecidas en el contrato de préstamo No.BID 1908/ OC-CR.

La transferencia de fondos se realizó el 09 de diciembre de 2009 y se registró como un efecto por cobrar de corto plazo.

Las cuentas por cobrar servicios prestados y cuentas por cobrar comerciales se detallan como sigue:

Cuentas por cobrar no comerciales	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Otras	¢ 515	841
Impuestos del gobierno	3.469	4.193
Empleados	293	559
Particulares	42.935	28.279
Cobro judicial	42.288	31.414
<b>Sub total ICE</b>	<b>¢ 89.500</b>	<b>65.286</b>
<b>CNFL</b>		
Otros servicios prestados	¢ 220	45
Funcionarios	13	20
Fondo de ahorro y préstamo	200	150
Cheques sin fondos	8	10
Cuentas por cobrar varios	466	80
I.N.S. indemnización planta Cote	4.144	4.573
Daños a instalaciones eléctricas	755	596
Convenios, servicios liquidados y otros	1.181	1.089
Servicios varios gobierno	555	427
Retención 2% impuesto sobre renta	131	132
Adelanto pago impuesto ventas	48	29
Crédito fiscal impuesto de ventas	1.195	1.059
<b>Sub total CNFL</b>	<b>¢ 8.916</b>	<b>8.210</b>
<b>RACSA</b>		
Cuentas por cobrar - otras	155	47
Pagos anticipados impuesto sobre la renta	287	-
Pagos parciales a proveedores	28	3
Intereses a cobrar	22	-
Otras cuentas por cobrar	3	-
<b>Sub total RACSA</b>	<b>¢ 495</b>	<b>50</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 98.911</b>	<b>73.546</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Cuentas por cobrar servicios prestados	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Cooperativas eléctricas y empresas municipales de distribución eléctrica	¢ 9.267	14.406
Dependencias públicas	3.238	88
Particulares	34.605	49.210
Operadores y proveedores de servicios	887	-
Servicios fijos a particulares	972	866
Administraciones telefónicas, neto	4.686	6.736
Sistema de alumbrado público	434	846
Venta de dispositivos (terminales)	6.506	2.130
<b>Sub total ICE</b>	<b>¢ 60.595</b>	<b>74.282</b>
<b>CNFL</b>		
Servicios eléctricos consumidores	16.945	16.563
Servicios eléctricos gobierno	536	600
Servicios eléctricos	830	482
<b>Sub total CNFL</b>	<b>¢ 18.311</b>	<b>17.645</b>
<b>RACSA</b>		
Clientes	3.052	3.092
Gobierno de Costa Rica	60	113
Otras	1.733	1.700
Cuentas en cobro judicial	708	370
Cuentas en arreglo de pago	3	-
Líneas extranjeras	1.067	1.032
<b>Sub total RACSA</b>	<b>¢ 6.623</b>	<b>6.307</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 85.529</b>	<b>98.234</b>

El movimiento de la estimación para incobrables se detalla como sigue:

	Saldo final Diciembre 2008	Aplicado en el período	Recuperación de servicios en el período	Gasto del período	Saldo final Diciembre 2009	Aplicado en el período	Recuperación de servicios en el período	Gasto del período	Saldo final Diciembre 2010
<b>ICE</b>									
Cuentas a cobrar por servicios prestados y no comerciales	28.561	(1.559)	1.221	3.308	31.531	(2.194)	811	3.718	33.865
<b>Sub Total ICE</b>	<b>28.561</b>	<b>(1.559)</b>	<b>1.221</b>	<b>3.308</b>	<b>31.531</b>	<b>(2.194)</b>	<b>811</b>	<b>3.718</b>	<b>33.865</b>
<b>CNFL</b>									
Cuentas a cobrar por servicios prestados y no comerciales	1.756	(392)	-	491	1.855	(657)	-	445	1.643
<b>Sub Total CNFL</b>	<b>1.756</b>	<b>(392)</b>	<b>-</b>	<b>491</b>	<b>1.855</b>	<b>(657)</b>	<b>-</b>	<b>445</b>	<b>1.643</b>
<b>RACSA</b>									
Cuentas a cobrar por servicios prestados y no comerciales	729	(109)	340	-	960	-	-	63	1.023
<b>Sub Total RACSA</b>	<b>729</b>	<b>(109)</b>	<b>340</b>	<b>-</b>	<b>960</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>63</b>	<b>1.023</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>31.046</b>	<b>(2.060)</b>	<b>1.561</b>	<b>3.799</b>	<b>34.346</b>	<b>(2.851)</b>	<b>811</b>	<b>4.226</b>	<b>36.531</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 11. Inventario en operación**

Los inventarios en operación se detallan según ubicación como sigue:

<b>Inventarios en operación</b>	<b>31 de diciembre de</b>	
	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>ICE</b>		
San José	¢ 67.464	61.557
Alajuela	6.930	6.755
Guanacaste	5.243	4.693
Limón	17.967	16.074
Puntarenas	18.172	8.918
Cartago	4.837	3.179
Subtotal inventario operación ICE	120.613	101.176
Reclasificación a inventario de inversión y otros activos	(57.962)	(58.900)
<b>Total inventario en operación ICE</b>	<b>62.651</b>	<b>42.276</b>
<b>RACSA</b>		
San José	174	102
<b>CNFL</b>		
San José	4.387	4.684
<b>Total Inventario en operación Grupo ICE ¢</b>	<b>67.212</b>	<b>47.062</b>

El ICE tiene la política de reclasificar al inventario de inversión aquellos ítems del inventario de operación que estén directamente relacionados con los activos en operación y otros activos.

**Estimación para la valuación de existencias en almacenes**

El movimiento de la estimación para la valuación del inventario de inversión y de operación, se presenta a continuación:

	<b>Al 31 de diciembre de</b>									
	<b>2008</b>	<b>Usado en el año</b>	<b>Cuentas inversión</b>	<b>Ajustes del período</b>	<b>Gasto del año</b>	<b>2009</b>	<b>Usado en el año</b>	<b>Cuentas inversión</b>	<b>Gasto del año</b>	<b>2010</b>
<b>ICE</b>										
Estimación para valuación de existencias	¢ 913	(890)	58	-	2.100	2.181	(1.205)	191	3.952	5.119
<b>Sub-total ICE</b>	<b>913</b>	<b>(890)</b>	<b>58</b>	<b>-</b>	<b>2.100</b>	<b>2.181</b>	<b>(1.205)</b>	<b>191</b>	<b>3.952</b>	<b>5.119</b>
<b>CNFL</b>										
Estimación para valuación de existencias	17	(35)	-	1	55	38	(28)	-	30	40
<b>Sub-total CNFL</b>	<b>17</b>	<b>(35)</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>55</b>	<b>38</b>	<b>(28)</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>40</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 930</b>	<b>(925)</b>	<b>58</b>	<b>1</b>	<b>2.155</b>	<b>2.219</b>	<b>(1.233)</b>	<b>191</b>	<b>3.982</b>	<b>5.159</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Además del inventario en operación e inventario en inversión, el ICE mantiene inventarios disponibles para la venta, los cuales se detallan como sigue:

Material y equipo en custodia	31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Teléfonos para discapacitados	¢ 6	6
Tarjeta identificación suscriptor	233	291
Terminales y otros dispositivos	6.442	-
Repuestos en custodia fuera de almacén	402	-
<b>Total de material y equipo en custodia</b>	<b>¢ 7.083</b>	<b>297</b>

**Nota 12. Inversiones transitorias**

Las inversiones transitorias se detallan como sigue:

Emisor	Tipo de instrumento financiero	31 de diciembre de 2010					
		Saldo	Valor facial	Tasa rendimiento	Vigencia en meses		
<b>ICE -Electricidad</b>							
<b>Comprometida:</b>							
<i>Disponibles para la venta</i>	US Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Overnight	¢ 1.074	-	0,20%	Dic 2010 a Ene 11
<b>No comprometidas:</b>							
<i>Disponibles para la venta</i>	Colones	Gobierno	Título Propiedad Macro Cero Cupón	1.999	1.000	5,92% -6,00%	Dic 2010 a Ene 11
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Certificado de Depósito a Plazo	1.000	1.000	6,03%	Dic 2010 a Ene 11
		Banco Nacional de Costa Rica	Fondos de inversión	12.971	-	4,34%	Dic 2010 a Ene 11
		Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	13.643	-	4,65%	Dic 2010 a Ene 11
		Instituto Nacional de Seguros	Fondos de inversión	279	-	5,35%	Dic 2010 a Ene 11
		Operaciones de Recompra	Recompra	5.109	4.848	7,10% -7,29%	Dic 2010 a Ene 11
	US Dólares	Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	57	-	0,32%	Dic 2010 a Ene 11
		Banco Internacional de Costa Rica	Overnight	8.275	-	0,20%	Dic 2010 a Ene 11
<i>Mantenido al vencimiento</i>	Colones	Banco CMB	Certificado de Depósito a Plazo	2.000	2.000	5,75% -6,00%	Dic 2010 a Feb 11
		HSBC	Certificado de Depósito a Plazo	1.000	1.000	5,85%	Dic 2010 a Ene 11
		Banco Nacional de Costa Rica	Inversión a corto plazo	7.332	7.332	6,00%	Dic 2010 a Ene 11
		Banco de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	1.900	1.900	4,00%	Dic 2010 a Ene 11
	US Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	5.181	1.140	3,25%	Agos 2010 a Feb 2011
<b>Total ICE Electricidad</b>				<b>¢ 61.820</b>			

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

				31 de diciembre de 2010				
		Emisor	Tipo de instrumento financiero	Saldo	Valor Facial	Tasa rendimiento	Vigencia en meses	
<b>Telecomunicaciones</b>								
<b>Comprometidas:</b>								
<i>Mantenidas al vencimiento</i>	US Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	€ 1.140	1.140	3,25%	Agos 2010 a Feb 2011	
<b>No comprometidas:</b>								
<i>Disponibles para la venta</i>	Colones	Gobierno	Título Propiedad Tasa Fija	499	500	8,92%	Abril 2010 a Feb 2011	
		Gobierno	Título Propiedad Macro Cero Cupón	10.381	11.651	7,39%-8,13%	Sep 2010 a abril 2011	
		Scotiabank	Papel comercial	493	500	8,64%	May 2010 a Mar 2011	
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Certificado de Depósito a Plazo	3.545	3.545	7,05%-8,50%	Jul 2010 a Ene 2011	
		Banco Nacional de Costa Rica	Fondos de inversión	11.413	11.413	4,34%	Dic 2010 a Ene 2011	
			Certificado de Depósito a Plazo	6.800	6.800	8,08%-9,20%	Agos 2010 a Feb 2011	
		Banco Central de Costa Rica	Bono Estabilización Monetaria	13.931	14.205	7,42%-8,58%	Sep 2010 a Jul 2011	
		Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	6.970	6.970	4,59%	Dic 2010 a Ene 2011	
			Papel comercial	990	990	8,00%	Agos 2010 a Feb 2011	
			Certificado de Depósito a Plazo	1.000	1.000	9,69%	Dic 2010 a Ene 2011	
		Instituto Nacional de Seguros	Fondos de inversión	1.876	-	5,35%	Dic 2010 a Ene 2011	
		Banco Popular	Fondos de inversión	4.404	-	4,73%-5,31%	Dic 2010 a Ene 2011	
			Papel comercial	985	985	8,03%-8,45%	Abril 2010 a Feb 2011	
			Bonos a corto plazo	700	700	9,62%-9,94%	Jul 2010 a Jun 2011	
			Certificado de Depósito a Plazo	2.000	2.000	9,09%-10,10%	Agos 2010 a Jun 2011	
		Banco Internacional de Costa Rica	Bonos a corto plazo	750	750	7,88%	Jul 2010 a Ene 2011	
		Operaciones de Recompra	Recompra	6.763	6.920	6,32%-7,10%	Dic 2010 a Ene 2011	
		BAC San José	Certificado de Depósito a Plazo	1.073	1.073	8,00%	Jul 2010 a Ene 2011	
		Gobierno	Bono deuda externa Costa Rica	270	270	1,18%	Mar 2010 a Mar 2011	
	US Dólares	Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	2.190	-	4,59%	Dic 2010 a Ene 2011	
		Banco Internacional de Costa Rica	Overnight	10.098	-	0,20%	Jul 2010 a Ene 2011	
<i>Mantenidas al vencimiento</i>	Colones	Banco CMB	Certificado de Depósito a Plazo	2.972	2.972	6,00%-9,25%	Dic 2010 a Feb 2011	
		Banco Nacional de Costa Rica	Inversión a corto plazo	5.753	5.753	6,00%	Dic 2010 a Ene 2011	
		Banco Hipotecario de la Vivienda	Certificado de Depósito a Plazo	1.500	1.500	8,00%	Jul 2010 a Ene 2011	
		Banco Central de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	394	394	3,15%	Dic 2010 a Ene 2011	
		Banco de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	1.700	1.700	4,00%-6,63%	Dic 2010 a Ene 2011	
		Banco Popular	Certificado de Depósito a Plazo	1.000	1.000	8,25%	Dic 2010 a Ene 2011	
		Banco Internacional de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	4.766	4.766	3,25%-4,00%	Jul 2010 a Ene 2011	
	US Dólares	Scotiabank	Certificado de Depósito a Plazo	3.282	3.282	1,35%-1,69%	May 2010 a Feb 2011	
<b>Total Telecomunicaciones</b>				<b>€ 109.638</b>				
<b>Subtotal ICE</b>				<b>€ 171.458</b>				

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

			31 de diciembre de 2010			
	Emisor	Tipo de instrumento financiero	Saldo	Valor Facial	Tasa rendimiento	Vigencia en meses
<b>RACSA</b>						
	Colones	Gobierno CR	₡ 103	100	9,58%	Feb 2010 a Mar 2012
		Banco Nacional CR	200	200	8,05%	Ene 2010 a Ene 2011
		Banco Crédito AC	100	100	7,72%	Set 2010 a Jun 2011
		Banco Crédito AC	421	421	8,93%	Mar 2010 a Marz 2011
		Banco Crédito AC	65	65	8,10%	Abr 2010 a Marz 2011
	US Dólares	Gobierno CR	78	78	5,00%	Mayo 2009 a Feb 2012
		Gobierno CR	26	26	1,01%	Abr 2010 a Mar 2011
		Gobierno CR	70	70	2,25%	Feb 2010 a Jul 2011
		Banco Crédito AC	87	89	1,14%	May 2010 a May 2011
		ICE	50	73	1,11%	Nov 2010 a Ene 2011
		ICE	208	266	1,10%	Nov 2010 a Ene 2011
<b>Total RACSA</b>			₡ <b>1.408</b>			
<b>CRICRSA</b>						
	Colones	BN Sociedad de Fondos de Inversión, S.A.	₡ 13	-	-	-
<b>Total CRICRSA</b>			₡ <b>13</b>	-	-	-
<b>Total Grupo ICE</b>			₡ <b>172.879</b>	-	-	-

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

				31 de diciembre de 2009			
Emisor		Tipo de instrumento financiero	Saldo	Valor Facial	Tasa rendimiento	Vigencia	
<b>ICE -Electricidad</b>							
<b>Comprometida:</b>							
<i>Disponibles para la venta</i>	US Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Overnight	¢ 414	-	0,20%	Dic 2009 a Ene 2010
<i>Mantenidas al vencimiento</i>	US Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	4.715	4.715	1,75%	Dic 2009 a Ene 2010
<b>No comprometidas:</b>							
<i>Disponibles para la venta</i>	Colones	Banco Nacional de Costa Rica	Fondos de inversión	2.625	-	7,53%	Dic 2009 a Ene 2010
		Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	6.193	-	6,20%	Dic 2009 a Ene 2010
		Operaciones de Recompra	Recompra	999	1.000	8,98%-9,00%	Dic 2009 a Ene 2010
	US Dólares	Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	2.581	-	0,57%	Dic 2009 a Ene 2010
		Banco Internacional de Costa Rica	Overnight	928	-	0,20%	Dic 2009 a Ene 2010
<i>Mantenidas al vencimiento</i>	Colones	Banco Central de Costa Rica	Inversión a corto plazo	3.989	3.989	5,29%	Dic 2009 a Ene 2010
<b>Total ICE- Electricidad</b>				<b>¢ 22.444</b>			
<b>ICE -Telecomunicaciones</b>							
<b>Comprometida:</b>							
<i>Mantenidas al vencimiento</i>	Colones	Banco Nacional de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	¢ 1.000	1.000	12,26%	Jul 2009 a Ene 2010
	US Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	1.258	1.258	3,55%	Nov 2009 a Agos 2010
<b>No comprometidas:</b>							
<i>Disponibles para la venta</i>	Colones	Gobierno	Título Propiedad Tasa Fija	701	701	6,76%-8,30%	Oct 2009 a Abril 2010
		Gobierno	Título Propiedad Macro Cero Cupón	960	960	6,76%-8,30%	Dic 2009 a Feb 2010
		Scotiabank	Certificado de Depósito a Plazo	700	700	11,55%	Oct 2009 a Abril 2010
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Certificado de Depósito a Plazo	721	721	10,40%	Jul 2009 a Ene 2010
		Banco Nacional de Costa Rica	Fondos de inversión	4.318	4.318	5,00%-7,53%	Dic 2009 a Ene 2010
		Banco Central de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	1.501	1.501	12,27%	Jul 2009 a Ene 2010
		Banco Central de Costa Rica	Bono Estabilización Monetaria	2.847	2.847	10,33%-11,08%	Jun 2009 a Abril 2010
		Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	4.503	-	6,22%	Dic 2009 a Ene 2010
			Papel comercial	6.038	6.038	8,30%-8,70%	Oct 2009 a Ene 2010
		Instituto Nacional de Seguros	Fondos de inversión	380	-	7,97%	Dic 2009 a Ene 2010
		Banco Popular	Fondos de inversión	2.405	-	6,26%-7,40%	Dic 2009 a Ene 2010
			Bonos a corto plazo	825	825	12,64%	Jul 2009 a Ene 2010
		Operaciones de Recompra	Recompra	10.293	10.907	8,50%-11,86%	Abril 2009 a Abril 2010
		Gobierno	Bono deuda externa Costa Rica	1.380	1.380	7,12%-8,08%	Oct 2009 a Abril 2010
			Título Propiedad Macro Cero Cupón	442	442	6,76%	Dic 2009 a Feb 2010
	US Dólares	Fideicomiso Titularizado PT Garabito	Bono	464	464	5,12%	Nov 2009 a Feb 2010
		Operaciones de Recompra	Recompra	1.061	1.061	4,46%	Abril 2009 a Abril 2010
		Citibank	Certificado de Depósito a Plazo	286	286	2,00%	Nov 2009 a Feb 2010
		BAC San José	Certificado de Depósito a Plazo	1.086	1.086	1,72%	Nov 2009 a Mar 2010
		Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	3.455	-	0,57%	Dic 2009 a Ene 2010
		Banco Internacional de Costa Rica	Overnight	3.101	-	0,20%	Dic 2009 a Ene 2010
		BAC San Jose	Certificado de Depósito a Plazo	1.055	1.055	1,72%	Nov 2009 a Mar 2010
<i>Mantenidas al vencimiento</i>	Colones	Gobierno	Título de propiedad cero cupón	5.000	5.000	6,76%	Nov 2009 a Mar 2010
		Instituto Nacional de Seguros	Papel comercial	500	500	12,26%	Oct 2009 a Abril 2010
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Certificado de Depósito a Plazo	1	1	10,40%	Jul 2009 a Ene 2010
		Banco Citibank	Certificado de Depósito a Plazo	2.356	2.356	9,50%-9,51%	Nov 2009 a Feb 2010
		Banco Hipotecario de la Vivienda	Certificado de Depósito a Plazo	1.090	1.090	12,00%	Jul 2009 a Ene 2010
		Banco Central de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	6.098	6.098	5,29%	Dic 2009 a Ene 2010
			Certificado de Depósito a Plazo	2.000	2.000	9,60%	Oct 2009 a Abril 2010
<b>Total ICE- Telecomunicaciones</b>				<b>¢ 67.825</b>			
<b>Sub total ICE</b>				<b>¢ 90.269</b>			

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

			31 de diciembre de 2009			
Emisor		Tipo de instrumento financiero	Saldo	Valor Facial	Tasa rendimiento	Vigencia
<b>RACSA</b>						
Colones	Banco Central de Costa Rica	Bono de estabilización Monetaria	¢ 203	221	10,731% -11,59%	Abril 2009 a Abril 2010
	Gobierno CR	Título Propiedad	400	400	11,427% -8,94%	Feb 2010 a Mar 2012
	Banco Nacional CR	Certificado Depósito Plazo	1.102	1.100	8,953% -850%	Ene 2010 a Ene 2011
	Producto acumulado por cobrar		59			
US Dólares	Gobierno CR	Bono Deuda Ext.	324	306	5,00% -3,45%	Mayo 2009 a Feb 2012
	Banco BICSA	Certificado Depósito Plazo	1.397	1.430	2,0% - 1,75 %	Nov 2009 a Enero 2010
<b>Total RACSA</b>			¢ <b>3.485</b>			
<b>CRICRSA</b>						
Colones	BN Sociedad de Fondos de Inversión, S.A.	Fondos de inversión	¢ 12			
<b>Total CRICRSA</b>			¢ <b>12</b>			
<b>Total Grupo ICE</b>			¢ <b>93.766</b>			

**Valuación de Inversiones**

A partir del 2009, con la entrada en vigencia de la Ley 8660 - Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, el ICE a incursionado en la acción de emitir, vender y adquirir valores en el mercado financiero primario o secundario, directamente en ventanilla, o por medio de los puestos de bolsa de valores que se estime necesarios; con el propósito de obtener los beneficios financieros del mercado bursátil.

El tratamiento financiero-contable de las inversiones transitorias se realiza de acuerdo con el análisis de cada instrumento, lo cual involucra la determinación de valores nominales, intereses, primas, descuentos y costos de transacción. Estos últimos al igual que las primas y descuentos son amortizados de acuerdo con el método de interés efectivo.

Las inversiones disponibles para la venta se valoran a precio de mercado utilizando el vector de precios de la empresa Proveedor Integral de Precios Centroamérica (PIPCA), y el efecto de la valoración a precio de mercado de las inversiones disponibles para la venta se incluyen en la sección patrimonial, en la cuenta denominada "Resultado de la Valoración de Instrumentos Financieros".

Al 31 de diciembre del 2010 y como resultado de la valoración de las inversiones transitorias el ICE reconoció una ganancia no realizada, neta por un monto de ¢1.439 (¢419 en el 2009), la cual se presenta como parte del rubro "Resultado de la Valoración de Instrumentos Financieros", en la sección patrimonial.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

**Amortización de primas**

El costo amortizado, amortización y saldo de la prima incluida en las inversiones mencionadas se detalla como sigue:

				Al 31 de diciembre de 2010		
				Costo por amortizar	Amortización acumulada	Saldo de Prima
<b><u>Electricidad</u></b>						
<b>No comprometidas:</b>						
<i>Disponibles para la venta</i>	Colones	¢		6	3	3
<b>Total Electricidad</b>				<b>6</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b><u>Telecomunicaciones</u></b>						
<b>No comprometidas:</b>						
<i>Disponibles para la venta</i>	Colones			78	47	31
	US Dólares			46	17	29
<i>Mantenidas al vencimiento</i>	Colones			1	-	1
<b>Total Telecomunicaciones</b>				<b>125</b>	<b>64</b>	<b>61</b>
<b>Total Grupo ICE</b>				<b>€ 131</b>	<b>67</b>	<b>64</b>

				Al 31 de diciembre de 2009		
				Costo por amortizar	Amortización acumulada	Saldo de Prima
<b><u>Electricidad</u></b>						
<b>No comprometidas:</b>						
<i>Disponibles para la venta</i>	Colones	¢		1	-	-
<b>Total Electricidad</b>				<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b><u>Telecomunicaciones</u></b>						
<b>No comprometidas:</b>						
<i>Disponibles para la venta</i>	Colones			64	45	19
	US Dólares			197	74	122
<b>Total Telecomunicaciones</b>				<b>261</b>	<b>119</b>	<b>141</b>
<b>Total Grupo ICE</b>				<b>€ 262</b>	<b>119</b>	<b>141</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 13. Fondos de uso restringido**

Los activos con restricciones respecto de su disponibilidad, debido a que están destinados a fines específicos, se detallan a continuación:

Fondos de uso restringido	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
<b>Garantías recibidas de terceros</b>		
Garantías en colones cuenta 58166-6	¢ 140	160
Garantías en dólares cuenta 164475-0	574	402
Garantías en colones cuenta 192915-1	189	188
Garantías en dólares cuenta 192916-0	446	667
<b>Sub-Total ICE</b>	<b>¢ 1.349</b>	<b>1.417</b>
<b>CNFL</b>		
<b>Fondos con finalidad específica</b>		
BNCR Oro - Efectivo amortización, deuda corto plazo	¢ 2.936	2.682
BCR Platino (¢) Efectivo pago de servicios al ICE	2.804	4.526
BCR Platino bonos	10.228	-
<b>Sub-total CNFL</b>	<b>¢ 15.968</b>	<b>7.208</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 17.317</b>	<b>8.625</b>

**Nota 14. Gastos prepagados**

Los gastos prepagados se detallan como sigue:

Gastos prepagados	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Papelería	¢ -	513
Seguros Póliza U-500, neto	1.889	2.138
Contratos de uso	20.418	71
Póliza todo riesgo en construcción	527	298
Varias Pólizas	50	21
<b>Sub total ICE</b>	<b>¢ 22.884</b>	<b>3.041</b>
<b>CNFL</b>		
Seguros Póliza U-500, neto	¢ 142	139
Pólizas varias	107	147
<b>Sub total CNFL</b>	<b>¢ 249</b>	<b>286</b>
<b>RACSA</b>		
Instituto Nacional Seguros Automóviles	¢ 6	6
Seguros Póliza U-500, neto	57	46
Boletas de vacaciones	47	1
Otros	164	1
<b>Sub total RACSA</b>	<b>¢ 274</b>	<b>54</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 23.407</b>	<b>3.381</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

<b>Póliza U-500</b>			
<b>Al 31 de diciembre de</b>			
		<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>ICE:</b>			
Monto de la prima	¢	7.526	8.884
Amortización de la prima		5.637	6.746
<b>Total ICE</b>	<b>¢</b>	<b>1.889</b>	<b>2.138</b>
<b>CNFL:</b>			
Monto de la prima	¢	700	706
Amortización de la prima		558	567
<b>Total CNFL</b>	<b>¢</b>	<b>142</b>	<b>139</b>
<b>RACSA:</b>			
Monto de la prima	¢	271	249
Amortización de la prima		214	203
<b>Total RACSA</b>	<b>¢</b>	<b>57</b>	<b>46</b>

**(1) Póliza U-500**

La póliza U-500 todo riesgo a la propiedad, es un contrato a valor de reposición, adecuado a las exigencias del ICE, que cubre todo riesgo de daño físico a la propiedad, como: incendio, deslizamiento, inundación, huracán, rayo, etc.

Esta póliza incluye otras coberturas como: rotura de maquinaria, interrupción de negocios, gastos extras, tránsito terrestre, robo con violencia, robo de cable, remoción de escombros, errores y omisiones, propiedad en curso de construcción, sabotaje, terrorismo, y riesgos catastróficos, entre otros.

**(2) Contratos de uso**

El ICE y el Banco de Costa Rica (fiduciario) firmaron el 5 de noviembre del 2007, un contrato de Arrendamiento bajo la figura de Fideicomiso de Titularización, para la construcción de una planta de generación de energía térmica conocida como Planta Térmica Garabito (véase nota 30)

El plazo del arrendamiento considerando en ese fideicomiso y sobre la planta térmica indicada, comprende 142 meses (11 años y 10 meses) el cual inicia a partir de junio del 2010. Debido a que la Planta no había iniciado su operación comercial en la fecha programada, el 19 de noviembre del 2010, la Gerencia de la Unidad Ejecutora de la Planta Térmica Garabito y el ICE, acuerdan que en enero del 2011 el ICE iniciará la amortización de la cuenta de gastos pagados por adelantado, aplicando la primera cuota (pagada en junio 2010), en enero de 2011 y así sucesivamente hasta marzo de 2022, fecha en que vence el plazo del contrato de arrendamiento.

Posteriormente a marzo de 2022, el ICE podrá hacer uso del activo por siete meses adicionales a los establecido en el contrato.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Los gastos prepagados incluyen primas por concepto de pólizas de seguro por un monto neto de ₡1.889, cuyas coberturas se detallan como sigue:

**INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD**

Tipo de póliza	Tipo de cobertura	Bienes asegurados	Monto asegurado al 31 de diciembre de	
			2010	2009
U-500	Todo riesgo de daño físico a la propiedad (eventos de la naturaleza), gastos extras y/o incremento en el costo de operaciones, asalto y/o robo con violencia y/o intimidación a personas, excluyendo dinero (efectivo) y valores convertibles en dinero, propiedad en tránsito terrestre incidental, excluyendo dinero (efectivo) y valores convertibles en dinero, remoción de escombros, documentos, modelos, honorarios de consultores profesionales, propiedad en proceso de construcción, infraestructura menor y similares siempre y cuando se hagan en sitios o instalaciones existentes incluyendo propiedad adyacente, traslado temporal de bienes, reconstrucción de registros magnéticos, reposición de libros, errores y omisiones, gastos de expedición, gastos de extinción de incendios, gastos para agilizar la recuperación, robo de cable. Terrorismo, responsabilidad civil y delitos comerciales.	Edificios Administrativos y Técnicos (oficinas centrales, edificios de los bloques A-B, bloque C Proveeduría, edificio PySA, Centro Control de Energía). Almacenes, Centrales Telefónicas, Shelters, Radiobases, Agencias Eléctricas, Agencias Telefónicas, CAIC, Centros de Generación, Transformadores de Potencia, Autotransformadores y Transformadores Móviles.	₡ 2.356.004	2.548.564
55000	Cubre el transporte de los materiales que el ICE adquiere mediante la modalidad de importación y/o exportación temporal de cualquier parte del mundo por medio de transporte: terrestre, marítimo o aéreo. Las coberturas son: A: Todo Riesgo, C: Riesgo Nombrado, D: Guerra y E: Huelga.	Todos los materiales que adquiere mediante importación	880	880
AUM-052	Ampara los vehículos de uso discrecional asignados a la Administración Superior del ICE, coberturas: A: Responsabilidad civil extracontractual por lesión y/o muerte de personas, C: Responsabilidad civil extracontractual por daños a propiedad de terceros, D: Colisión o vuelco, F: Robo y /o Hurto, H: Riesgos adicionales.	Vehículos de la Administración Superior	205	448
Colectiva de Viajeros OCI01046	Accidentes personales (muerte, pérdida de extremidades, incapacidad total y permanente). Gastos médicos por accidente o enfermedad aguda y gastos adicionales, (gastos funerales, servicios de emergencia por tratamiento dental, repatriación sanitaria, repatriación de restos mortales, traslado aéreo de un acompañante, por recomendación médica, alojamiento, pensión y transporte local para acompañante). Renta diaria por hospitalización.	Funcionarios que viajen al exterior	26	29
Asientos de Vehículo OSE- 01	Muerte accidental incapacidad permanente gastos médicos	Personas en condición de particulares que viajen en vehículos ICE	₡ 20	20

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Tipo de póliza	Tipo de cobertura	Bienes asegurados	Monto asegurado al 31 de diciembre de		
			2010	2009	
Depositorio Aduanero Almacén Fiscal	Daño físico directo, valor de reposición (para activos fijos), robo con violencia, amparo automático de bienes nuevos, errores y omisiones, maniobra de carga y descarga, reposición de libros contables, honorarios a técnicos y profesionales, reinstalación automática del monto asegurado en caso de siniestro (no aplica para riesgos catastróficos ni robo), gastos extraordinarios, reconstrucción de registros magnéticos, localización múltiple, gastos de extinción de incendio, bienes bajo custodia y control del asegurado.	Mercancías que importa el ICE y son mantenidas en el Almacén Fiscal	¢	5.295	5.781
G-8483	Todo Riesgo de Construcción. "Indemnizar al asegurado original por la pérdida, destrucción o daño a la propiedad asegurada durante la vigencia del seguro, de cualquier causa mientras se encuentre dentro de los límites territoriales incluyendo su almacenaje fuera del sitio de la obra y mientras esté en tránsito dentro de Costa Rica." y " Indemnizar al asegurado contra toda suma por la cual sea legalmente responsable a pagar por la muerte o lesión o enfermedad corporal de terceros y/o la pérdida o daño a la propiedad de terceros, ocurriendo durante el período del seguro y que surja de o en conexión con el proyecto, en cualquier parte."	Sitio de Presa Pirrís		50.301	54.918
G-8996	Todo Riesgo de Construcción y Montaje cubriendo: Temblor, terremoto, erupción volcánica, ciclón, huracán, granizo, tempestad, vientos, inundación, desbordamiento del nivel de aguas, maremoto y enfangamiento, período de pruebas, responsabilidad civil, propiedad adyacente, remoción de escombros y horas extras, trabajo nocturno y flete expreso.	Proyecto Geotérmico Las Pailas		58.448	63.813
G-9001	Todo Riesgo de Construcción, Básica de Daño Directo terremoto, vulcanismo, maremoto, tempestad, ciclón, crecida de aguas, inundación, deslizamiento.	Proyecto Térmico Garabito		19.283	21.053
G-9189	"Cobertura de terrorismo sólo por daños materiales excluye interrupción de negocios del Proyecto Térmico Garabito."	Proyecto Térmico Garabito		19.326	21.100
G-9189	Indemnizar al asegurado contra toda suma por la cual sea legalmente responsable apagar por la muerte o lesión o enfermedad corporal de terceros y/o la pérdida o daño a la propiedad de terceros, ocurriendo durante el período del seguro y que surja de o en conexión con el proyecto, en cualquier parte.	Proyecto Térmico Garabito		13.237	14.452
G-9312	Todo Riesgo de Construcción y Montaje, Básica de Daño Directo terremoto, vulcanismo, maremoto, tempestad, ciclón, crecida de aguas, inundación, deslizamiento, ampliada de mantenimiento y remoción de escombros.	Proyecto Hidroeléctrico Toro III	¢	63.357	69.172

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***RADIOGRÁFICA COSTARRICENSE S.A.**

Tipo de póliza	Tipo de cobertura	Bienes asegurados	Monto asegurado al 31 de diciembre de	
			2010	2009
U-500	Todo riesgo de daño físico a la propiedad (eventos de la naturaleza), gastos extras y/o incremento en el costo de operaciones, asalto y/o robo con violencia y/o intimidación a personas, excluyendo dinero (efectivo) y valores convertibles en dinero, propiedad en tránsito terrestre incidental, excluyendo dinero (efectivo) y valores convertibles en dinero, remoción de escombros, documentos, modelos, honorarios de consultores profesionales, propiedad en proceso de construcción, infraestructura menor y similares siempre y cuando se hagan en sitios o instalaciones existentes incluyendo propiedad adyacente, traslado temporal de bienes, reconstrucción de registros magnéticos, reposición de libros, errores y omisiones, gastos de expedición, gastos de extinción de incendios, gastos para agilizar la recuperación, robo de cable. Terrorismo y Responsabilidad Civil	Edificios Centrales de RACSA (Edificio A,B y C ubicados en la intersección de la avenida 5 con calle 1) y su contenido (Mobiliario y equipo de oficina, equipo electrónico y de telecomunicaciones). Existencias en bodegas (suministros, equipo electrónico y de telecomunicaciones) y edificios del Telepuerto RACSA-ZURQUI y sus contenidos, ubicados en Calle Blancos	¢ 74.711	55.535
Colectiva de Viajeros OC10001137-RACSA	Accidentes personales (muerte, pérdida de extremidades, incapacidad total y permanente) Gastos médicos por accidente o enfermedad aguda y gastos adicionales (gastos funerales, servicios de emergencia por tratamiento dental, repatriación sanitaria, repatriación de restos mortales, traslado aéreo de un acompañante, por recomendación médica, alojamiento, pensión y transporte local para acompañante). Renta diaria por hospitalización. Pérdida de equipaje, Pérdida de pasaporte	Funcionarios que viajen al exterior	26	50
AUM-0502-04 - RACSA	Seguro de vehículos de la empresa. Coberturas: A: Responsabilidad Civil extracontractual por lesión y/o muerte de personas, C: Responsabilidad civil extracontractual por daños a propiedad de terceros, D: Colisión y/o vuelco, F: Robo y/o Hurto, H: Riesgos adicionales.	Flota vehicular	201	248
EQE 0009580 Equipo Electrónico- RACSA	Equipo móvil y/o portátil. Todo Riesgo. Coberturas: E: Equipo móvil y/o portátil, comprende los riesgos de pérdida o daño amparados en la cobertura R: Daño Directo Equipo electrónico, así como la colisión y/o vuelco del automóvil en que se transporten los bienes asegurados.	Laptops de la fuerza de ventas	6	-
EQC- 0004970 Equipo de contratista- RACSA	Coberturas: E Daño Directo: Ampara las pérdidas que sufra el equipo por colisión, vuelco accidental, incendio casual o rayo transporte del bien en otros medios. L: Responsabilidad Civil límite único combinado	Tractor agrícola Finca El Cerrito	10	10
INC-0256115-17 Incendio - RACSA	Coberturas: Incendio casual o rayo, riesgos varios, inundación y deslizamiento, convulsiones de la naturaleza	Bodega Finca El Cerrito	¢ 1	1

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.**

Tipo de póliza	Tipo de cobertura	Bienes asegurados	Monto asegurado al 31 de diciembre de	
			2010	2009
U-500	Todo riesgo de daño físico a la propiedad (eventos de la naturaleza), gastos extras y/o incremento en el costo de operaciones, asalto y/o robo con violencia y/o intimidación a personas, excluyendo dinero (efectivo) y valores convertibles en dinero, propiedad en tránsito terrestre incidental, excluyendo dinero (efectivo) y valores convertibles en dinero, remoción de escombros, documentos, modelos, honorarios de consultores profesionales, propiedad en proceso de construcción, infraestructura menor y similares siempre y cuando se hagan en sitios o instalaciones existentes incluyendo propiedad adyacente, traslado temporal de bienes, reconstrucción de registros magnéticos, reposición de libros, errores y omisiones, gastos de expedición, gastos de extinción de incendios, gastos para agilizar la recuperación, robo de cable. Terrorismo, Responsabilidad Civil y Delitos Comerciales.	Edificios Administrativos, Plantas Hidroeléctricas y Subestaciones. Monto asegurado en dólares americanos.	¢ 175.079	146.995
AUM-172	Ampara los vehículos de uso para la flota de la CNFL, coberturas: A: Responsabilidad Civil extracontractual por lesión y/o muerte de personas, C: Responsabilidad civil extracontractual por daños a propiedad de terceros, D: Colisión o vuelco, F: Robo y /o Hurto, H: Riesgos adicionales.	Vehículos con fines de Interés Asegurable	113	111
AUM-144	Ampara los vehículos de uso para la flota de la CNFL, coberturas: A: Responsabilidad Civil extracontractual por lesión y /o muerte de personas, C: Responsabilidad civil extracontractual por daños a propiedad de terceros.	Flotilla Vehicular de la CNFL	3.716	2.950
FCP-0000041-00	Fidelidad Comprensiva		50	50
Marítima 11955	Marítima de Carga	Importaciones	2.025	2.307
EQC-3868	Equipo Contratista	Montacargas y Tractores	¢ 40	40

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

**Otros activos****Nota 15. Contratos por servicios**

Los principales contratos por servicios convenidos con terceros se detallan a continuación:

Contratos por servicios		31 de diciembre de	
		2010	2009
Proyecto Geotérmico Las Pailas (1)	¢	30.008	15.009
Proyecto Hidreléctrico Toro III (2)		55.819	40.977
Proyectos de Telecomunicaciones		873	797
Proyecto Térmico Garabito (3)		5.195	12.485
Empresa Propietaria de la Red		450	450
Global System for Mobile		790	406
Planta Cariblanco Rehabilitación		940	(144)
Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior		1.010	88
Otros		161	569
<b>Total</b>	<b>¢</b>	<b>95.246</b>	<b>70.637</b>

*(1) Proyecto Geotérmico Las Pailas*

En el 2007, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y el ICE, suscribieron un contrato de arrendamiento con opción de compra de la Planta Geotérmica “Las Pailas”, ubicada en las faldas del volcán Rincón de la Vieja, y con una capacidad de 35 megavatios. En ese contrato el BCIE se comprometió a desarrollar y financiar la construcción de la planta y posteriormente arrendarla con opción de compra al ICE. El monto de ¢30.008 (¢15.009 en el 2009), representa los costos de construcción y servicios técnicos brindados por el ICE, los cuales serán reintegrados por el BCIE al ICE (véase nota 30).

*(2) Proyecto Hidroeléctrico Toro III*

El Proyecto Hidroeléctrico Toro III se ubica sobre el afluente del Río Sarapiquí, Heredia, Costa Rica. Se tiene previsto que este proyecto generará 46 megavatios al Sistema Eléctrico Nacional.

La construcción de este Proyecto, estará a cargo del ICE y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), según el convenio de alianza suscrito por ambas entidades, el cual establece que el ICE y JASEC con una participación paritaria en cuanto a derechos y obligaciones, llevarán a cabo las actividades y gestiones necesarias para diseñar, financiar, construir, operar y mantener el Proyecto Toro III. Para llevar a cabo este Proyecto, las partes convienen la constitución de un fideicomiso con el Banco de Costa Rica, el cual deberá obtener el financiamiento y administrar los recursos para desarrollar las obras de infraestructura necesarias para la generación eléctrica, que posteriormente serán arrendadas al ICE y a JASEC para su operación.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Se estima que la obra estará finalizada para el segundo semestre del 2012.

El monto de ¢55.819 (¢40.977 en el 2009), corresponde a los costos de construcción y servicios técnicos brindados por el ICE, los cuales deberán ser reintegrados por el fideicomiso una vez que éste inicie el proceso de captación de recursos.

*(3) Proyecto Térmico Garabito*

En junio del 2007, el ICE en conjunto con el Banco de Costa Rica, constituyeron el fideicomiso conocido como “Fideicomiso de Titularización Proyecto Térmico Garabito” con el objetivo de generar y administrar de forma independiente, aquellos recursos financieros necesarios para la construcción de la Planta Térmica Garabito, en la provincia de Puntarenas. El Fideicomiso, en su calidad de propietario de la planta la arrendará al ICE con opción de compra, una vez que esté lista para entrar en operación. La construcción y posterior mantenimiento de la planta estará a cargo del ICE (véase nota 30).

En mayo del 2011 la planta entra oficialmente en operación con una capacidad de generación entre 160 y 200 megavatios (MW). El monto de ¢5.195 (¢12.485 en el 2009) representan los costos de construcción y servicios técnicos brindados por el ICE, los cuales deberán ser reintegrados por el fideicomiso.

**Nota 16. Diseño y planeamiento de la ejecución**

En esta cuenta se incluyen aquellos costos incurridos o inversiones realizadas en la etapa de diseño y planeamiento de la ejecución de los proyectos siguientes:

Diseño y Planeamiento de la Ejecución	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
Proyecto Hidroeléctrico Cachí	¢ 1.797	363
Proyecto Hidroeléctrico Reventazón	-	7.087
Proyecto Hidroeléctrico El Diquís (1)	40.597	21.052
Líneas de transmisión	5.201	6.582
Proyecto Geotérmico Borinquen	10.799	9.138
Proyecto Geotérmico Las Pailas	183	70
Desvío San Miguel Toro	5.825	218
Otras	375	324
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 64.777</b>	<b>44.834</b>

(1) El Proyecto Hidroeléctrico El Diquís (PHED), ubicado en la Zona Sur de Costa Rica, corresponde a un proyecto que tendrá una potencia de 650 megavatios (MV), y una generación de 3.050 Giga Vatios hora (GWh/año).

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Al 31 de diciembre de 2010, el PHED incluye los costos incurridos previos a la construcción, así como los desembolsos realizados en la fase de inversión, la cual comprende el diseño de las obras, los estudios técnicos, económicos y financieros por un monto de ₡40.597 (₡21.052 en el 2009), necesarios para completar los Estudios de Factibilidad y el Estudio de Impacto Ambiental definitivo.

Para iniciar su construcción es necesario que el PHED cuente con la aprobación por parte de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA), organismo encargado de emitir la Viabilidad o Licencia Ambiental, para el inicio de la construcción del Proyecto. El correspondiente Estudio de Impacto Ambiental se estima que esté concluido a finales del año 2011.

El PHED ha sido declarado como de interés nacional de conformidad con el Decreto No.34312-MP-MINAE del año 2008. Mediante Decreto Ejecutivo N° 36513 del 17 de mayo del 2011, se creó la Comisión Coordinación Interinstitucional con la finalidad de colaborar y coordinar el desarrollo de la Zona Sur en el marco del PHED.

Dentro del área requerida para el PHED, se ubican algunos territorios indígenas, entre los cuales destacan: China Kichá (Cabécar) y Térraba (Térraba), para los cuales se requiere la utilización de 97 y 818 hectáreas, respectivamente (13% aproximadamente del área del embalse), comunidad con las cuales se han iniciado procesos legales y de consulta orientadas a la búsqueda de un acuerdo para la ejecución de tal proyecto.

En opinión de la División Jurídica Institucional del ICE, la realización de esta consulta indígena constituye un hecho vinculante para el otorgamiento de la Licencia Ambiental requerida por el ICE para el inicio de la fase constructiva del PHED.

Adicionalmente, el PHED mantiene en su contra dos procesos legales, uno corresponde a una Acción de Inconstitucionalidad y el otro a un Proceso Contencioso Administrativo por daños culturales, violación de normativa indígena general, violación y nulidad del Decreto de Conveniencia Nacional del PHED, interpuesto por la Asociación de Desarrollo Indígena de Térraba (ADIT) en junio de 2008 y mayo de 2011, respectivamente. En el Proceso Contencioso Administrativo el actor amplía y reclama daños haciendo una estimación prudencial por un monto de US\$200 millones o su equivalente en colones. Es opinión de los asesores legales del ICE, que la defensa de esos casos está basada en argumentos razonables de los cuales no pueden adelantar un criterio de éxito, pues el avance de los procesos es prematuro aún.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 17. Activos no operativos**

Los activos que no se asocian directamente con la generación de ingresos por los servicios de electricidad y telecomunicaciones, así como sus respectivas revaluaciones y depreciaciones acumuladas se detallan como sigue:

<u>Costo</u>		Al 31 de diciembre de 2008	Adiciones al costo	Retiros y traspasos	Al 31 de diciembre de 2009	Adiciones al costo	Retiros y traspasos	Al 31 de diciembre de 2010
<b>ICE:</b>								
Terrenos	¢	6.618	7.035	-	13.653	4.675	1	18.329
Edificios		-	340	-	340	31	56	427
Terrenos y derechos de paso		9.077	2.585	16	11.678	3.214	-	14.892
Piezas y obras de colección		82	-	-	82	-	-	82
Subestaciones		-	-	-	-	-	1.959	1.959
<b>Sub total ICE</b>		<b>15.777</b>	<b>9.960</b>	<b>16</b>	<b>25.753</b>	<b>7.920</b>	<b>2.016</b>	<b>35.689</b>
<b>CNFL:</b>								
Terrenos		866	-	-	866	168	-	1.034
Edificios		211	-	-	211	-	72	283
Plantas Hidroeléctricas		-	-	-	-	-	674	674
Equipo general		1	-	891	892	-	7	899
Otros activos		146	-	-	146	-	-	146
<b>Sub total CNFL</b>		<b>1.224</b>	<b>-</b>	<b>891</b>	<b>2.115</b>	<b>168</b>	<b>753</b>	<b>3.036</b>
<b>RACSA :</b>								
Forestal Solimar S.A		50	-	-	50	-	50	-
Reforestación Industrial Los Nacientes S.A.		43	-	-	43	-	43	-
Surco Tico S.A.		608	11	-	619	93	40	672
Estimación para valuación de proyectos		(133)	-	-	(133)	-	(133)	-
<b>Sub total RACSA</b>		<b>568</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>579</b>	<b>93</b>	<b>-</b>	<b>672</b>
<b>Total costo - Grupo ICE</b>	¢	<b>17.569</b>	<b>9.971</b>	<b>907</b>	<b>28.447</b>	<b>8.181</b>	<b>2.769</b>	<b>39.397</b>

<u>Depreciación acumulada</u>		Al 31 de diciembre de 2008	Adiciones al costo	Al 31 de diciembre de 2009	Adiciones al costo	Retiros y traspasos	Al 31 de diciembre de 2010
<b>ICE</b>							
Edificios	¢	-	22	22	10	-	32
Subestaciones		-	-	-	58	-	58
<b>Sub total ICE</b>		<b>-</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>68</b>	<b>-</b>	<b>90</b>
<b>CNFL:</b>							
Terreno		-	-	-	20	-	20
Edificios		31	4	35	-	11	46
Plantas Hidroeléctricas		-	-	-	-	84	84
Equipo general		1	-	1	-	1	2
Otros activos		9	1	10	-	1	11
<b>Sub total CNFL</b>		<b>41</b>	<b>5</b>	<b>46</b>	<b>20</b>	<b>97</b>	<b>163</b>
<b>Total de depreciación Grupo ICE</b>	¢	<b>41</b>	<b>27</b>	<b>68</b>	<b>88</b>	<b>97</b>	<b>253</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

<u>Revaluación</u>		Al 31 de diciembre de 2008	Revaluación	Al 31 de diciembre de 2009	Revaluación	Retiros y traspasos	Al 31 de diciembre de 2010
<b>ICE:</b>							
Terrenos	¢	1.428	142	1.570	-	71	1.641
Edificios		-	-	-	8	129	137
Terrenos y derechos de paso		49	(1)	48	-	-	48
Subestaciones		-	-	-	(13)	-	(13)
<b>Sub total ICE</b>		<b>1.477</b>	<b>141</b>	<b>1.618</b>	<b>(5)</b>	<b>200</b>	<b>1.813</b>
<b>CNFL:</b>							
Terrenos		829	68	897	323	1.547	2.767
Edificios		186	4	190	-	484	674
Plantas Hidroeléctricas		-	-	-	-	6.865	6.865
Equipo general		1	-	1	-	-	1
Otros activos		106	10	116	-	15	131
<b>Sub total CNFL</b>		<b>1.122</b>	<b>82</b>	<b>1.204</b>	<b>323</b>	<b>8.911</b>	<b>10.438</b>
<b>Total revaluación Grupo ICE</b>	¢	<b>2.599</b>	<b>223</b>	<b>2.822</b>	<b>318</b>	<b>9.111</b>	<b>12.251</b>

<u>Depreciación acumulada - revaluación</u>		Al 31 de diciembre de 2008	Revaluación	Al 31 de diciembre de 2009	Revaluación	Retiros y traspasos	Al 31 de diciembre de 2010
<b>ICE:</b>							
Edificios	¢	-	-	-	-	87	87
<b>Sub total ICE</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>87</b>	<b>87</b>
<b>CNFL:</b>							
Terrenos		-	-	-	181	-	181
Edificios		60	5	65	-	438	503
Plantas Hidroeléctricas		-	-	-	-	4.711	4.711
Equipo general		1	-	1	-	-	1
Otros activos		29	3	32	-	5	37
<b>Sub total CNFL</b>		<b>90</b>	<b>8</b>	<b>98</b>	<b>181</b>	<b>5.154</b>	<b>5.433</b>
<b>Total depreciación acumulada revaluación Grupo ICE</b>	¢	<b>90</b>	<b>8</b>	<b>98</b>	<b>181</b>	<b>5.241</b>	<b>5.520</b>

Las revaluaciones de los activos no operativos, siguen la misma metodología e índices utilizados para los activos en operación (véase la nota 4).

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

**Nota 18. Activos intangibles**

Los activos intangibles con vida finita, se detallan como sigue:

Activos intangibles	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>Licencias, sistemas y aplicaciones</b>		
<b><u>ICE:</u></b>		
Saldo inicial	¢ 22.246	11.603
Adiciones	12.244	10.556
Retiros	(5.579)	87
<b>Total ICE</b>	<b>¢ 28.911</b>	<b>22.246</b>
<b><u>CNFL:</u></b>		
Saldo inicial	3.446	3.776
Adiciones	3.898	711
Reclasificación	(57)	(1.041)
Traslados	(1.335)	-
Gasto	(1.020)	-
<b>Total CNFL</b>	<b>¢ 4.932</b>	<b>3.447</b>
<b><u>RACSA:</u></b>		
<b>Software</b>		
Saldo inicial	-	-
Adiciones	¢ 5.260	-
Traslados	2.316	-
<b>Total RACSA</b>	<b>¢ 7.576</b>	<b>-</b>
<b>Sub-total Costo Grupo ICE</b>	<b>¢ 41.419</b>	<b>25.693</b>
<b>Amortización activos intangibles</b>		
<b><u>ICE:</u></b>		
Amortizaciones acumuladas:		
Saldo inicial	¢ 11.213	5.674
Retiros	(766)	87
Gasto	6.307	5.452
<b>Total ICE</b>	<b>¢ 16.754</b>	<b>11.213</b>
<b><u>RACSA:</u></b>		
Adiciones	511	-
Traslado	1.715	-
Amortización Derecho de uso Backhaul	73	-
Eliminación	(73)	-
<b>Total RACSA</b>	<b>¢ 2.226</b>	<b>-</b>
<b>Sub-total amortización Grupo ICE</b>	<b>¢ 18.980</b>	<b>11.213</b>
<b>Total neto Grupo ICE</b>	<b>¢ 22.439</b>	<b>14.480</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)Método de amortización

El Grupo ICE utiliza para el cálculo de la amortización de los activos intangibles el método de línea recta a partir de la fecha de inicio de su utilización, utilizando como referencia una vida útil de 3 años.

**Nota 19. Fondo de garantías y ahorro (fondo restringido)**

El Fondo de Garantías y Ahorro de los Empleados del ICE, fue creado por la ley 3625 del 16 de diciembre de 1965. De acuerdo a esa ley, el ICE debe destinar las reservas y fondos al pago de prestaciones laborales y al fondo del personal y continuar con los aportes correspondientes en una suma no menor a la aportada por los trabajadores cotizantes.

La actividad principal del Fondo de Garantías y Ahorros es el otorgamiento de créditos hipotecarios y personales a los trabajadores para la solución de vivienda; así como, generar rendimientos que son en parte capitalizados a los ahorros de los cotizantes y en parte pagados en distribución anual de rendimientos.

El saldo del aporte patronal trasladado por el Grupo ICE al Fondo de Garantías y Ahorro se distribuye de la siguiente manera:

		31 de diciembre de			
		2010	%	2009	%
<b>ICE</b>					
Electricidad	¢	47 903	38%	44 802	40%
Telecomunicaciones		69 334	55%	60 217	55%
Corporación		8 824	7%	5 878	5%
<b>Sub Total ICE</b>	<b>¢</b>	<b>126 061</b>	<b>100%</b>	<b>110 897</b>	<b>100%</b>
<b>RACSA</b>					
FGA RACSA	¢	2 900	100%	2 582	100%
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢</b>	<b>128 961</b>	<b>100%</b>	<b>113 479</b>	<b>100%</b>

De este aporte patronal ¢71.072, corresponde al Régimen de Pensión Complementaria y ¢54.989 para el Fondo de Ahorro, de acuerdo a la aplicación de un 4,5% y de un 6%, respectivamente, sobre los salarios mensuales de los trabajadores permanentes del ICE.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

**Nota 20. Partidas amortizables**

Las partidas amortizables se detallan como sigue:

Partidas Amortizables	Periodicidad	Método	Al 31 de diciembre de 2008			Al 31 de diciembre de 2009			Al 31 de diciembre de 2010		
			Amortizaciones	Aumento		Amortizaciones	Liquidaciones	Aumento	Amortizaciones	Liquidaciones	Aumento
Proyecto Geotérmico Miravalles III	180 meses	Línea recta	176	-	-	176	-	-	-	-	176
Proyecto Hidroeléctrico Peñas Blancas	155 meses	Línea recta	6.708	-	-	6.708	(6.708)	-	-	-	-
Proyecto Hidroeléctrico Electriona Belén	480 meses	Línea recta	573	-	-	573	-	-	-	-	573
Seguros	1 mes	Un solo pago	571	-	-	571	-	(571)	-	-	-
<b>Costos transacción de inversiones:</b>											
Costos transacción de inversiones	30 días	Interés efectivo	-	-	-	-	-	-	-	3	3
Costos transacción de inversiones	60 días	Interés efectivo	-	-	5	5	(5)	-	-	9	9
Costos transacción de inversiones	90 días	Interés efectivo	-	(2)	13	11	(13)	-	-	2	-
Costos transacción de inversiones	120 días	Interés efectivo	-	-	1	1	(1)	-	-	-	-
Costos transacción de inversiones	Más de 180 días	Interés efectivo	2	-	243	245	(241)	-	-	114	118
<b>Sub total costos transacción de inversiones</b>			<b>8.030</b>	<b>(2)</b>	<b>262</b>	<b>8.290</b>	<b>(6.968)</b>	<b>(571)</b>	<b>128</b>	<b>879</b>	<b>879</b>
<b>Comisiones por contrato de financiamiento:</b>											
Bonos A	120 meses	Método línea recta	296	-	-	296	-	-	-	-	296
Bonos B	120 meses	Método línea recta	358	-	-	358	-	-	-	-	358
Citibank	120 meses	Método línea recta	378	-	-	378	-	-	-	-	378
BCIE 1856	180 meses	Método línea recta	143	-	-	143	-	-	-	-	143
CAF	180 meses	Método línea recta	644	-	-	644	-	-	-	-	644
Reconv BID tramo A	180 meses	Método línea recta	975	-	-	975	-	-	-	-	975
Reconv BID tramo B	120 meses	Método línea recta	1.532	-	-	1.532	-	-	-	-	1.532
INS Título 1	60 meses	Método línea recta	90	-	-	90	-	-	-	-	90
INS Título 2	60 meses	Método línea recta	9	-	-	9	-	-	-	-	9
INS Título 3	36 meses	Método línea recta	-	-	305	305	-	-	-	-	305
Nordea	60 meses	Método línea recta	-	-	834	834	-	-	-	-	834
M & T Bank	84 meses	Método línea recta	-	-	56	56	-	-	-	-	56
Scotiabank tramo A	36 meses	Método línea recta	-	-	157	157	-	-	-	-	157
Scotiabank tramo B	60 meses	Método línea recta	-	-	157	157	-	-	-	-	157
Préstamo BNP Paribas A	60 meses	Método línea recta	-	-	-	-	-	-	-	33	33
Préstamo BNP Paribas B	60 meses	Método línea recta	-	-	-	-	-	-	-	115	115
HSBC Bank	60 meses	Método línea recta	-	-	-	-	-	-	-	57	57
Citibank N°2	12 meses	Método línea recta	-	-	-	-	-	-	-	75	75
DEUTSCHE BANK	12 meses	Método línea recta	-	-	-	-	-	-	-	75	75
M & T Bank N°2	60 meses	Método línea recta	-	-	-	-	-	-	-	71	71
Nordea N°2	60 meses	Método línea recta	-	-	-	-	-	-	-	216	216
<b>Sub total comisiones por contrato de financiamiento</b>			<b>4.425</b>	<b>-</b>	<b>1.509</b>	<b>5.934</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>642</b>	<b>6.576</b>	<b>6.576</b>
<b>Total partidas amortizables</b>			<b>12.455</b>	<b>(2)</b>	<b>1.771</b>	<b>14.224</b>	<b>(6.968)</b>	<b>(571)</b>	<b>770</b>	<b>7.455</b>	<b>7.455</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Absorción Partidas Amortizables	Periodicidad	Método	Al 31 de diciembre de 2008	Amortizaciones	Liquidaciones	Al 31 de diciembre de 2009	Amortizaciones	Liquidaciones	Al 31 de diciembre de 2010	
Proyecto Geotérmico Miravalles III	180 meses	Línea recta	¢ 102	12	-	114	12	-	126	
Proyecto Hidroeléctrico Peñas Blancas	155 meses	Línea recta	3.289	2.899	-	6.188	(6.188)	-	-	
Proyecto Hidroeléctrico Electriona Belén	480 meses	Línea recta	263	(5)	-	258	14	-	272	
Seguros	1 mes	Un solo pago	571	-	-	571	-	(571)	-	
<b>Costos transacción de inversiones:</b>										
Costos transacción de inversiones	30 Días	Interés efectivo	-	0	-	-	1	-	1	
Costos transacción de inversiones	60 Días	Interés efectivo	-	3	-	3	4	(3)	4	
Costos transacción de inversiones	90 Días	Interés efectivo	-	81	-	81	1	(81)	1	
Costos transacción de inversiones	120 Días	Interés efectivo	-	1	-	1	-	(1)	-	
Costos transacción de inversiones	Más de 180 días	Interés efectivo	1	38	(1)	38	59	(37)	60	
<b>Sub Total Costos Transacción de Inversiones</b>			<b>¢ 4.226</b>	<b>3 029</b>	<b>( 1)</b>	<b>7.254</b>	<b>(6 096)</b>	<b>(694)</b>	<b>464</b>	
<b>Comisiones por contrato de financiamiento:</b>										
Bonos A	120 meses	Método línea recta	¢ 133	30	-	163	30	-	193	
Bonos B	120 meses	Método línea recta	155	36	-	191	36	-	227	
Citibank	120 meses	Método línea recta	94	38	-	132	38	-	170	
BCIE 1856	180 meses	Método línea recta	11	10	-	21	10	-	31	
CAF	180 meses	Método línea recta	11	43	-	54	43	-	97	
Reconversión BID tramo A	180 meses	Método línea recta	27	65	-	92	65	-	157	
Reconversión BID tramo B	120 meses	Método línea recta	63	153	-	216	154	-	370	
INS Título 1	60 meses	Método línea recta	-	16	-	16	17	-	33	
INS Título 2	60 meses	Método línea recta	-	2	-	2	2	-	4	
INS Título 3	36 meses	Método línea recta	-	59	-	59	101	-	160	
Nordea	60 meses	Método línea recta	-	70	-	70	167	-	237	
M & T Bank	84 meses	Método línea recta	-	-	-	-	8	-	8	
Scotiabank tramo A	36 meses	Método línea recta	-	-	-	-	52	-	52	
Scotiabank tramo B	60 meses	Método línea recta	-	-	-	-	31	-	31	
Préstamo BNP Paribas A	60 meses	Método línea recta	-	-	-	-	1	-	1	
Préstamo BNP Paribas B	60 meses	Método línea recta	-	-	-	-	1	-	1	
HSBC Bank	60 meses	Método línea recta	-	-	-	-	1	-	1	
<b>Sub total comisiones por contrato de financiamiento</b>			<b>¢ 494</b>	<b>522</b>	<b>-</b>	<b>1.016</b>	<b>757</b>	<b>-</b>	<b>1.773</b>	
<b>Total absorción partidas amortizables</b>			<b>¢ 4.720</b>	<b>3.551</b>	<b>( 1)</b>	<b>8.270</b>	<b>(5.339)</b>	<b>(694)</b>	<b>2.237</b>	

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 21. Títulos valores por pagar (Bonos)**

Un detalle de los títulos valores (títulos de deuda) emitidos por el ICE es como sigue:

	Títulos Valores por Pagar									
	Al 31 de diciembre de					2010				
	2008	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2009	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	Largo Plazo	Porción Circulante
<b>ICE</b>										
<b>Deuda Interna:</b>										
Título N°1 - INS	¢ 13.404	-	262	-	13.666	-	( 1 284)	-	12.382	-
Título N°2 - INS	1.331	-	26	-	1.357	-	( 127)	-	1.230	-
Título N°3 - INS	-	-	-	30.500	30.500	-	-	-	30.500	-
Emisión de Bonos Serie A1 *	-	-	-	50.000	50.000	-	-	-	50.000	-
Emisión de Bonos Serie A2 *	-	-	-	6.328	6.328	-	-	-	6.328	-
Emisión de Bonos Serie B1 *	-	-	822	42.064	42.886	-	( 4 029)	-	38.857	-
Emisión de Bonos Serie B2 *	-	-	-	-	-	-	( 2 686)	28.591	25.905	-
Emisión Bonos Serie A2- Año 2010	-	-	-	-	-	-	-	28.426	28.426	-
Emisión Bonos Serie B3-USS-Electricidad	-	-	-	-	-	-	( 4 029)	42.886	38.857	-
Emisión Bonos Serie A3-Colones	-	-	-	-	-	-	-	20.000	20.000	-
Emisión Bonos Serie E1-USS-Electricidad	-	-	-	-	-	-	( 3 146)	33.489	30.343	-
Emisión Bonos Serie A4-Tele	-	-	-	-	-	-	-	2.255	2.255	-
Emisión Bonos Serie A5-Elec	-	-	-	-	-	-	-	20.000	20.000	-
<b>Deuda Externa:</b>										
Bonos colocación A Credit Suisse First Boston	22.434	-	438	-	22.872	-	(2.149)	-	20.723	-
Bonos colocación B Credit Suisse First Boston	33.651	-	658	-	34.309	-	(3.223)	-	31.086	-
<b>Otros:</b>										
Prima Emisión de Bonos Serie A1	-	-	-	169	169	8	-	-	161	-
Prima Emisión de Bonos Serie A2	-	-	-	96	96	3	-	-	93	-
Prima Emisión de Bonos Serie B1	-	1	-	182	181	10	-	-	171	-
Prima Emisión Bonos Serie B2	-	-	-	-	-	41	-	489	448	-
Emisión Bonos Serie A2- Año 2010	-	-	-	-	-	-	-	8	8	-
Emisión Bonos Serie B3-USS-Electricidad	-	-	-	-	-	36	-	1.326	1.290	-
Prima Emisión Bonos Serie A3-Electricidad	-	-	-	-	-	-	-	4	4	-
Prima Emisión Bonos Serie E1-Electricidad	-	-	-	-	-	1	-	213	212	-
<b>Descuentos:</b>										
Descuento Emisión de Bonos A2 -2010	-	-	-	-	-	(6)	-	(641)	(635)	-
Descuento Emisión Bonos Serie A3-Electricidad	-	-	-	-	-	-	-	(101)	(101)	-
<b>Sub total ICE</b>	<b>¢ 70.820</b>	<b>1</b>	<b>2.206</b>	<b>129.339</b>	<b>202.364</b>	<b>93</b>	<b>(20.673)</b>	<b>176.945</b>	<b>358.543</b>	<b>-</b>
<b>CNFL</b>										
<b>Deuda Interna:</b>										
Emisión de Bonos Serie A	¢ 6.000	-	-	-	6.000	-	-	-	-	6.000
Emisión de Bonos Serie B	-	-	-	-	-	-	-	14.996	14.996	-
<b>Sub total CNFL</b>	<b>¢ 6.000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14.996</b>	<b>14.996</b>	<b>6.000</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 76.820</b>	<b>1</b>	<b>2.206</b>	<b>129.339</b>	<b>208.364</b>	<b>93</b>	<b>(20.673)</b>	<b>191.941</b>	<b>373.539</b>	<b>6.000</b>

**\* Características generales de los bonos:**

La periodicidad para el pago de intereses se establece por cupón trimestral.

La amortización del principal es al vencimiento.

La tasa de interés neta es tasa básica bruta menos 8% del impuesto sobre la renta.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Las características de esos títulos de deuda se detallan a continuación:

Acreedor	Instrumento	Moneda	Títulos valores por pagar					Al 31 de diciembre de		
			Tasa de interés	Tipo de tasa	Tasa de comisión	Fecha de Contrato	Fecha de Vencimiento	2010	2009	
<b>ICE:</b>										
<b>Bonos</b>										
Credit Suisse First Boston	Bonos colocación A	Dólares	7,10%	FIJA	-	10/12/2003	10/12/2013	¢	20.724	22.872
Credit Suisse First Boston	Bonos colocación B	Dólares	6,45%	FIJA	-	03/02/2004	03/02/2014		31.085	34.309
Emisión de Bonos Serie A1	Bonos estandarizados	Colones	9,50%	VARIABLE	-	30/09/2009	30/09/2021		50.000	50.000
Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		6.328	6.328
Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		28.426	-
Emisión de Bonos Serie A3	Bonos estandarizados	Colones	11,41%	FIJA	-	03/11/2010	03/11/2020		20.000	-
Emisión de Bonos Serie A4	Bonos estandarizados	Colones	10,87%	FIJA	-	14/12/2010	12/14/2017		2.255	-
Emisión de Bonos Serie A5	Bonos estandarizados	Colones	9,95%	VARIABLE	-	16/12/2010	16/12/2025		20.000	-
Emisión de Bonos Serie B1	Bonos estandarizados	Dólares	7,65%	FIJA	-	17/11/2009	17/11/2021		38.857	42.886
Emisión de Bonos Serie B2	Bonos estandarizados	Dólares	5,71%	FIJA	-	20/05/2010	20/05/2016		25.905	-
Emisión de Bonos Serie B3	Bonos estandarizados	Dólares	7,18%	FIJA	-	24/06/2010	24/06/2022		38.857	-
Emisión de Bonos Serie E1	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	FIJA	-	12/11/2010	12/11/2020		30.343	-
Prima Emisión de Bonos Serie A1	Bonos estandarizados	Colones	9,50%	VARIABLE	-	30/09/2009	30/09/2021		161	169
Prima Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		93	96
Prima Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		8	-
Prima Emisión de Bonos Serie A3	Bonos estandarizados	Colones	11,41%	FIJA	-	03/11/2010	07/11/2024		4	-
Prima Emisión de Bonos Serie B1	Bonos estandarizados	Dólares	7,65%	FIJA	-	17/11/2009	25/11/2009		171	181
Prima Emisión de Bonos Serie B2	Bonos estandarizados	Dólares	5,71%	FIJA	-	15/04/2010	20/05/2016		448	-
Prima Emisión de Bonos Serie B3	Bonos estandarizados	Dólares	7,18%	FIJA	-	24/06/2010	24/06/2022		1.290	-
Prima Emisión de Bonos Serie E1	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	FIJA	-	12/11/2010	12/11/2020		212	-
Descuento Emisión de Bonos A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		(635)	-
Descuento Emisión de Bonos A3	Bonos estandarizados	Dólares	11,41%	FIJA	-	03/11/2010	03/11/2020		(101)	-
<b>Títulos</b>										
INS	Título 1	Dólares	2,44%	VARIABLE	0,75%	11/11/2008	12/11/2023		12.382	13.666
INS	Título 2	Dólares	2,46%	VARIABLE	0,75%	11/11/2008	28/11/2013		1.230	1.357
INS	Título 3	Colones	13,75%	VARIABLE	0,75%	06/03/2009	06/03/2012		30.500	30.500
<b>Sub total ICE</b>								¢	<b>358.543</b>	<b>202.364</b>
<b>CNFL:</b>										
<b>Bonos</b>										
Emisión de Bonos Serie A	Bonos estandarizados		TBP +2.25%	VARIABLE	-	05/08/2006	05/08/2011		6 000	6 000
Emisión de Bonos Serie B	Bonos estandarizados		11,45%	FIJA	-	30/09/2010	30/09/2017		14 996	-
<b>Sub total CNFL</b>									<b>20 996</b>	<b>6 000</b>
<b>Total Grupo ICE</b>								¢	<b>379 539</b>	<b>208 364</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

**(1) Emisión de bonos ICE**

Serie	Fecha Emisión	Fecha de vencimiento	Tasa de interés nominal anual	Millones de colones					
				Autorizados y emitidos	Colocados por serie	Saldo disponible	Prima en emisión de bonos	Descuentos en emisión de bonos	
A1	30/09/09	30/09/21	Tasa básica pasiva +1,75	¢	50.000	50.000	-	161	-
A2	06/11/09	06/11/24	Tasa básica pasiva +1,75		50.000	34.754	15.246	101	635
A3	03/11/10	03/11/20	Tasa fija 11,41%		20.000	20.000	-	4	101
A4	14/12/10	14/12/17	Tasa fija 10,86%		10.000	2.255	7.745	-	-
A5	16/12/10	16/12/25	Tasa básica pasiva +2,20%		20.000	20.000	-	-	-
				¢	<b>150.000</b>	<b>127.009</b>	<b>22.991</b>	<b>266</b>	<b>736</b>

Serie	Fecha Emisión	Fecha de vencimiento	Tasa de interés nominal anual	Millones de dólares				
				Autorizados y emitidos	Colocados por serie	Saldo disponible	Prima en emisión de Bonos	
B1	17/11/09	17/11/21	Tasa fija 7,65%	US\$	75	75	-	0,33
B2	20/05/10	20/05/16	Tasa fija 5,71%		50	50	-	-
B3	24/06/10	24/06/22	Tasa fija 7,18%		75	75	-	2,49
E1	12/11/10	12/11/20	Tasa fija 5,98%		75	59	16	0,41
				US\$	<b>275</b>	<b>259</b>	<b>16</b>	<b>3,23</b>

\* Tipo cambio contable al 31 de diciembre 2010 ¢518,09

Mediante resolución SGV-R-2115 del 10 de setiembre de 2009, la Superintendencia General de Valores (SUGEVAL) le aprobó al ICE la oferta pública e inscripción en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios de dos programas de emisiones de bonos estandarizados. Estos programas son: “A” hasta doscientos mil millones de colones (¢200.000), y “B” hasta doscientos millones de US dólares (US\$200 millones). El objetivo de ambos programas es el financiamiento de proyectos de inversión en los sectores de telecomunicaciones y electricidad. Estos programas fueron autorizados por el Consejo Directivo en el artículo 5 de la sesión 5868 celebrada el 14 de abril de 2009.

Posteriormente, mediante la resolución SGV-R-2335 del 06 de octubre de 2010 la SUGEVAL autorizó también la oferta pública e inscripción del Programa E de emisiones de bonos estandarizados hasta doscientos millones de US dólares (US\$200 millones), el cual fue autorizado por el Consejo Directivo en el artículo 2 de la Sesión 5921 celebrada el 07 de setiembre de 2010.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*Credit Suisse First Boston

En sesión No 5514 del 20 de mayo de 2003, el Consejo Directivo aprobó una emisión de títulos valores por un monto de US\$100 millones a ser colocada en el exterior en dos tratos; US\$40 millones en el año 2003 y US\$60 millones en el año 2004.

Ese mismo consejo en su sesión No 5557 del 7 de octubre de 2003, acordó adjudicar a Credit Suisse First Boston como la entidad financiera que se encargaría de brindar los servicios de estructuración y colocación de la emisión de títulos valores ICE en el mercado internacional, hasta por un monto de US\$100 millones, de la siguiente forma:

Una colocación A en el año 2003 por un monto de US\$40 millones.

Una colocación B en el año 2004 por un monto de US\$60 millones.

Ambas colocaciones fueron realizadas mediante la figura de underwriting y los fondos captados fueron destinados al financiamiento de obras.

Las dos colocaciones fueron a 10 años plazo; la primera de ellas devenga una tasa de interés fija del 7,10% y vence el 10 de diciembre de 2013, la segunda devenga una tasa de interés del 6,45% y vence el 3 de febrero de 2014.

Títulos – Instituto Nacional de Seguros (INS)

En sesión No 5850 del 23 de octubre de 2008, el Consejo Directivo aprobó la emisión privada de títulos valores no negociables, como garantía de financiamiento con el INS para hacer efectiva la compra de algunas plantas térmicas. Las condiciones de estos títulos son las siguientes:

- Monto: US\$26,3 millones
- Instrumento: título valor de emisión privada no negociable, a la orden
- Plazo: 5 años
- Tasa de interés (variable): tasa LIBOR 6 M + 2%
- Comisión: 0,75% sobre el monto total pagadero una única vez al inicio
- Cupón: trimestral

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Por otra parte, el Consejo Directivo, en sesión No 5862 del 10 de febrero 2009 aprobó la emisión de títulos valores privados no negociables, como garantía de financiamiento con el INS para financiar el desarrollo de obras de distribución y comercialización, así como de infraestructura y transporte, contempladas en el programa de inversión del Sector Electricidad, bajo las siguientes condiciones:

- Monto: US\$55 millones (el título fue emitido en colones por un monto de ¢30.500, con base en el tipo de cambio en la fecha de emisión)
- Instrumento: título valor de emisión privada no negociable, a la orden
- Plazo: 3 años
- Tasa de referencia: tasa básica pasiva, con un piso de 13,75% neta
- Spread: 3,5%
- Comisión: 1% sobre el monto total pagadero una única vez al inicio
- Cupón: trimestral

Emisiones de Bonos Estandarizados Serie A CNFL

Mediante resolución número SGVR1479 de 12 de junio de 2006 la Superintendencia General de Valores (SUGEVAL) autorizó a la CNFL la emisión de Bonos Estandarizados Serie A ¢6.000.

Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B

Este Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B por un total de US\$106 millones está conformado por varias emisiones para financiar el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior. Este proyecto pretende aprovechar el potencial del caudal del río Balsa para la generación de una potencia máxima de 37,5 MW y una producción media anual de 122 GWh. El plazo de desarrollo de la obra es de 3 años.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 22. Efectos por pagar**

Al 31 de diciembre de 2010 los movimientos de los efectos por pagar se detallan a continuación:

Efectos por pagar										
31 de diciembre de										
	2009	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2010	Largo plazo	Porción circulante		2010	
<b>Deuda interna:</b>										
Compra deuda no reestructurada - Tramo V	₡	1.775	637	(107)	-	1.031	802	229	US\$	2
<b>Sub-total Tramo V</b>		<b>1.775</b>	<b>637</b>	<b>(107)</b>	<b>-</b>	<b>1.031</b>	<b>802</b>	<b>229</b>		<b>2</b>
Banco Nacional de Costa Rica (B.N.C.R)		-	68	-	20.000	19.932	18.576	1.356		38
Cooperación Paralela		43	16	-	-	27	27	-		-
Scotiabank		14.295	-	(1.343)	-	12.952	12.952	-		25
Scotiabank - Tramo B		14.295	-	(1.343)	-	12.952	11.102	1.850		25
<b>Sub-total Scotiabank</b>		<b>28.590</b>	<b>-</b>	<b>(2.686)</b>	<b>-</b>	<b>25.904</b>	<b>24.054</b>	<b>1.850</b>		<b>50</b>
Transferencia Anticipada de Activos		-	40	(243)	283	-	-	-		-
Fideicomiso BCR - Edificio Telecomunicaciones		-	547	-	27.550	27.003	25.823	1.180		52
<b>Sub-total deuda interna</b>		<b>30.408</b>	<b>1.308</b>	<b>(3.036)</b>	<b>47.833</b>	<b>73.897</b>	<b>69.282</b>	<b>4.615</b>		<b>142</b>
<b>Deuda externa:</b>										
<u>Banco Centroamericano de Integración Económica (B.C.I.E.):</u>										
B.C.I.E. # 1599		68.638	9.452	(7.398)	20.512	72.300	62.660	9.640		140
B.C.I.E. # 1856		61.997	2.583	(5.582)	-	53.832	49.151	4.681		104
B.C.I.E. #1962		22.872	-	(3.169)	13.973	33.676	33.676	-		65
B.C.I.E. Reestructuración		26.160	3.288	(2.148)	-	20.724	17.356	3.368		40
Planta Térmica Moín III - B.C.I.E. # 1516		12.497	2.499	(940)	-	9.058	6.794	2.264		17
<b>Sub-total B.C.I.E</b>	₡	<b>192.164</b>	<b>17.822</b>	<b>(19.237)</b>	<b>34.485</b>	<b>189.590</b>	<b>169.637</b>	<b>19.953</b>	US\$	<b>366</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

	Efectos por pagar									
	31 de diciembre de									
	2009	Amortización del período	Diferencias cambiarías	Desembolsos del período	2010	Largo plazo	Porción circulante	2010		
<b>Banco Europeo de Inversiones (B.E.I.)</b>	€	<b>10.220</b>	<b>2.330</b>	<b>(741)</b>	-	<b>7.149</b>	<b>4.908</b>	<b>2.241</b>	US\$	<b>14</b>
<u>Banco Interamericano de Desarrollo (B.I.D.):</u>										
B.I.D. # 598		3.748	625	(281)	-	2.842	2.274	568		5
B.I.D. 463/SF C.R.		437	291	(12)	-	134	-	134		-
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo B		120.080	-	(11.281)	-	108.799	101.028	7.771		210
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo A		97.780	-	(9.187)	-	88.593	84.901	3.692		171
B.I.D. No. 1908 / OC-CR		-	-	(605)	8.773	8.168	8.168	-		16
<b>Sub total B.I.D</b>		<b>222.045</b>	<b>916</b>	<b>(21.366)</b>	<b>8.773</b>	<b>208.536</b>	<b>196.371</b>	<b>12.165</b>		<b>402</b>
CAF Corporación Andina de Fomento		57.181	-	(5.372)	-	51.809	49.650	2.159		100
Citibank		27.085	4.302	(2.333)	-	20.450	16.732	3.718		39
Japan Bank For International Cooperation		64.596	3.825	2.393	29.903	93.067	87.116	5.951		180
M & T Bank		4.963	709	(400)	-	3.854	3.212	642		7
Natexis Banque		674	203	(84)	-	387	198	189		1
Nordea Export & Project Finance		19.767	4.393	(1.444)	-	13.930	9.950	3.980		27
Cisco Systems Capital Corporation		-	105	(113)	1.312	1.094	667	427		2
BNP Paribas-A		-	274	(1.036)	3.778	2.468	1.919	549		5
HSBC-Bank(Panamá)		-	-	(1.074)	11.436	10.362	9.326	1.036		20
BNP Paribas-B		-	740	-	7.392	6.652	5.174	1.478		13
Nordea N°2		-	-	-	1.507	1.507	1.205	302		3
M & T N°2		-	-	-	2.268	2.268	1.813	455		4
<b>Sub-total deuda externa</b>		<b>598.695</b>	<b>35.619</b>	<b>(50.807)</b>	<b>100.854</b>	<b>613.123</b>	<b>557.878</b>	<b>55.245</b>		<b>1.183</b>
<b>Total efectos por pagar largo plazo - ICE</b>	€	<b>629.103</b>	<b>36.927</b>	<b>(53.843)</b>	<b>148.687</b>	<b>687.020</b>	<b>627.160</b>	<b>59.860</b>	US\$	<b>1.325</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Los efectos por pagar a corto plazo se detallan como sigue:

	Efectos por pagar							
	31 de diciembre de							
	2009	Amortización del período	Diferencias cambiarías	Desembolsos del período	2010	Largo plazo	Porción circulante	2010
<b>Efectos por pagar corto plazo</b>								
<b>Deuda interna:</b>								
Scotiabank	-	6.290	-	6.290	-	-	-	-
<b>Sub-total deuda interna</b>	¢	-	<b>6.290</b>	-	<b>6.290</b>	-	-	US\$ -
<b>Deuda externa:</b>								
BNP PARIBAS	-	16.348	(806)	17.154	-	-	-	-
CITIBANK	-	10.864	-	10.864	-	-	-	-
HSBC	-	37.868	(2.445)	45.494	5.181	-	5.181	10
BLADEX	-	65.305	(2.740)	68.045	-	-	-	-
Global Bank Corporation	-	5.718	-	5.718	-	-	-	-
Mercantil Commerceb	-	4.305	(269)	4.574	-	-	-	-
Citibank N°2	-	-	-	28.495	28.495	-	28.495	55
Deutsche Bank Trust Company Americas	-	-	-	28.495	28.495	-	28.495	55
<b>Sub-total deuda externa</b>	¢	-	<b>140.408</b>	<b>(6.260)</b>	<b>208.839</b>	<b>62.171</b>	<b>62.171</b>	US\$ <b>120</b>
<b>Total de deuda efectos por pagar corto plazo</b>	-	<b>146.698</b>	<b>(6.260)</b>	<b>215.129</b>	<b>62.171</b>	-	<b>62.171</b>	<b>120</b>
<b>Total deuda interna</b>		<b>30.408</b>	<b>7.598</b>	<b>(3.036)</b>	<b>54.123</b>	<b>73.897</b>	<b>69.282</b>	<b>4.615</b>
<b>Total deuda externa</b>		<b>598.695</b>	<b>176.027</b>	<b>(57.067)</b>	<b>309.693</b>	<b>675.294</b>	<b>557.878</b>	<b>117.416</b>
<b>Total deuda ICE</b>	¢	<b>629.103</b>	<b>183.625</b>	<b>(60.103)</b>	<b>363.816</b>	<b>749.191</b>	<b>627.160</b>	US\$ <b>1.445</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

	Efectos por Pagar - Subsidiarias							2010
	2009	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2010	Largo plazo	Porción circulante	
<b>CNFL:</b>								
<b>Deuda interna:</b>								
Renegociación Deuda Externa 40%	33	30	(3)	-	-	-	-	-
<b>Sub-total deuda interna</b>	<b>¢ 33</b>	<b>30</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>US\$ -</b>
<b>Deuda externa:</b>								
Instituto Crédito Oficial Reino de España	14.635	-	(1.375)	-	13.260	13.260	-	26
Deutsche Bank, Sociedad Anónima Española	8.049	1.312	(770)	-	5.967	4.643	1.324	12
Préstamo Kreditanstal Fur Wiederaufbau # 1	13.638	1.381	(1.272)	-	10.985	9.611	1.374	21
Préstamo Kreditanstal Fur Wiederaufbau # 2	5.432	244	(507)	(6)	4.675	4.183	492	9
BICSA Línea de Crédito	-	-	(83)	1.638	1.555	1.036	519	3
<b>Sub-total deuda externa</b>	<b>¢ 41.754</b>	<b>2.937</b>	<b>(4.007)</b>	<b>1.632</b>	<b>36.442</b>	<b>32.733</b>	<b>3.709</b>	<b>US\$ 71</b>
<b>Total deuda CNFL</b>	<b>¢ 41.787</b>	<b>2.967</b>	<b>(4.010)</b>	<b>1.632</b>	<b>36.442</b>	<b>32.733</b>	<b>3.709</b>	<b>US\$ 71</b>
<b>RACSA:</b>								
Banco Centroamericano de Integración Económica (B.C.I.E.)	7.060	458	(661)	-	5.941	5.026	915	11
Banco HSBC	328	232	(31)	-	65	-	65	-
Control Electrónico S.A. (CESA)	-	93	-	6.724	6.631	5.473	1.158	13
BD Consultores S.A.	-	571	-	3.812	3.241	1.769	1.472	6
<b>Total deuda RACSA</b>	<b>¢ 7.388</b>	<b>1.354</b>	<b>(692)</b>	<b>10.536</b>	<b>15.878</b>	<b>12.268</b>	<b>3.610</b>	<b>US\$ 30</b>
<b>Total deuda interna - subsidiarias</b>	<b>33</b>	<b>30</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total deuda externa - subsidiarias</b>	<b>49.142</b>	<b>4.291</b>	<b>(4.699)</b>	<b>12.168</b>	<b>52.320</b>	<b>45.001</b>	<b>7.319</b>	<b>101</b>
<b>Total deuda subsidiarias</b>	<b>¢ 49.175</b>	<b>4.321</b>	<b>(4.702)</b>	<b>12.168</b>	<b>52.320</b>	<b>45.001</b>	<b>7.319</b>	<b>US\$ 101</b>
<b>Total deuda interna Grupo ICE</b>	<b>30.441</b>	<b>7.628</b>	<b>(3.039)</b>	<b>54.123</b>	<b>73.897</b>	<b>69.282</b>	<b>4.615</b>	<b>142</b>
<b>Total deuda externa Grupo ICE</b>	<b>647.837</b>	<b>180.318</b>	<b>(61.766)</b>	<b>321.861</b>	<b>727.614</b>	<b>602.879</b>	<b>124.735</b>	<b>1.404</b>
<b>Total deuda Grupo ICE</b>	<b>¢ 678.278</b>	<b>187.946</b>	<b>(64.805)</b>	<b>375.984</b>	<b>801.511</b>	<b>672.161</b>	<b>129.350</b>	<b>US\$ 1.546</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Al 31 de diciembre del 2009, los efectos por pagar se detallan como sigue:

	Efectos por pagar							
	31 de diciembre de				2009			
	2008	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2009	Largo plazo	Porción circulante	2009
<b>Deuda interna:</b>								
Compra deuda no reestructurada - Tramo V	¢ 2.741	1.000	34	-	1.775	1.138	637	US\$ 3
Cooperación Paralela	-	6	-	49	43	43	-	-
Scotiabank	-	-	-	28.590	28.590	28.590	-	50
<b>Sub-total deuda interna</b>	<b>¢ 2.741</b>	<b>1.006</b>	<b>34</b>	<b>28.639</b>	<b>30.408</b>	<b>29.771</b>	<b>637</b>	<b>US\$ 53</b>
<b>Deuda externa:</b>								
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)	156.612	11.342	3.570	43.324	192.164	175.719	16.445	336
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	12.178	2.154	196	-	10.220	7.890	2.330	18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	218.626	885	4.304	-	222.045	221.129	916	388
Corporación Andina de Fomento (CAF)	48.233	-	1.096	7.852	57.181	57.181	-	100
Citibank	30.994	4.471	562	-	27.085	22.571	4.514	47
Japan Bank For International Cooperation	30.868	1.471	(438)	35.637	64.596	60.754	3.842	113
M & T Scotiabank	-	-	-	4.963	4.963	4.254	709	9
Natexis Banque	851	209	33	-	675	466	209	1
Nordea Export & Project Finance	-	1.316	379	20.703	19.766	15.373	4.393	35
<b>Sub-total deuda externa</b>	<b>498.362</b>	<b>21.848</b>	<b>9.702</b>	<b>112.479</b>	<b>598.695</b>	<b>565.337</b>	<b>33.358</b>	<b>1.047</b>
<b>Total de deuda efectos por pagar largo plazo - ICE</b>	<b>¢ 501.103</b>	<b>22.854</b>	<b>9.736</b>	<b>141.118</b>	<b>629.103</b>	<b>595.108</b>	<b>33.995</b>	<b>US\$ 1.100</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

	Efectos por pagar							
	31 de diciembre de				2009			
	2008	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2009	Largo plazo	Porción circulante	2009
<b>Efectos por pagar - corto plazo</b>								
<b>Deuda interna:</b>								
Banco Nacional de Costa Rica (BNCR)	9.600	9.600	-	-	-	-	-	-
Instituto Costarricense de Seguros (INS)	6.003	6.003	-	-	-	-	-	-
<b>Sub-total deuda interna</b>	¢ <b>15.603</b>	<b>15.603</b>	-	-	-	-	-	US\$ -
<b>Deuda externa:</b>								
Banco Internacional de Costa Rica, S.A. (BICSA)	5.609	5.609	-	-	-	-	-	-
BNP Paribas	8.754	8.754	-	-	-	-	-	-
CITIBANK Línea de Crédito	9.534	9.534	-	-	-	-	-	-
<b>Sub-total deuda externa</b>	¢ <b>23.897</b>	<b>23.897</b>	-	-	-	-	-	US\$ -
<b>Total de deuda efectos por pagar corto plazo</b>	<b>39.500</b>	<b>39.500</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total deuda interna</b>	<b>18.344</b>	<b>16.609</b>	<b>34</b>	<b>28.639</b>	<b>30.408</b>	<b>29.771</b>	<b>637</b>	<b>53</b>
<b>Total deuda externa</b>	<b>522.259</b>	<b>45.745</b>	<b>9.702</b>	<b>112.479</b>	<b>598.695</b>	<b>565.337</b>	<b>33.358</b>	<b>1.047</b>
<b>Total deuda ICE</b>	¢ <b>540.603</b>	<b>62.354</b>	<b>9.736</b>	<b>141.118</b>	<b>629.103</b>	<b>595.108</b>	<b>33.995</b>	US\$ <b>1.100</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

	Efectos por pagar - Subsidiarias				31 de diciembre de			
	2008	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2009	Largo plazo	Porción circulante	2009
<b>CNFL</b>								
<b>Deuda interna:</b>								
Renegociación Deuda Externa 40%	95	64	2	-	33	1	32	-
<b>Sub-total deuda interna</b>	¢ <b>95</b>	<b>64</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>33</b>	<b>1</b>	<b>32</b>	<b>US\$ -</b>
<b>Deuda externa:</b>								
BCIE 1167	2.476	2.561	85	-	-	-	-	-
Inst. Crédito Oficial Reino España (ICO)	14.355	-	280	-	14.635	14.635	-	26
Deutsche Bank Sociedad Anónima Española	9.330	1.467	186	-	8.049	6.586	1.463	14
Préstamo Kreditanstal Fur Wiederaufbau No.1	14.402	-	301	(1.065)	13.638	12.124	1.514	24
Préstamo Kreditanstal Fur Wiederaufbau No.2	-	-	(49)	5.481	5.432	5.160	272	9
<b>Sub-total deuda externa</b>	¢ <b>40.563</b>	<b>4.028</b>	<b>803</b>	<b>4.416</b>	<b>41.754</b>	<b>38.505</b>	<b>3.249</b>	<b>US\$ 73</b>
<b>Total deuda CNFL</b>	¢ <b>40.658</b>	<b>4.092</b>	<b>805</b>	<b>4.416</b>	<b>41.787</b>	<b>38.506</b>	<b>3.281</b>	<b>US\$ 73</b>
<b>RACSA</b>								
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)	6.925	-	-	135	7.060	6.556	504	12
Banco HSBC	247	86	-	-	161	79	82	-
Banco Scotiabank	488	336	-	-	152	-	152	-
Banco Scotiabank	47	32	-	-	15	-	15	-
<b>Total deuda RACSA</b>	¢ <b>7.707</b>	<b>454</b>	<b>-</b>	<b>135</b>	<b>7.388</b>	<b>6.635</b>	<b>753</b>	<b>US\$ 12</b>
<b>Total deuda interna subsidiarias</b>	95	64	2	-	33	1	32	-
<b>Total deuda externa subsidiarias</b>	48.270	4.482	803	4.551	49.142	45.140	4.002	85
<b>Total deuda subsidiarias</b>	¢ <b>48.365</b>	<b>4.546</b>	<b>805</b>	<b>4.551</b>	<b>49.175</b>	<b>45.141</b>	<b>4.034</b>	<b>US\$ 85</b>
<b>Total deuda interna Grupo ICE</b>	18.439	16.673	36	28.639	30.441	29.772	669	53
<b>Total deuda externa Grupo ICE</b>	570.529	50.227	10.505	117.030	647.837	610.477	37.360	1.132
<b>Total deuda Grupo ICE</b>	¢ <b>588.968</b>	<b>66.900</b>	<b>10.541</b>	<b>145.669</b>	<b>678.278</b>	<b>640.249</b>	<b>38.029</b>	<b>US\$ 1.185</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Las características generales de los efectos por pagar, clasificados en deuda interna y externa de los periodos 2009 al 2010 se resumen a continuación:

Características generales de la deuda (montos en millones de dólares y colones, según indicación)																
Fecha contrato	Fecha vencimiento	Plazo de uda (años)	Período gracia (años)	Plazo amortización (años)	Tipo período pago	Tasa interés	Tipo Tasa interés	Tasa interés moratorio	Tasa comisión	Monto contrato 2010	Monto acumulado desembolso 2010	Monto acumulado desembolso 2009	Moneda	Garantía	Financiamiento	
<b>Sector Electricidad</b>																
<b>Deuda interna:</b>																
Deuda renegociada - Tramo V	1989	21/05/2015	25	10	25	Semestral	6,75%	Fija	6,75%	-	25	25	25	US\$	Gobierno	Refinanciamiento de la deuda con banca comercial
Deuda renegociada - CNFL Planta Moín	16/08/2007	22/07/2014	7	1	6	Semestral	T.I. Inflación Interanual	Var.	-	-	5.626	5.626	5.626	¢	ICE	Compra planta térmica Moín III a la CNFL
Emisión de Bonos Serie E1	12/11/2010	12/11/2020	10	10	-	Trimestral	5,98%	Fija	-	-	75	59	-	\$	ICE	Nuevos proyectos de generación, mejora de proyectos de generación
Cooperación Paralela	01/07/2009	01/06/2012	3	-	3	Mensual	0,69%	Fija	-	-	48	48	48	¢	ICE	Modalidad reconocimiento inversión equipos telecomunicaciones (DIURSA)
Banco Nacional de Costa Rica	25/08/2010	31/08/2025	15	-	15	Trimestral	TBP + 2,75%	Var.	2,00%	-	20.000	20.000	-	¢	ICE	Necesidades de inversión en proyecto de transmisión
Transferencias Anticipadas de Activos	30/06/2010	30/06/2040	30	-	-	Mensual		Fija	-	-	2.343	2.343	-	US\$	ICE	Compra energía y conexión
<b>Bancos comerciales:</b>																
Scotiabank Tramo A	18/12/2009	18/12/2012	3	3	-	Semestral	Libor 3m + 3,50%	Var.	-	-	25	25	25	US\$	ICE	Ampliación y mejoras de la red de transmisión y redes de distribución
Scotiabank Tramo B	18/12/2009	18/12/2014	5	2	3	Semestral	Libor 3m + 3,75%	Var.	-	-	25	25	25	US\$	ICE	Ampliación y mejoras de la red de transmisión y redes de distribución

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Características generales de la deuda (montos en millones de dólares y colones, según indicación)																
	Fecha contrato	Fecha vencimiento	Plazo deuda (años)	Período gracia (años)	Plazo amortización (años)	Tipo período pago	Tasa interés	Tipo Tasa interés	Tasa interés moratorio	Tasa comisión	Monto contrato 2010	Monto acumulado desembolso 2010	Monto acumulado desembolso 2009	Moneda	Garantía	Financiamiento
<b>Deuda externa:</b>																
<b>Organismos multilaterales</b>																
BID 463 (1)	13/04/1976	13/04/2011	35	8	27	Semestral	2,00%	Fija	2,00%	0,50%	14	13	13	US\$	Gobierno	Electrificación rural con cooperativas (préstamo en monedas)
BID 598 (1)	09/09/1980	09/09/2015	35	8	27	Semestral	2,00%	Fija	2,00%	0,50%	27	26	26	US\$	Gobierno	Proyecto Nacional de electrificación rural (préstamo en monedas)
BID 1931 Tramo A	10/07/2008	15/02/2023	15	3	12	Semestral	Libor 6m + 3,625%	Var.	2,00%	-	159	159	159	US\$	ICE	Prepago de los préstamos OECF, BID 796, y Credit Suisse
BID 1931 Tramo B	10/07/2008	15/02/2018	10	3	7	Semestral	Libor 6m + 3,00%	Var.	2,00%	-	196	196	196	US\$	ICE	Prepago de los préstamos OECF, BID 796, y Credit Suisse
BID 1908 CLIPP	25/05/2009	25/11/2034	25	5	20	Semestral	Libor 6m + 0,80%	Var.	-	0,25%	250	16	-	US\$	ICE	Programa de desarrollo eléctrico 2008-2011.
BEI	30/11/1993	25/11/2013	20	5	15	Semestral	6,32%	Fija	2,00%	-	50	50	50	US\$	Gobierno	Ejecución Programa desarrollo eléctrico III
BCIE N° 1599 - PIRRIS	17/03/2003	25/04/2018	15	6	10	Semestral	(4)	Var.	3,00%	0,75%	172	167	120	US\$	ICE	Construcción y equipamiento Planta Hidroeléctrica Pirris
BCIE PREPAGO 2005	21/10/2005	21/10/2015	10	2	8	Trimestral	8,50%	Fija	2,00%	-	55	55	46	US\$	ICE	Prepago de los préstamos BID 200, 535 y 572 (parcialmente)
BCIE N° 1856	12/04/2007	11/05/2022	15	3	12	Semestral	(4)	Var.	3,00%	-	110	108	108	US\$	ICE	Ampliación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional 2007
BCIE 1516 Planta Moin	11/06/2007	14/10/2014	7	-	7	Semestral	(4)	Var.	-	-	12	12	12	US\$	ICE	Adquisición de la Planta Térmica Moin III
BCIE 1516 Planta Moin	11/06/2007	14/10/2014	7	-	7	Semestral	(4)	Var.	-	-	21	21	21	US\$	ICE	Adquisición de la Planta Térmica Moín III
Corporación Andina de Fomento	09/04/2008	09/04/2023	15	3	12	Semestral	Libor 6m + 1,70%	Var.	2,00%	0,25%	100	100	100	US\$	ICE	Estudios o construcción de los Proyectos Toro III, Diquis, Pacuare y Pirris
BCIE 1962	19/06/2009	19/06/2024	15	3	12	Semestral	(4)	Var.	-	0,75%	65	65	40	US\$	ICE	Programa de Obras Eléctricas 2008 - 2009.
<b>Organismos bilaterales:</b>																
Japan Bank for International Corporation																
CR-P3 (2)	09/04/2001	20/04/2026	25	7	18	Semestral	2,20%	Fija	2,00%	-	206	164	102	US\$	Gobierno	Proyecto Hidroeléctrico Pirris
<b>Bancos comerciales:</b>																
Citibank	14/12/2005	14/12/2015	10	1	9	Semestral	(4)	Var	-	-	75	75	47	US\$	ICE	Prepago 572
M&T BANK	16/12/2009	30/12/2016	7	-	7	Semestral	Libor 6m + 2,15%	Var	-	-	9	9	9	US\$	ICE	Costo equipo (láminas acero túnel y tanque oscilación P.H. Toro III)
M&T BANK 2	15/12/2010	15/12/2015	5	-	5	Semestral	Libor 6m + 1,85%	Var	-	-	10	4	-	US\$	ICE	Proyectos ejecutados por la UEN PySA
BNP PARIBAS Tramo A	01/09/2010	20/06/2015	5	-	5	Semestral	Libor 6m + 4,50%	Var	1,00%	-	6	5	-	US\$	ICE	Proyectos Varios
BNP PARIBAS Tramo B	01/09/2010	20/06/2015	5	-	5	Semestral	Libor 6m + 1,15%	Var	1,00%	-	16	14	-	US\$	ICE	Proyectos Varios

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Características generales de la deuda (montos en millones de dólares y colones, según indicación)																	
	Fecha contrato	Fecha vencimiento	Plazo de deuda (años)	Período gracia (años)	Plazo amortización (años)	Tipo período pago	Tasa interés	Tipo Tasa interés	Tasa interés moratorio	Tasa comisión	Monto contrato	Monto acumulado desembolso 2010	Monto acumulado desembolso 2009	Moneda	Garantía	Financiamiento	
<b>Sector Telecomunicaciones</b>																	
<b>Deuda interna:</b>																	
Deuda renegociada - Tramo V Fideicomiso BCR	1989 22/04/2010	21/05/2015 22/07/2022	25 12	10 -	25 12	Semestral Mensual	6,75% TBP + 3,75%	Fija Var.	6,75% -	- -	1 27.550	1 27.550	-	1 ¢	US\$ ICE	Gobierno ICE	Refinanciamiento de la deuda con banca comercial Titulación inmobiliario ICE
<b>Deuda externa:</b>																	
<b>Organismos multilaterales</b>																	
BID 1931 Tramo A	10/07/2008	15/02/2023	15	3	12	Semestral	Libor 6m+ 3,625%	Var.	2,00%	-	12	12	12	US\$	ICE	Prepago de los préstamos OECF, BID 796, y Credit Suisse Elect. Telec.	
BID 1931 Tramo B	10/07/2008	15/02/2018	10	3	7	Semestral	Libor 6m +3,00%	Var.	2,00%	-	14	14	14	US\$	ICE	Prepago de los préstamos OECF, BID 796, y Credit Suisse Elect. Telec.	
<b>Organismos bilaterales</b>																	
Natexis Banque	09/09/1982	30/06/2013	25.5	10	15	Semestral	3,50%	Fija	2,50%	-	4	4	4	US\$	Gobierno	Refinanciamiento deuda con Cit Alcatel	
<b>Bancos comerciales</b>																	
NORDEA	29/06/2009	28/02/2014	5	-	5	Semestral	2,51%	Fija	-	-	37	37	37	US\$	ICE	Compra a Ericsson de Equipos y Servicios	
NORDEA 2	04/11/2010	08/09/2015	5	-	5	Semestral	2,89%	Fija	-	-	10	3	-	US\$	ICE	Compra a Ericsson de Equipos y Servicios	
CISCO	15/04/2010	06/04/2013	3	0,25		Trimestral	3,25%	Fija	-	-	50	2	-	US\$	ICE	Compra de equipo y servicio CISCO	
M & T BANK 2	15/12/2010	15/12/2015	5	-	5	Semestral	Libor 6 m + 1,85%	Var.	-	-	10	0	-	US\$	ICE	Expansión telefonía Móvil	
HSBC Bank Panamá	01/11/2010	08/11/2015	5	-	5	Semestral	5,90%	Fija	7,24%	-	20	20	-	US\$	ICE	Brindar servicios de Internet	

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Características generales de la deuda (montos en millones de dólares y colones, según indicación)																
	Fecha contrato	Fecha vencimiento	Plazo deuda (años)	Período gracia (años)	Plazo amortización (años)	Tipo período pago	Tasa interés	Tipo Tasa interés	Tasa interés moratorio	Tasa comisión	Monto contrato	Monto acumulado desembolso 2010	Monto acumulado desembolso 2009	Moneda	Garantía	Financiamiento
<b>CNFL</b>																
Instituto Crédito Oficial Reino de	15/07/2002	25/09/2032	30	10	20	Semestral	0,70%	Fija	Libor 6 m +1	0,15% Gestión	26	26	26	US\$	Gobierno	Red subterránea - San José
Deutsche Bank, Sociedad Anónir	15/07/2002	20/04/2015	13	3	10	Semestral	5,86%	Fija	7,86%	0,15% Gestión	26	26	26	US\$	Gobierno	Red subterránea - San José
Kreditanstal Fur Wiederaufbau #	16/12/2005	30/09/2018	10	2 años 9 m	12 años 9 m	Semestral	3,80%	Var.	Libor 6 m +2	1,25%	27	27	27	US\$	ICE	Proyecto Hidroeléctrico El Encanto
Kreditanstal Fur Wiederaufbau #	25/09/2008	30/03/2020	10	2	12	Semestral	3,80%	Var.	Libor 6 m +2	1,25%	10	10	10	US\$	ICE	Proyecto Hidroeléctrico El Encanto
BICSA Línea de Crédito	27/05/2010	27/05/2013	3	-	3	Anual	6,25%	Fija	-	6,50%	3	2	-	US\$	Pagaré	Proporcionar recursos para la adquisición de activos, materiales y equipo, así como para financiar el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior
<b>RACSA</b>																
BCIE	04/12/2006	12/01/2017	10	3	7	Semestral	6,35%	Var.	30,00%	0,75%	12	12	12	US\$	Pagaré	Adquisición Cable Submarino del Pacífico Costarricense
Banco HSBC	03/11/2003	03/10/2011	8	0,5	7,5	Mensual	7,00%	Var.	30,00%	-	1	-	1	US\$	Hipotecaria	Aplicación opción de compra Lic 16-96
Control Electrónico S.A. (CESA)	06/05/2010	06/11/2015	5,5	6 meses	5	Mensual	7,50%	Fija	-	0,25%	13	13	-	US\$	Objeto de compra	Ampliación de la Arquitectura JAVA, Soluciones de Código Abierto
BD Consultores S.A.	16/07/2010	16/01/2013	2,5	-	2,5	Mensual	10,00%	Fija	-	-	7	7	-	US\$	Objeto de compra	Solución Especializada para el manejo de Páginas Amarillas

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Características generales	Moneda de origen	Tasa de interés	Efectos por pagar a corto plazo				Plazo deuda (días)	Monto desembolsado 2010	Amortizaciones 2010	31 de diciembre de 2010
			Tipo de tasa de interés	Fecha de contrato	Fecha de vencimiento					
<b>Deuda externa</b>										
BLADEX	Dólares	Libor 5 meses + 3,25% = 3,58125%	Var.	26/2/2010	26/7/2010	150 días	€ 8.577	8.577	-	
BLADEX	Dólares	Libor 3 meses + 2,30% = 2,60531%	Var.	20/4/2010	19/7/2010	90 días	8.577	8.577	-	
BLADEX	Dólares	Libor 3 meses + 2,10% = 2,63644%	Var.	14/6/2010	13/9/2010	91 días	4.574	4.574	-	
BLADEX	Dólares	Libor 3 meses + 1,75% = 2,27125%	Var.	20/7/2010	18/10/2010	90 días	2.859	2.859	-	
BLADEX	Dólares	Libor 3 meses + 1,50% = 1,99313%	Var.	27/7/2010	25/10/2010	90 días	8.577	8.577	-	
BLADEX	Dólares	Libor 3 meses + 1,50% = 1,98125%	Var.	29/7/2010	27/10/2010	90 días	5.718	5.718	-	
BLADEX	Dólares	Libor 3 meses + 1,50% = 1,79219%	Var.	14/9/2010	13/12/2010	90 días	3.431	3.431	-	
BLADEX	Dólares	Libor 3 meses + 1,30% = 1,58906%	Var.	15/10/2010	28/12/2010	74 días	8.577	8.577	-	
BLADEX	Dólares	Libor 2 meses + 1,30% = 1,57297%	Var.	19/10/2010	28/12/2010	70 días	2.859	2.859	-	
BLADEX	Dólares	Libor 2 meses + 1,30% = 1,57297%	Var.	26/10/2010	17/12/2010	52 días	8.577	8.577	-	
BLADEX	Dólares	Libor 2 meses + 1,30% = 1,57078%	Var.	29/10/2010	17/12/2010	49 días	5.718	5.718	-	
BN PARIBAS	Dólares	Libor 3 meses + 2,10% = 2,36088%	Var.	18/3/2010	16/6/2010	90 días	8.577	8.577	-	
BN PARIBAS	Dólares	Libor 6 meses + 2,10% =	Var.	16/6/2010	13/12/2010	181 días	8.577	8.577	-	
CITIBANK	Dólares	Libor 3 meses + 2,10% = 2,50906%	Var.	30/4/2010	29/7/2010	90 días	7.434	7.434	-	
CITIBANK	Dólares	Libor 3 meses + 2,10% = 2,69956%	Var.	14/6/2010	10/9/2010	88 días	3.431	3.431	-	
HSBC	Dólares	Libor 3 meses + 2,34% = 2,65%	Var.	20/4/2010	20/5/2010	30 días	5.718	5.718	-	
HSBC	Dólares	Libor 3 meses + 2,34% = 2,65%	Var.	20/10/2010	20/6/2010	31 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Libor 3 meses + 2,34% = 2,65%	Var.	20/10/2010	20/7/2010	30 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa de Interés 1,75%	Var.	20/7/2010	20/8/2010	31 días	5.718	5.718	-	
HSBC	Dólares	Tasa de Interés 1,75%	Var.	20/8/2010	20/9/2010	31 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa de Interés 1,75%	Var.	20/9/2010	20/10/2010	30 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Libor 3 meses + 2,29% = 2,65%	Var.	5/5/2010	6/6/2010	31 días	8.577	8.577	-	
HSBC	Dólares	Libor 3 meses + 2,29% = 2,65%	Var.	6/6/2010	6/7/2010	30 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Libor 3 meses + 2,29% = 2,65%	Var.	6/7/2010	6/8/2010	31 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,90%	Fija	31/8/2010	1/10/2010	31 días	6.576	6.576	-	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,90%	Fija	1/10/2010	1/11/2010	31 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,90%	Fija	1/11/2010	1/12/2010	30 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa Libor a 3 meses + 1,40% = 1,69%	Var.	15/10/2010	15/11/2010	31 días	5.718	5.718	-	
HSBC	Dólares	Tasa Libor a 3 meses + 1,40% = 1,69%	Var.	15/11/2010	15/12/2010	30 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa Libor a 3 meses + 1,40% = 1,69%	Var.	15/12/2010	28/12/2010	13 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,65%	Fija	22/10/2010	22/11/2010	31 días	5.718	5.718	-	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,65%	Fija	22/11/2010	22/12/2010	30 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,65%	Fija	22/12/2010	28/12/2010	6 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,65%	Fija	29/12/2010	24/3/2011	85 días	Renovación	-	5.181	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,65%	Fija	22/10/2010	22/11/2010	31 días	8.005	8.005	-	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,65%	Fija	22/11/2010	22/12/2010	30 días	Renovación	-	-	
HSBC	Dólares	Tasa Fija 1,65%	Fija	22/12/2010	28/12/2010	6 días	Renovación	-	-	
SCOTIABANK	Dólares	Libor 3 meses (0,5371) + 2,0629% = 2,60%	Var.	14/6/2010	14/9/2010	92 días	6.290	6.290	-	
GLOBAL BANK CORPORATION	Dólares	Libor 3 meses + 2% = 2,5125%	Var.	20/7/2010	18/10/2010	90 días	5.718	5.718	-	
MERCANTIL COMMERCEBANK	Dólares	Libor 3 meses + 1,7% = 2,16469%	Var.	5/8/2010	3/11/2010	90 días	1.715	1.715	-	
MERCANTIL COMMERCEBANK	Dólares	Libor 3 meses + 1,5% = 2,79219%	Var.	14/9/2010	13/12/2010	90 días	2.859	2.859	-	
DEUTSCHE BANK AMERICAS	Dólares	Tasa Interes 2.31%	Var.	16/12/2010	16/12/2011	360 días	28.495	-	28.495	
CITIBANK No. 2	Dólares	Tasa Interes 1.90%	Var.	16/12/2010	16/12/2011	360 días	28.495	-	28.495	
<b>Total</b>							€		<b>62.171</b>	

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

A continuación se detallan los principales financiamientos adquiridos durante el 2010:

**Deutsche Bank y del Citibank:** Contrato Sindicado firmado en diciembre 2010 entre el ICE, el Citibank y Deutsche Bank, por un total de US\$210 millones, con una tasa de interés LIBOR más un margen del 1,60% a un plazo de 1 año; sobre este préstamo se ha recibido un primer desembolso por US\$110 millones equivalentes a ¢56.990 millones (dos tractos de US\$55 equivalentes a ¢28.495 millones cada uno) el cual corresponden a créditos puente, previo a la emisión de Bonos Internacionales que se tiene programados para el futuro.

**Fideicomiso BCR-Edificio Telecomunicaciones:** El 29 de enero de 2010, el Banco de Costa Rica (BCR) y el ICE acordaron utilizar el esquema denominado “Fideicomiso de Titularización”, el cual consiste en la constitución de un contrato de fideicomiso donde ICE figura como fideicomitente y fideicomisario, y el BCR figura como fiduciaria. El fin general del establecimiento de este contrato consiste en que el mismo genere y administre de forma independiente los recursos financieros necesarios para la adquisición del bien denominado Centro Empresarial La Sabana, el que posteriormente será arrendado bajo el concepto de arrendamiento financiero al ICE por un periodo de 12 años.

**Banco Nacional de Costa Rica (BNCR):** Contrato firmado en agosto de 2010 entre el ICE y el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Con esta negociación se finiquita el llamado financiamiento BANCA NACIONAL; el mismo se firmó por un monto total de ¢20.000 con una tasa de interés de TBP + 2.75% (piso de 10,25%) a un plazo de 15 años.

**HSBC Bank (Panamá):** Contrato firmado en noviembre de 2010 entre el ICE y HSBC Panamá, por un monto total de US\$20 millones, equivalentes a ¢11.436, con una tasa de interés la LIBOR a tres meses más 4,95% a un plazo de 5 años.

**Desembolso BNP Paribas:** Contrato firmado en setiembre de 2010 entre el ICE y BNP Paribas, por un monto de ¢11.024 (comprende Paribas A y B), con una tasa de interés de Libor semestral más un margen de 4,50%, a un plazo de 5 años.

**ICE-BID 1908:** Por ¢8.773, éste préstamo financiará un Programa de Desarrollo Eléctrico 2008-2011 que incluye obras de generación, transmisión, distribución y el nuevo Centro de Control de Energía.

**Transferencia anticipada de activos:** Por ¢2.586 corresponde a la transferencia anticipada de la Subestación Mogote y Línea de transmisión Maravillas-Liberia por parte de la Compañía Planta Eólica Guanacaste S.A., como resultado de la sociedad que suscribió con el ICE en el que se especifican que, terminada y aprobada la construcción y puesta en marcha de la subestación y de la línea de transmisión, las obras deben transferirse el ICE de forma inmediata. Al momento de registrar los activos transferidos se genera una deuda de largo plazo en el Sistema de Transmisión de Electricidad.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

**CISCO Systems Capital Corporation:** Contrato firmado en abril de 2010 entre el ICE y CISCO, por un monto total US\$50 millones con una tasa de interés del 3,25% a un plazo de 3 años, del cual se ha recibido un desembolso por ₡1.312 este primer desembolso fue recibido para el Sector Telecomunicaciones, cuya finalidad es para la compra de equipo y servicios de Cisco Systems Inc..

**Banco Centroamericano de Integración Económica (B.C.I.E):** Operación No. 1812 por US\$12 millones para adquisición de cable submarino del pacífico costarricense, a 10 años plazo, con 3 años de gracia, interés pagaderos semestralmente, tasa del sector público más margen a favor BCIE, actualmente 6,85%, garantía responsabilidad general vía un pagaré por cada desembolso realizado.

**Control Electrónico CESA:** Operación N°. 120037523, proyecto de inversión ampliación de la arquitectura JAVA, soluciones de código abierto por US\$12 millones, interés fijo de 7,5% a 5,5 años plazo, con 6 meses de gracia. Garantía objeto de compra.

**Base de datos BD Consultores S.A:** Operación N°. 120037659, proyecto solución especializada para el manejo de páginas amarillas, por US\$7 millones, con interés fija de 10% a 2,5 años. Garantía, objeto de compra.

**Banco HSBC:** Operación No. 50407112946, por US\$1 millón para aplicación de opción de compra de licitación pública 16-96, con intereses prime rate más 0,50 puntos, revisable y ajustable trimestralmente.

**Banco Scotiabank:** Operación No. 47144, por US\$3 millones para la compra del cable submarino Arcos I, con interés prime rate más 0,50 puntos revisable semestralmente, con vencimiento al 2010. Garantía cédulas hipotecarias terrenos San José.

A continuación se presentan los principales movimientos de financiamientos adquiridos durante el 2009:

1. Convenio de cooperación ICE/BID por US\$500 millones

En noviembre del 2008 la Asamblea Legislativa aprobó el Convenio de Cooperación para el Financiamiento de Proyectos de Inversión entre la República de Costa Rica, el Banco Interamericano de Desarrollo y el ICE, para que éste último pueda acceder a un financiamiento hasta por US \$500 millones. Con este acuerdo el BID abrió en el 2009 una línea de crédito por el monto establecido con el objetivo de fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional.

El 25 de mayo de 2009 el ICE firmó con el BID el préstamo No. 1908/OC-CR correspondiente al primer tramo de esta negociación ICE/ BID (Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión CCLIP por sus siglas en inglés) por US\$250 millones.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*2. Banco Nordea Export & Project Finance

En julio 2009 se adquirió un préstamo por US\$36,9 millones, plazo 5 años, tasa de interés fija con referencia a CIRR 5 años (Commercial Interest Reference Rate) 2,51%. Período de repago diez pagos semestrales iguales en el plazo establecido a más tardar el 31 de agosto.

3. Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE 1962):

En junio 2009 se firmó un contrato con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE 1962) con el propósito de financiar el proyecto denominado “Obras Eléctricas 2008-2009” por US\$65 millones, plazo 15 años incluyendo 3 años de gracia, tasa 7,40% anual revisable y ajustable trimestralmente por el BCIE, período de repago semestrales consecutivas, comisiones 0,75% por año sobre saldos no desembolsados, en julio 2009 ingresó el primer desembolso por US\$20 millones.

En noviembre del 2009 se realizó el segundo y tercer pago, cada uno por US\$10 millones.

4. Scotiabank:

El 18 de diciembre del 2009 Scotiabank realizó el primer y único desembolso; el monto original de la operación es de US\$50 millones. El desembolso se dividió en dos: Tramo A y B cada uno por US\$25 millones, dadas las distintas condiciones establecidas en el contrato.

Tramo A: plazo 3 años incluyendo 3 años de gracia, tasa variable (libor a 3 meses + un margen de 3,50%, sujeta a una tasa mínima de 5,75%, período de amortización al vencimiento.

Tramo B: plazo 5 años incluyendo 2 años de gracia, tasa variable (libor a 3 meses + un margen de 3,75%, sujeta a una tasa mínima de 6,00% anual, período de amortización 3 años (7 cuotas semianuales).

5. M&T Bank

El 16 de diciembre del 2009 M&T Bank realizó primer y único desembolso relacionado con el Contrato de Préstamo, el cual a su vez es garantizado por el EXIMBANK EEUU. El monto original de la operación es de US\$8,6 millones, plazo 7 años, tasa variable (libor a 6 meses + 2,15%, período de amortización al vencimiento 7 años (14 cuotas semianuales).

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Resumen de los Covenants más significativos.

Las principales cláusulas de cumplimiento (covenants financieros) que debe cumplir el Grupo ICE en relación con los contratos de deuda vigentes al 31 de diciembre de 2010, se detallan como sigue:

Operación	31 de diciembre de 2010	Sector	Cláusulas financieras (covenants)
<b>ICE</b>			
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Operación 1962	₡ 33.675	Electricidad	Mantener la razón financiera: ((Deuda + saldos de arrendamiento)/(EBITDA+pagos de arrendamiento)) < 4,5 veces Mantener la razón financiera: ((EBITDA+pagos de arrendamiento)/(gastos financieros+pagos de arrendamiento)) > 2 veces Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Citibank N1, N.A	20.451	Electricidad	Mantener una relación de deuda a EBITDA no mayor a 4:1 Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Citibank N2, N.A.	28.495	Electricidad	Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 5,5 veces Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Nordea Bank AB, Operación # SE10571	13.930	Telecomunicaciones	Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 4,5 veces Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Nordea Bank AB#2	1.507	Telecomunicaciones	Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 4,5 veces Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Operación 1931 A/OC – CR	197.392	Electricidad y Telecomunicaciones	Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 4,5 veces Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener un Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Operación #463/SF-CR	134	Electricidad	La participación del crédito en el costo del proyecto es por un máximo de 69,2% del costo de la obra financiada con el préstamo
Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Operación #1908/OC-CR	8.167	Electricidad	Mantener la razón financiera: Deuda a largo plazo/activo total < 0,5 veces
Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Operación #598 SF/CR	2.842	Electricidad	Mantener la razón financiera: (Deuda a largo plazo + porción circulante) / Patrimonio < 1,5 veces
Corporación Andina de Fomento (CAF)	51.809	Electricidad	Mantener la razón financiera: (Pasivo/Patrimonio) < 0,8 veces Mantener la razón financiera: (EBITDA /servicio de deuda) > 2 veces Mantener la razón financiera: (Endeudamiento financiero/EBITDA) < 3,5 veces
Scotiabank de Costa Rica	25.904	Electricidad	Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 4,5 veces Mantener un Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Operación	31 de diciembre de 2010	Sector	Cláusulas financieras (covenants)
<b>CNFL</b>			
Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW, Frankfurt) (en millones)	US\$ 36		La razón capital a activos no puede ser menor a 50%, La razón de cobertura del servicio de la deuda no puede ser menor a 1.5 veces.
<b>RACSA</b>			
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Operación 1812	¢ 5.941		Mantener la razón financiera de Liquidez: (Activo Circulante a Pasivo Circulante) > 1,25 veces Mantener la razón financiera de Endeudamiento: (Pasivo a Patrimonio) < 1 vez Tasa de Interés del Sector Público más margen a favor del BCIE. Catorce pagos semestrales y consecutivos con 36 meses de gracia.
HSBC	65		Tasa de Interés prime rate más 0.50 puntos revisable y ajustable trimestralmente. Noventa cuotas mensuales y consecutivas con 6 meses de gracia. <b>Garantía Hipotecaria</b>
Control Electrónico, S.A. (CESA)	6.631		Tasa de Interés Fija del 7.5%. Sesenta cuotas mensuales y consecutivas con 6 meses de gracia. <b>Garantía Objeto de Compra.</b>
BD Consultores	¢ 3.241		Tasa de Interés Fija del 10%. Treinta cuotas mensuales y consecutivas. <b>Garantía Objeto de Compra.</b>

En adición a lo anterior, el ICE se encuentra en la obligación de cumplir, entre otros, con las siguientes cláusulas de carácter general:

- No se fusionará ni se consolidará con cualquier persona, ni permitirá que cualquiera de sus subsidiarias lo haga, excepto que: (a) cualquier subsidiaria del Prestatario (ICE) puede fusionarse o consolidarse con cualquier otra subsidiaria del Prestatario, y (b) cualquier subsidiaria del Prestatario se fusione con el Prestatario, y (c) cualquier fusión o consolidación aprobada por el Acreedor (Banco), siempre y cuando, en cada caso, que no se haya producido incumplimiento alguno que continúe al momento de tal transacción propuesta, o que este sea el resultado de ello.
- No venderá, ni arrendará, ni traspasará, ni dispondrá de otra manera, ni permitirá que cualquiera de sus subsidiarias venda, arriende, traspase o disponga de otra manera de activos, ni otorgará opción alguna u otro derecho a comprar, arrendar o de otra manera adquirir activos, excepto por (1) ventas de inventario en el giro regular del negocio (2) en una transacción autorizada por el Banco y (3) ventas de activos por su valor justo en un monto total que no supere US\$20 millones (o su equivalente en otras monedas) en cualquier año.
- No celebrar ningún convenio en virtud del cual se acuerde o se obligue a compartir con terceros los ingresos que perciba directa o indirectamente de las obras construidas con financiamiento obtenido de las entidades mostradas en la tabla anterior.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- d. No creará ni aceptará que existan, ni permitirá que cualquiera de sus subsidiarias cree o acepte que exista cualquier gravamen con respecto a cualquiera de sus bienes, sean de su propiedad ahora o posteriormente adquiridos, ni cederá o permitirá que cualquiera de sus subsidiarias ceda cualquier derecho a recibir ingresos sobre las obras que se financiarán con obligaciones contraídas con el Banco.
- e. Mantendrá, y hará que cada una de sus subsidiarias mantenga seguros con asociaciones o compañías aseguradoras responsables y de buena reputación, en los montos y con la cobertura de riesgos que usualmente tienen las compañías dedicadas a negocios similares y que poseen propiedades similares en las mismas áreas generales en las que opera el Prestatario o tal subsidiaria.
- f. Cumplirá, y hará que cada una de sus subsidiarias cumplan, en todo sentido substancial, las Leyes, Reglas, Reglamentos y órdenes aplicables, y tal cumplimiento debe incluir, entre otros, cumplimiento con las Leyes Ambientales, excepto cuando no se espere razonablemente que el incumplimiento tenga un Efecto Negativo Substancial.

**Nota 23. Cuentas por pagar**

Las cuentas por pagar se detallan como sigue:

Cuentas por pagar	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Proveedores de materiales	¢ 61.774	73.049
Proveedores de servicios	8.150	9.944
Impuestos	11.523	10.210
Planillas y retenciones de salarios	8.564	5.728
Otros acreedores	10.282	8.173
<b>Sub-total cuentas por pagar ICE</b>	<b>100.293</b>	<b>107.104</b>
<b>CNFL</b>		
Compra de energía	-	3.300
Retenciones a funcionarios	783	1.194
Ghella SPA Costa Rica	-	1.300
Gobierno - impuesto sobre ventas de energía	1.548	1.500
Gastos no financieros acumulados por pagar	534	551
Otros acreedores	328	269
<b>Sub-total cuentas por pagar CNFL</b>	<b>3.193</b>	<b>8.114</b>
<b>RACSA</b>		
Proveedores e instituciones nacionales	3.079	2.617
Cuentas por pagar líneas extranjeras	483	170
Otros acreedores	1	540
<b>Sub-total cuentas por pagar RACSA</b>	<b>3.563</b>	<b>3.327</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>107.049</b>	<b>118.545</b>
<b>Largo plazo</b>	<b>6.845</b>	<b>8.152</b>
<b>Corto plazo</b>	<b>¢ 100.204</b>	<b>110.393</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Detalle de las principales órdenes de compra reclasificadas a largo plazo al 31 de diciembre:

Numero de orden de compra	Proveedor		31 de diciembre de 2010
<b>Electricidad</b>			
355675	Mitsubishi Corporation	¢	1.518
354864	Chint Electric Co LTD		3.835
355969	Ijlin Electric Co LTD		1.491
<b>RACSA</b>			
	Cuentas varias largo plazo		1
<b>Total</b>		¢	<b>6.845</b>

Numero de orden de compra	Proveedor		31 de diciembre de 2009
<b>Electricidad</b>			
334890	Consortio Areva T&D Y Saret de Costa Rica	¢	4.157
349094	Siemens Sociedad Anonima de Colombia		1.028
<b>Telecomunicaciones</b>			
342946	Teledata Nertworks Ltd.		2.187
341735	Alvarion Ltd		780
<b>Total</b>		¢	<b>8.152</b>

**Nota 24. Gastos acumulados obligaciones patronales**

El movimiento de los gastos acumulados, se detalla como sigue:

Gastos Acumulados Obligaciones Patronales	31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Aguinaldo	¢ 1.455	1.240
Salario escolar	15.026	13.535
Vacaciones	11.844	12.718
Riesgos profesionales	52	-
<b>Subtotal ICE</b>	¢ <b>28.377</b>	<b>27.493</b>
<b>CNFL</b>		
Aguinaldo	¢ 427	188
Salario escolar	3.793	3.257
Vacaciones	2.648	1.706
Pago Tercer Bisemana	844	329
Pago Quinta Semana	70	-
<b>Subtotal CNFL</b>	¢ <b>7.782</b>	<b>5.480</b>
<b>RACSA</b>		
Aguinaldo	¢ 35	32
Vacaciones	558	461
<b>Subtotal RACSA</b>	¢ <b>593</b>	<b>493</b>
<b>Total</b>	¢ <b>36 752</b>	<b>33 466</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Un detalle del movimiento se presenta a continuación:

Detalle de gastos acumulados obligaciones Patronales	Aguinaldo	Salario escolar	Vacaciones	Riesgos Profesionales	Tercer Bisemana y Quinta Semana	Total
<b>Año 2010</b>						
Saldo al inicio del período	¢ 1.461	16.792	14.885	-	329	33.467
Gasto del año	21.511	18.884	19.844	77	6.978	67.294
Uso en el año	(21.055)	(16.857)	(19.679)	(25)	(6.393)	(64.009)
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 1.917</b>	<b>18.819</b>	<b>15.050</b>	<b>52</b>	<b>914</b>	<b>36.752</b>

Detalle de gastos acumulados obligaciones Patronales	Aguinaldo	Salario escolar	Vacaciones	Riesgos Profesionales	Tercer Bisemana y Quinta Semana	Total
<b>Año 2009</b>						
Saldo al inicio del período	¢ 1.325	13.951	13.521	561	-	29.358
Gasto del año	17.964	16.879	17.255	6.326	-	58.424
Uso en el año	(17.828)	(14.038)	(15.891)	(6.357)	-	(54.114)
Reclasificación otras cuentas por pagar	-	-	-	-	(202)	(202)
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 1.461</b>	<b>16.792</b>	<b>14.885</b>	<b>530</b>	<b>(202)</b>	<b>33.466</b>

**Nota 25. Provisiones Legales**

Las Provisiones legales se detallan como sigue:

Provisiones legales	31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Prestaciones legales	¢ 6.055	4.806
Riesgos profesionales	4.219	3.429
Provisión pasivos contingentes	8.637	7.017
<b>Subtotal ICE</b>	<b>¢ 18.911</b>	<b>15.252</b>
<b>CNFL</b>		
Prestaciones legales-corto plazo	¢ 1.000	756
Prestaciones legales-largo plazo	13.816	14.083
Ley de Protección al Trabajador	112	102
Faltantes Cajeros y Fondos de Trabajo	6	6
Provisión pasivos contingentes	787	-
<b>Subtotal CNFL</b>	<b>¢ 15.721</b>	<b>14.947</b>
<b>RACSA</b>		
Prestaciones legales	¢ 4	-
Provisión pasivos contingentes	-	108
<b>Subtotal RACSA</b>	<b>¢ 4</b>	<b>108</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 34.636</b>	<b>30.307</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

El movimiento de las provisiones legales se detalla como sigue:

Detalle de Provisiones Legales	Prestaciones legales	Riesgos de trabajo	Litigios	Ley de Protección al Trabajador	Faltantes Cajeros y Fondos Trabajo	Total	
<b>Año 2010</b>							
Saldo al inicio del período	¢	19,645	3,429	7,125	102	6	30,307
Gasto del año		10,546	3,298	11,655	1,497	13	27,009
Uso en el año		(9,316)	(2,508)	(9,356)	(1,487)	(12)	(22,680)
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢</b>	<b>20,875</b>	<b>4,219</b>	<b>9,424</b>	<b>112</b>	<b>7</b>	<b>34,637</b>
<b>Año 2009</b>							
Saldo al inicio del período	¢	19,777	2,447	10,136	88	5	32,453
Gasto del año		11,231	6,159	(3,011)	1,281	13	15,673
Uso en el año		(11,363)	(5,177)	-	(1,267)	(12)	(17,819)
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢</b>	<b>19,645</b>	<b>3,429</b>	<b>7,125</b>	<b>102</b>	<b>6</b>	<b>30,307</b>

Por acuerdo en la Convención Colectiva de Trabajo de la subsidiaria CNFL firmada con sus empleados el 30 de agosto de 1995, la Compañía reconoce por el auxilio de cesantía un porcentaje sobre el cálculo de los veinte salarios posibles de cesantía conforme al número de años de servicio y de acuerdo con la siguiente tabla:

10 años 40%
11 años 45%
12 años 50%
13 años 55%
14 años 60%
15 años 65%
16 años 70%
17 años 75%
18 años 80%
19 años 90%
20 años 100%

Para revisar el saldo de la provisión para esa Convención Colectiva, la CNFL realizó un estudio sobre el método de valoración actuarial, utilizando principalmente los supuestos de 40 años asignados, tasa de descuento de 9,89% y una inflación proyectada del 4,09%. Tal estudio determinó que para el periodo 2010 el valor presente de la obligación corresponde a un monto de ¢21.527 (¢21.061 en el 2009), de los cuales ya han sido trasladados a la Asociación Solidarista de esa subsidiaria un monto de ¢8.287 (¢7.024 en el 2009).

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 26. Ajustes retrospectivos**

Durante el 2010 se determinaron varios ajustes con efecto retrospectivo que afectaron varias cuentas de los estados financieros consolidados, las cuentas se detallan a continuación:

	Activos en operación	Depreciación acumulada	Activos en operación revaluados	Depreciación acumulada revaluada	Obras en construcción	Efectos por cobrar	Inversión a largo plazo	Cuentas por cobrar servicios prestados	Cuentas por cobrar no comerciales	Estimación para incobrables	Impuesto sobre la renta diferido	Centros de servicio técnico	Absorción de partidas amortizables	Cuentas por pagar no comerciales	Impuesto sobre la renta diferido
<i>Saldos al 31 de diciembre de 2009 previamente informado</i>	€ 1.616.724	(528.305)	3.266.567	(1.829.529)	525.023	2.611	4.978	100.246	73.857	(36.118)	846	4.171	(8.027)	(109.367)	(5.166)
<b>Efecto acumulado de los ajustes por corrección en períodos anteriores al 2009:</b>															
Reversión de la provisión acumulada para litigios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste a la cuenta de pasivo Guía Telefónica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(420)	-
Registros a Centros de Servicios con saldos antiguos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(980)	-	-	-
Ajuste por homologación de políticas contables del ICE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.004)	-	-	-	4.992
Realización de reserva por revaluación de activos en subsidiarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Total efecto de ajustes por corrección en períodos anteriores al 2009</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.004)	(980)	-	(420)	4.992
<b>Efecto de los ajustes por corrección en el período 2009:</b>															
Ajuste por formalización arreglos de pago de deudas por pendiente telefónico, cobros administrativos, cobros judiciales e incobrables, durante el período 2009	-	-	-	-	-	1.692	-	(345)	(1.345)	(3)	-	-	-	-	-
Registro de diferencia entre registros históricos por traslado de cobro administrativo a incobrable	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.477)	1.477	-	-	-	-	-
Corrección de orden de compra de importación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.272	-
Ajuste por daños ocasionados por la Tormenta Alma	-	-	-	-	(2.016)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corrección por venta de terminales	-	-	-	-	-	-	-	1.069	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste de retiro de activos	(1.718)	775	(3.400)	1.767	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste a la cuenta de pasivo Guía Telefónica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(944)	-
Registro a Centros de Servicios con saldos antiguos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(216)	-	-	-
Ajuste partida amortizables Peñas Blancas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.380)	-	-
Ajuste por revaluación de derechos de uso sobre cables submarinos	-	-	(4.943)	1.391	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por homologación de políticas contables del ICE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158	-	-	-	174
Reconocimiento de la obligación de la regulación de SUTEL en relación con la contribución parafiscal de FONATEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(447)	-
Realización de la reserva por realización de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Total efecto de los ajustes por corrección en el período 2009</i>	(1.718)	775	(8.343)	3.158	(2.016)	1.692	-	725	(2.821)	1.474	158	(216)	(2.380)	(120)	174
<i>Sub total ajustes mencionados</i>	(1.718)	775	(8.343)	3.158	(2.016)	1.692	-	725	(2.821)	1.474	(846)	(1.196)	(2.380)	(540)	5.166
<i>Saldos al 31 de diciembre de 2009, ajustado</i>	1.615.006	(527.530)	3.258.224	(1.826.371)	523.007	4.303	4.978	100.970	71.035	(34.644)	-	2.975	(10.407)	(109.906)	-
<b>Efecto de las reclasificaciones en el período 2009:</b>															
Por reclasificación de cables submarino	14.002	(2.137)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.137	-	-
Por reclasificación de efectos y cuentas por cobrar	-	-	-	-	-	-	-	(2.736)	2.736	-	-	-	-	-	-
Reclasificación del fondo de garantías y ahorro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(487)	-
Otras reclasificaciones	-	-	-	-	-	77	-	-	(225)	-	-	-	-	-	-
<i>Subtotal reclasificaciones</i>	14.002	(2.137)	-	-	-	77	-	(2.736)	2.511	-	-	-	2.137	(487)	-
<i>Saldos al 31 de diciembre de 2009, ajustado</i>	€ 1.629.008	(529.667)	3.258.224	(1.826.371)	523.007	4.380	4.978	98.234	73.546	(34.644)	-	2.975	(8.270)	(110.393)	-

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

	Provisiones legales	Reservas de desarrollo	Reservas de revaluación de activos	Utilidades retenidas	Ingresos por servicios telec.	Gastos de operación	Operación y mantenimiento de equipos adquiridos bajo	Gasto por depreciación	Gestión productiva	Gastos complementarios de operación	Otros Gastos	Impuesto de renta corriente/ diferido, neto	Utilidad neta
<i>Saldo al 31 de diciembre de 2009 previamente informado</i>	€ (33.425)	(1.149.298)	(1.469.371)	(55.057)	(424.057)	208.130	109.926	215.703	72.229	4.566	14.429	493	70.435
<b>Efecto acumulado de los ajustes por corrección en períodos anteriores al 2009:</b>													
Reversión de la provisión acumulada para litigios	3.874	(3.874)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste a la cuenta de pasivo Guía Telefónica	-	420	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Registros a Centros de Servicios con saldos antiguos	-	980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por homologación de políticas contables del ICE	-	-	(4.992)	1.004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realización del superávit por revaluación en subsidiarias	-	-	7.292	(7.292)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Total efecto de ajustes por corrección en períodos anteriores al 2009</i>	3.874	(2.474)	2.300	(6.288)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Efecto de los ajustes por corrección en el período 2009:</b>													
Ajuste por formalización arreglos de pago de deudas por pendiente telefónico, cobros administrativos, cobros judiciales e incobrables, durante el período 2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Registro de diferencia entre registros históricos por traslado de cobro administrativo a incobrable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corrección de orden de compra de importación	-	-	-	-	-	(1.272)	-	-	-	-	-	-	(1.272)
Ajuste por daños ocasionados por la Tormenta Alma	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.016	-	-	2.016
Corrección por venta de terminales	-	-	-	-	(1.069)	-	-	-	-	-	-	-	(1.069)
Ajuste de retiro de activos	-	-	1.633	-	-	-	-	943	-	-	-	-	943
Ajuste a la cuenta de pasivo Guía Telefónica	-	-	-	-	944	-	-	-	-	-	-	-	944
Registro a Centros de Servicios con saldos antiguos	-	-	-	-	-	4	212	-	-	-	-	-	216
Ajuste partida amortizables Peñas Blancas	-	2.900	-	-	-	-	(520)	-	-	-	-	-	(520)
Ajuste por revaluación de derechos de uso sobre cables submarinos	-	-	3.773	-	-	-	-	(221)	-	-	-	-	(221)
Ajuste por homologación de políticas contables del ICE	-	-	(174)	-	-	-	-	-	-	-	-	(158)	(158)
Reconocimiento de la obligación de la regulación de SUTEL en relación con la contribución parafiscal de FONATEL	-	-	-	-	-	-	-	-	447	-	-	-	447
Realización del Superávit	-	-	873	(873)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Total efecto de los ajustes por corrección en el período 2009</i>	-	2.900	6.105	(873)	(125)	(1.268)	(308)	722	447	2.016	-	(158)	1.326
<i>Sub total ajustes mencionados</i>	3.874	426	8.405	(7.161)	(125)	(1.268)	(308)	722	447	2.016	-	(158)	1.326
<i>Saldo al 31 de diciembre de 2009 ajustado</i>	(29.551)	(1.148.871)	(1.460.966)	(62.218)	(424.181)	206.862	109.618	216.425	72.676	6.582	14.429	335	69.109
<b>Efecto de las reclasificaciones en el período 2009:</b>													
Por reclasificación de cables submarino	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Por reclasificación de efectos y cuentas por cobrar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificación del fondo de garantías y ahorro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reclasificaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Subtotal reclasificaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Saldo al 31 de diciembre de 2009 ajustado</i>	€ (29.551)	(1.148.871)	(1.460.966)	(62.218)	(424.181)	206.862	109.618	216.425	72.676	6.582	14.429	335	69.109

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- i. Reversión de la provisión acumulada para litigios contingentes, tal ajuste corresponde a la aplicación del criterio técnico de la División Jurídica Institucional, el cual indica que no aplicaba mantener algunos casos al 31 de diciembre de 2009.
- ii. Ajustes sobre los saldos relacionados con la obligación por concepto de Guía Telefónica, incorporada en la partida de acreedores varios de las cuentas por pagar efecto de limitaciones en los sistemas de información.
- iii. Ajuste por liquidación de costos de Centros de Servicios pendientes desde el periodo 2005 hasta el 2009, registrados en la cuenta de Manejo de Cuentas.
- iv. Registro como gasto de periodos anteriores del costo neto de la cuenta contable “Partida amortizable - Peñas Blancas”; la cual está relacionada con el Proyecto Hidroeléctrico Peñas Blancas. Se determinó que no correspondía capitalizarlas debido a que no fue posible establecer la obtención de beneficios económicos futuros.
- v. Reversión del registro de la revaluación de los derechos sobre cables submarinos, debido a que los derechos de uso son un intangible y por tanto no se revalúan.
- vi. Ajuste de homologación de Políticas Contables del ICE en subsidiarias con relación al impuesto sobre la renta diferido.
- vii. Ajuste de homologación de Políticas Contables del ICE en subsidiarias relacionado a la realización de la reserva por revaluación de activos.
- viii. Formalización de arreglos de pago de deudas por pendiente telefónico, cobros administrativos, cobros judiciales e incobrables, durante el periodo 2009 y 2010 correspondientes a la prestación de servicios de telecomunicaciones.
- ix. Registros de diferencias relacionados con morosidad debido al traslado de cobro administrativo a incobrable, los cuales no fueron incorporados en la contabilización del período 2010.
- x. Reversión de registro de pasivo relacionado con la orden de compra de importación N° 342250 (Orden de Pago 2009-6459-5544 de mayo 2009), donde se utilizó incorrectamente la partida de cuentas por pagar causando una duplicidad en el saldo de la misma y en la contrapartida de gastos de operación y mantenimiento.
- xi. Registro del segundo bloque de erogaciones por los daños causados por la Tormenta Alma al Proyecto Hidroeléctrico Pirrís. Las labores de reparación de esos daños abarcaron desde abril del 2009 hasta agosto del 2010.
- xii. Registro de ventas de terminales a crédito realizadas en diciembre de 2009 y contabilizadas en junio del 2010, el cual inició con la puesta en marcha de la venta de servicios móviles de tercera generación (3G) en ese período.
- xiii. Efectos de los ajustes contables realizados por la Administración en el 2010 por el registro de retiros de activos que físicamente se habían retirado en el 2009.
- xiv. Registro del reconocimiento de la obligación de RACSA por la contribución parafiscal destinados al Fondo Nacional de Telecomunicaciones (FONATEL), según se establece en la nueva regulación de telecomunicaciones.
- xv. Otros ajustes por la actualización del valor de la inversión en ICE por la participación en CRICRSA debido a los ajustes del impuesto sobre la renta diferido y la contribución parafiscal de FONATEL de RACSA.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 27. Cuentas de orden**

Cuentas de orden	31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
<b>Garantías Recibidas</b>		
Cumplimiento (1)	¢ 122.575	98.535
Participación	3.735	5.997
Licitaciones	8	9
Recaudadores	4.282	3.865
<b>Sub-total</b>	<b>130.600</b>	<b>108.406</b>
<b>Otras Garantías recibidas</b>		
Servicios varios	138	224
<b>Sub-total</b>	<b>138</b>	<b>224</b>
<b>Garantías dadas a terceros</b>		
Cumplimiento	17.615	24.789
<b>Sub-total</b>	<b>17.615</b>	<b>24.789</b>
<b>Sub-total ICE</b>	<b>¢ 148.353</b>	<b>133.419</b>
<b>CNFL</b>		
<b>Activos contingentes:</b>		
Fondo de ahorro y préstamo	¢ 21.270	17.956
I.C.E. servidumbre Planta Cote	7	7
Pedidos de materiales en tránsito	14	499
Pedidos de materiales locales en tránsito	420	420
Asociación Solidarista de Empleados de Fuerza y Luz (ASEFYL)	8.287	7.024
<b>Depósitos de garantía:</b>		
Consumo eléctrico	66	66
Alquiler postes	67	56
Participación	698	87
Cumplimiento mano de obra contratada	60	58
Cobro servicios eléctricos	746	749
Préstamo de materiales	113	150
Cumplimiento - proveeduría	3.052	3.869
Depósito rendición garantías funcionarios	49	-
<b>Sub- total</b>	<b>34.849</b>	<b>30.941</b>
<b>Pasivos contingentes</b>		
Convenios de pago financiamiento electrodomésticos	59	142
<b>Sub- total</b>	<b>59</b>	<b>142</b>
<b>Sub-total CNFL</b>	<b>34.908</b>	<b>31.083</b>
<b>RACSA</b>		
Depósitos en garantía	2.607	3.563
<b>Sub-total RACSA</b>	<b>2.607</b>	<b>3.563</b>
<b>Total</b>	<b>¢ 185.868</b>	<b>168.065</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)*Garantías recibidas - cumplimiento*

Corresponden a garantías que sirven de respaldo al Grupo ICE, por aquellos bienes o servicios que le son ofrecidos por un proveedor, el cual se compromete a que estos le sean entregados o brindados en los términos pactados y que en caso de que haya incumplimiento por parte del mismo, el ICE sea indemnizado por medio de la garantía presentada.

*Garantías recibidas - participación*

Estas garantías avalan la fiel participación de oferentes de bienes y servicios en los procesos licitatorios que realiza el Grupo ICE, y que en caso de ser adjudicados en su oferta, los mismos cumplan con los procedimientos establecidos en dicha adjudicación.

*Recaudadores*

Corresponden a garantías que el Grupo ICE recibe por agentes recaudadores externos, con el objetivo de asegurar la recuperación de los fondos públicos que éstos tendrán en custodia por un período determinado.

*Avales*(1) Aval ICE-JASEC

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), establecieron un convenio de alianza empresarial para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Toro III.

JASEC junto con el Banco de Costa Rica (BCR), tienen en proceso de diseño y estructuración financiera para obtener recursos, una emisión privada de valores, para lo cual se requiere como parte de la garantía de dicha emisión un aval solidario del ICE. Dicho aval es por un monto de US\$30 millones (¢15.543).

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

**Nota 28. Ingresos por servicios**

Los ingresos por servicios se detallan como sigue:

Ingresos por servicios		Por el año terminado al 31 de diciembre de	
		2010	2009
<b>ICE</b>	<b>Electricidad:</b>		
	Ingresos empresas distribuidoras electricidad ¢	82.502	92.657
	Ingresos particulares electricidad	260.029	241.035
	Subtotal	342.531	333.692
	<b>Telecomunicaciones:</b>		
	Servicio móvil	310.674	245.327
	Telefonía fija	72.922	74.037
	Servicio de datos	69.221	58.782
	Servicios por terceros	1.598	4.936
	Interconexión	1.078	-
	Telefonía universal	469	3.020
	Subtotal	455.962	386.102
	ICE Servicios Institucionales	1.434	3.413
	Subtotal ICE	799.928	723.207
<b>CNFL</b>	<b>Electricidad:</b>		
	Ingresos por servicios electricidad	249.418	235.790
	Ingresos por servicio de alumbrado	6.342	6.403
	Otros ingresos de operación	6.443	6.292
	Subtotal	262.203	248.485
<b>RACSA</b>	<b>Telecomunicaciones:</b>		
	Contenido y aplicaciones	18.915	22.448
	Internacional	7.575	8.530
	Servicios de información	6.170	6.815
	Data center	277	255
	Valor agregado	301	32
	Subtotal	33.238	38.080
	<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 1.095.368</b>	<b>1.009.772</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Regulación de servicios**Servicios eléctricos:

La Ley No. 7593 “Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos” (ARESEP) de fecha 9 de agosto de 1996, establece que “la Autoridad Reguladora fijará los precios y tarifas; además velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima” de los servicios públicos, concretamente en el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión y distribución y comercialización.

Servicios telecomunicaciones:

La Ley General de Telecomunicaciones No. 8642 de fecha 14 de mayo de 2008, en el artículo 50, “precios y tarifas”, indica que: “las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público serán establecidas inicialmente por la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), conforme a la metodología de topes de precio o cualquier otra que incentive la competencia y la eficiencia en el uso de los recursos, de acuerdo con las bases, los procedimientos y la periodicidad que se defina reglamentariamente.”

**Nota 29. Costos de operación y mantenimiento**

Los costos de mantenimiento y operación incluyen los costos relacionados con el consumo de combustible de las plantas térmicas, los cuales se detallan a continuación:

Consumo de Combustibles	Por el año terminado al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>Planta Térmica</b>		
Colima	¢ 782	977
Moín I	1.071	697
San Antonio	1.447	1.412
Barranca	1.374	1.223
Moín II	30.269	13.916
Moín III	7.029	12.307
Planta Pujol - Pococí	3.253	2.171
Planta Pujol - Orotina	2.429	1.720
Planta Portátil San Antonio	14.004	12.960
Planta Portátil Barranca	21.863	11.629
Garabito	2.132	-
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 85.653</b>	<b>59.012</b>

En el 2010 se presentó un aumento en el consumo de combustible (búnker y diesel) en la planta térmica Moín II por ¢16.353 que se generó en los primeros meses del año por la época seca. En la Planta Térmica Garabito el incremento fue por ¢2.132 debido a las pruebas realizadas para el inicio de operación de los primeros motores.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 30. Operación y mantenimiento equipo bajo arrendamiento**

El gasto por operación y mantenimiento de equipos bajo arrendamiento operativo se detalla como sigue:

	Por el período terminado al 31 de diciembre de	
	2010	2009
Generación hidráulica	¢ 22.097	21.700
Generación térmica	69.220	61.827
Subestaciones	3.176	532
Líneas de transmisión	2.604	-
Generación eólica	26	3
Generación eólica	15	-
Transporte	15.356	10.389
Acceso	18.775	10.583
Civil y electromecánico	6.863	2.451
Plataformas	9.287	3.326
<b>Sub-total</b>	<b>147.419</b>	<b>110.811</b>
Eliminación Servicios Institucionales ICE	2.565	1.192
<b>Total</b>	<b>¢ 144.854</b>	<b>109.619</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Tal y como se indica en la nota 3(l), el Grupo ICE tiene como política registrar y clasificar los contratos de arrendamiento de equipo de telecomunicaciones, de transmisión y de plantas de generación eléctrica como arrendamientos operativos. Un detalle de esos contratos se presenta a continuación:

Generalidades del contrato				Monto en millones de US dólares									
Orden de servicio	Proveedor	Fecha del contrato	Fecha aproximada finalización	Monto contratado	Pagado total	Saldo orden servicio 31 de diciembre		No. cuotas	Monto de la cuota	Valor de la opción de compra	Gasto registrado durante el 2010	Periodicidad de la cuota	Objeto del contrato
						2010	Pagado año 2010						
323411	Consorcio ECI Telecom	29-Sep-05	28-Feb-14	US\$ 32	11	21	7	20	2	3	3.713	Trimestral	Compra de Equipos Sistemas Transporte fibra óptica
319447	Ericsson de Costa Rica (1)	7-Jun-04	4-Dec-11	130	110	20	20	24	5	8	11.093	Trimestral	Proyecto 600KL GSM
332855	Ericsson de Costa Rica - ampliación (1)	3-Aug-07	4-Dec-11	65	50	15	15	16	4	3	8.646	Trimestral	Ampliación 50% adicional licitación 7941-T
343012	Consorcio Huawei Technologies (2)	10-Feb-09	26-Mar-15	233	38	195	38	20	Primera fase US\$8; segunda fase US\$4	23	22.079	Trimestral	Sistema Inalámbrico Tercera Generación .
1691	Fideicomiso Titularización Peñas Blancas (3)	16-Aug-00	16-Jul-15	119	79	40	9	155	Entre US\$875 y US\$725 (en	19	5.032	Mensual	Infraestructura Eléctrica .
342068	Energy International Costa Rica (4)	16-Dec-08	30-Jun-11	21	11	-	6	24	-	-	3.387	Mensual	Costo por Operación y Mantenimiento/ Alquiler Plantas ubicadas en Planta San Antonio
342069	Energy International Inc. (4)	16-Dec-08	30-Jun-11	77	38	-	25	24	-	-	14.083	Mensual	Alquiler de plantas ubicadas en planta San Antonio.
Sin orden	Fideicomiso Titularización Cariblanco (3)	3-Jul-03	31-Dec-19	304	80	224	25	147	2	8	13.981	Mensual	Arrendamiento planta Hidroeléctrica Cariblanco
342071	Alstom Power Rentals	1-Jul-09	30-Aug-11	51	33	18	23	24	2	-	13.182	Mensual	Alquiler Operación y Mantenimiento Planta Generación Eléctrica Plantel Barranca.
<b>Total</b>				<b>US\$ 1.032</b>	<b>450</b>	<b>533</b>	<b>168</b>			<b>€</b>	<b>95.196</b>		

Generalidades del contrato				Monto en millones de US dólares									
Orden de servicio	Proveedor	Fecha del contrato	Fecha aproximada finalización	Monto contratado	Pagado total	Saldo orden servicio 31 de diciembre		No. cuotas	Monto de la cuota	Valor de la opción de compra	Gasto registrado durante el 2010	Periodicidad de la cuota	Objeto del contrato
						2010	Pagado año 2010						
350702	Cooperativa de Electrificación Rural Guanacaste	16-Feb-10	6-Sep-21	€ 87.848	5.257	82.590	5.257	138	Variable entre €617 y €473	€3.541 aproximadamente	5.257	Mensual	Infraestructura para transmisión eléctrica Liberia, Papagayo - Nuevo Colón.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*(1) Arrendamiento Ericsson de Costa Rica

Corresponde al arrendamiento de 600.000 soluciones integrales telefónicas inalámbricas tecnología GSM, más los servicios y componentes asociados. En agosto del 2007 el ICE y Ericsson establecieron la ampliación del contrato de arrendamiento original, incrementando la cantidad de soluciones arrendadas en 300.000, para un total de 900.000 soluciones.

Evento subsecuente:

En junio del 2011, el ICE comunica al arrendatario su intención de ejecutar la opción de compra estipulada en el contrato de arrendamiento para las 900.000 soluciones integrales.

(2) Arrendamiento Consorcio Huawei Technologies

Corresponde al arrendamiento de un sistema inalámbrico de tercera generación. La primera fase del arrendamiento consiste en instalar una red de sistema móvil inalámbrico denominado sistema móvil avanzado de tercera generación (3G), con una capacidad inicial de 950 mil líneas 3G de voz y datos. La segunda fase consiste en habilitar sitios nuevos (instalación de antenas para el sistema de telefonía móvil 3G) y acondicionar los ya existentes para completar la cobertura del diseño propuesto en la primera fase.

(3) Fideicomisos de Titularización

El ICE estableció contratos de Fideicomisos de Titularización en conjunto con los Bancos Nacional y Banco de Costa Rica, donde el ICE figura como fideicomitente y fideicomisario, y los respectivos Bancos como fiduciarios, con el objetivo que los mismos generen y administren de forma independiente los recursos financieros necesarios para la construcción de las plantas Hidroeléctricas Peñas Blancas y Cariblanco. Tales fideicomisos podrán obtener esos recursos mediante la adquisición de préstamos comerciales y mediante la emisión, colocación y administración de títulos como resultado del proceso de titularización. Actualmente, los fideicomisos están autorizados para emitir deuda pública y al 31 de diciembre de 2010 en los estados financieros de esos fideicomisos registran pasivos por ese concepto. Para la construcción de las plantas mencionadas los respectivos fideicomisos contratan al ICE, considerando su experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo. Los fideicomisos, en su calidad de propietarios de las mencionadas plantas, las arriendan al ICE por períodos que oscilan entre 12 y 13 años, al final de los cuales el ICE tendrá la posibilidad de ejecutar la opción de compra establecida en cada contrato de arrendamiento.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Las principales cláusulas establecidas en los contratos de fideicomiso se resumen a continuación:

- El objetivo de los contratos es constituir fideicomisos para generar y administrar los recursos necesarios que demanda el desarrollo de los proyectos, que sirva como vehículo para crear un patrimonio autónomo con el fin de utilizarlo en un proceso de titularización, y obtener los recursos necesarios para financiar el proyecto.
- El patrimonio fideicometido de cada fideicomiso estará constituido por:
  - a) Los recursos líquidos que recauden los fideicomisos por concepto de emisión, colocación de títulos de deuda.
  - b) Los bienes muebles, bienes materiales e inmateriales del fideicomitente, que por ser imprescindibles para los fines del contrato, son trasladados en propiedad fiduciaria al fideicomiso; las obras civiles, los equipos, instalaciones, talleres, vehículos, inventario de equipos y materiales, equipo de oficina y de cómputo incluyendo software, documentos licencia, y cualesquiera otros, que hayan sido adquiridos con recursos de los Fideicomisos para el desarrollo de los proyectos y para la operación y mantenimiento de las plantas, así como también el derecho de uso de los terrenos propiedad del fideicomitente que se requiera para el desarrollo de los proyectos, y toda la información intelectual escrita y estudios producidos, para y durante el desarrollo de las obras del proyecto a cargo de los fideicomisos.
  - c) Los ingresos pactados por concepto de arrendamiento de las plantas.
  - d) Cualesquiera otros ingresos que pudieran percibir los fideicomisos por su normal funcionamiento.
- El fiduciario solo podrá utilizar el patrimonio fideicometido conforme a lo dispuesto expresamente en los contratos de fideicomiso y de acuerdo con las instrucciones que le gire el fideicomitente. Tanto las facultades de disposición que ejerza el fiduciario sobre el patrimonio fideicometido, así como las facultades del fideicomitente de girar instrucciones sobre dicho patrimonio, se encuentran limitadas a la ejecución de aquellos actos que sean estrictamente necesarios para el cumplimiento del objetivo del contrato de fideicomiso.
- La política financiera del fideicomiso será la de destinar los recursos que obtenga de la titularización y las inversiones transitorias, a la construcción de los proyectos, al pago de la deuda y a cubrir los costos de operación propios de los fideicomisos; una vez cumplidos los compromisos anteriores, todo el patrimonio fideicometido pasará de pleno derecho, a ser propiedad del fideicomitente.
- El fideicomitente deberá hacer la designación del Gerente de la Unidad Ejecutora, que deberá ser aceptado por el fiduciario, quién fungirá como su superior jerárquico, con los derechos y obligaciones que esto conlleva.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- Tanto el fideicomitente como el fiduciario convienen en que el ICE será contratado por el Fideicomiso, para que asuma la responsabilidad de la construcción de los proyectos, mediante un contrato de ingeniería y construcción.
- En la fecha que expiren los contratos de fideicomiso, automáticamente todo el patrimonio fideicometido resultante, y sin excepción, demora o condición alguna, será transferido de pleno derecho al fideicomitente, quién será en definitiva el legítimo titular.
- El plazo de los fideicomisos es de 20 y 30 años para el caso de los fideicomiso Peñas Blancas, y Cariblanco, respectivamente.

Adicionalmente, una subsidiaria mantiene un contrato de arrendamiento con opción de compra del sistema informático denominado Centro de Interacción con el Cliente suscrito con y el consorcio conformado por las empresas Base de Datos BD Consultores, S.A. y Control Electrónico, S.A.

El objeto de ese contrato es el arrendamiento con opción de compra de un sistema informático denominado “Centro de Interacción con el Cliente” (CIC). El consorcio le arrienda a la subsidiaria los equipos y sistemas, y se compromete a brindarle los servicios necesarios para su implementación, en las condiciones de precio.

(4) Arrendamientos cancelados

Durante el 2010 se cancelaron de forma anticipada los contratos de arrendamiento establecidos con Energy International Costa Rica y Energy International Inc. para el suministro de energía térmica. Tal decisión fue tomada considerando el inicio de la operación de la Planta Térmica Garabito durante el primer semestre del 2011. El ICE canceló una indemnización por rescisión contractual a ambos arrendatarios por la suma de US\$12 (en millones) equivalente a un monto de ¢6.844, el cual se presenta en el estado consolidado de ingresos y gastos como parte del rubro “Otros gastos”.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Detalle de arrendamientos operativos por iniciar es la siguiente:

Orden de servicio	Proveedor	Fecha del contrato	Fecha aproximada finalización	Monto en millones de US dólares				Valor de la opción de compra	Clasificación del arrendamiento	Objeto del contrato
				Monto contratado	Cuota	Periodicidad de la cuota	No. cuotas			
Sin orden	Planta Geotérmica Las Pailas	7-Mar-07	31-Dec-23	US\$ 235	10	Semestral	24	19	Operativo	Arrendamiento planta Geotérmica Las Pailas
Sin orden	Fideicomiso Proyecto Térmico Garabito	5-Nov-07	31-Mar-22	743	5	Mensual	142	213	Operativo	Arrendamiento planta Térmica Garabito
<b>Total</b>				<b>US\$ 978</b>				<b>232</b>		

Arrendamiento Planta Geotérmica Las Pailas

En diciembre de 2006 el Consejo Directivo del ICE acuerda aprobar el desarrollo del Proyecto Geotérmico Las Pailas mediante un esquema de ejecución-financiamiento denominado “no tradicional”, en el cual el ICE sea el constructor, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) el inversionista, desarrollador y propietario. Posteriormente, el ICE operará técnica y comercialmente la infraestructura en calidad de arrendatario por un plazo de doce años, al final de los cuales podrá ejecutar la opción de compra para adquirir la propiedad de la planta.

En marzo de 2007 el ICE y el BCIE suscriben un contrato de arrendamiento con opción de compra de la Planta Geotérmica Las Pailas, el cual incluye como principales cláusulas las siguientes:

- Se establece un arrendamiento por un plazo de 12 años con opción de compra de la Planta Geotérmica Las Pailas, a partir de la satisfactoria recepción de la misma por parte del ICE.
- El monto del arrendamiento semestral será de US\$10 (en millones) más una cuota por mantenimiento que oscila entre US\$0,5 y US\$1 (en millones) semestralmente. El monto de la cuota indicada está calculado suponiendo una tasa libor del 5,61% durante la etapa de construcción y arrendamiento, y que la inversión acumulada total al término del contrato será de US\$160 (en millones).

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- El monto total del arrendamiento será de US\$240 (en millones) incluyendo cuotas de arrendamiento y mantenimiento.
- Al cabo del plazo del arrendamiento la opción de compra será por un monto del 15% de la inversión acumulada total al término de la etapa de construcción.
- El BCIE hará una inversión en la construcción de la planta por un monto de hasta US\$130 (en millones).
- El BCIE acepta que el ICE lleve a cabo la construcción de la planta hasta su terminación total e interconexión al Sistema Nacional Interconectado.
- La inversión acumulada total al término de la etapa de construcción habrá sido conformada en US dólares y únicamente por los siguientes renglones:
  - a) Monto acumulado real de la inversión directa por concepto de inversión a cargo del BCIE en la construcción de la Planta.
  - b) Un 0,75% de la inversión directa a cargo del BCIE y por una sola vez al momento del primer aporte que haga el BCIE como parte de la inversión directa.
  - c) Un 0,75% sobre los recursos objeto de la inversión directa estimada que estén pendientes de ser utilizados para la construcción de la Planta.
  - d) Rendimiento en función de la tasa LIBOR a seis meses más 2,25% sobre el monto de la inversión acumulada parcial que se vaya conformando durante la etapa de construcción de la Planta.
  - e) Los gastos de administración derivados de la conformación y operación de la Unidad de Gestión del Proyecto a ser constituida por el BCIE conforme lo indicado en el contrato.
- El ICE se compromete a tomar en arriendo la planta. EL ICE será el “arrendatario” y el BCIE será el “arrendador”.
- El arrendamiento inicia 48 meses después de la orden de inicio de la construcción de la planta.
- En caso que el ICE no ejecute la opción de compra las partes podrán acordar una extensión al contrato de arrendamiento hasta por 6 años, para lo cual debe realizarse una ampliación al contrato. El ICE podrá ejercer la opción de compra antes de la conclusión del contrato por un monto igual al saldo de la inversión pendiente de recuperar por el BCIE.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*Evento subsecuente:

En julio del 2011, la Presidencia de la República inaugura oficialmente la Planta Geotérmica Las Pailas.

Fideicomiso de Titularización Garabito

En junio del 2007 el ICE estableció un contrato de Fideicomiso de Titularización en conjunto con el Banco de Costa Rica, donde el ICE figura como fideicomitente y fideicomisario, y el Banco de Costa Rica como fiduciario, con el objetivo que el mismo genere y administre de forma independiente los recursos necesarios para la construcción de la Planta Térmica Garabito. Tal fideicomiso podrá obtener esos recursos mediante la adquisición de préstamos comerciales y mediante la emisión, colocación y administración de títulos de deuda como resultado del proceso de titularización. Actualmente, el Fideicomiso está autorizado para emitir deuda pública y al 31 de diciembre de 2010 registra pasivos por ese concepto. Para la construcción de la planta el fideicomiso contrata al ICE, considerando su experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo. El fideicomiso, en su calidad de propietario de la planta, la arrienda al ICE por un período de 142 (equivalente a 11 años y 10 meses), al final de los cuales el ICE tendrá la posibilidad de ejecutar la opción de compra establecida en el contrato de arrendamiento.

Las principales cláusulas establecidas en el Contrato de Fideicomiso se resumen como sigue:

- El objetivo del contrato es constituir un Fideicomiso para generar y administrar los recursos necesarios que demanda el desarrollo del proyecto, que sirva como vehículo para crear un patrimonio autónomo con el fin de utilizarlo en un proceso de titularización, y obtener los recursos necesarios para financiar el proyecto.
- El patrimonio fideicometido estará constituido por:
  - a) Los recursos líquidos que recaude el Fideicomiso por concepto de emisión, colocación de títulos de deuda.
  - b) Los bienes muebles, bienes materiales e inmateriales del fideicomitente, que por ser imprescindibles para los fines del contrato, son trasladados en propiedad fiduciaria al Fideicomiso; las obras civiles, los equipos, instalaciones, talleres, vehículos, inventario de equipos y materiales, equipo de oficina y de cómputo incluyendo software, documentos licencia, y cualesquiera otros, que hayan sido adquiridos con recursos del Fideicomiso para el desarrollo del Proyecto y para la operación y mantenimiento de la planta, así como también el derecho de uso de los terrenos propiedad del fideicomitente que se requiera para el desarrollo del Proyecto, y toda la información intelectual escrita y estudios producidos, para y durante el desarrollo de las obras del Proyecto a cargo del fideicomiso.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- c) Los ingresos pactados por concepto de arrendamiento de la planta.
- d) Cualesquiera otros ingresos que pudiera percibir el Fideicomiso por su normal funcionamiento.
- El fiduciario solo podrá utilizar el patrimonio fideicometido conforme a lo dispuesto expresamente en el contrato de fideicomiso y de acuerdo con las instrucciones que le gire el fideicomitente. Tanto las facultades de disposición que ejerza el fiduciario sobre el patrimonio fideicometido, así como las facultades del fideicomitente de girar instrucciones sobre dicho patrimonio, se encuentran limitadas a la ejecución de aquellos actos que sean estrictamente necesarios para el cumplimiento del objetivo del contrato de fideicomiso.
- La política financiera del fideicomiso será la de destinar los recursos que obtenga de la titularización y las inversiones transitorias, a la construcción del Proyecto, al pago de la deuda y a cubrir los costos de operación propios del fideicomiso; una vez cumplidos los compromisos anteriores, todo el patrimonio fideicometido pasará de pleno derecho, a ser propiedad del fideicomitente.
- El fideicomitente deberá hacer la designación del Gerente de la Unidad Ejecutora, que deberá ser aceptado por el Fiduciario, quién fungirá como su superior jerárquico, con los derechos y obligaciones que esto conlleva.
- Tanto el fideicomitente como el fiduciario convienen en que el ICE será contratado por el Fideicomiso para que asuma la responsabilidad de la construcción del proyecto, mediante un contrato de ingeniería y construcción.
- El plazo del fideicomiso es de 30 años.

Evento subsecuente:

En mayo del 2011, la Presidencia de la República inaugura oficialmente la Planta Térmica Garabito.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

**Nota 31. Compras y servicios complementarios**

Las compras y servicios complementarios ocurridos en el 2010 y 2009 se detallan como sigue:

Compras y servicios complementarios	Por el año terminado al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>Telecomunicaciones:</b>		
Participación telefónica	¢ 16.543	12.744
Alquiler de Canales	1.525	3.775
<b>Total Telecomunicaciones</b>	<b>18.068</b>	<b>16.519</b>
<b>Electricidad:</b>		
<i>Importación</i>		
Bahía Las Minas Corporación, S.A.	34	3.747
Ente Operador Regional (EOR)	1.374	592
Mercado Eléctrico de El Salvador	5.847	814
Otros	1.097	1.603
<b>Sub total Importación</b>	<b>8.352</b>	<b>6.756</b>
<b>Cogeneradores:</b>		
Hidroeléctrica Platanar, S.A.	3.416	4.710
Hidroeléctrica Zarcas, S.A.	2.377	2.858
Plantas Eólicas, S.A.	2.825	4.588
P.H. Pedro, S.A.	2.142	3.661
Const. Nac. Empresas Eléctricas, S.A.	-	4.282
Hidroeléctrica Río Lajas, S.A.	984	3.224
P.H. Río Volcán, S.A.	3.585	3.795
Hidroeléctrica Doña Julia	4.309	6.165
Molinos de Viento Del Arenal, S.A.	3.251	3.426
Geoenergía de Guanacaste Ltda.	10.336	11.457
Ingenio Taboga, S.A.	1.538	963
Unión Fenosa Generadora La Joya	10.961	11.637
Hidroenergía Del General, Ltda.	8.484	8.771
Planta Eólica Guanacaste, S.A.	6.425	622
Otros	6.638	6.624
<b>Sub total Cogeneradores</b>	<b>67.271</b>	<b>76.783</b>
<b>Compras para exportación:</b>		
Ente Operador Regional (EOR)	79	557
<b>Total Electricidad</b>	<b>75.702</b>	<b>84.096</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 93.770</b>	<b>100.615</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***Cogeneradores:**

Al amparo de la Ley 7200 “Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela”, la cual declara de interés público la compra de electricidad por parte del ICE a aquellas empresas privadas que cumplan con las condiciones indicadas en esa misma Ley, el ICE ha establecido contratos con diversos cogeneradores para la compra de energía eléctrica.

Al 31 de diciembre de 2010 y del 2009, el ICE mantiene acuerdos con los siguientes cogeneradores: Geoenergía de Guanacaste, S.R.L. Unión Fenosa Generadora La Joya, Hidroenergía del General (HDG), S.R.L. y Planta Eólica Guanacaste, S.A. Durante la vigencia de los acuerdos esos cogeneradores deberán construir, operar y mantener las respectivas plantas. La energía que éstas produzcan será adquirida exclusivamente por el ICE. Al finalizar los plazos de esos acuerdos la propiedad, gestión y operación de las plantas de energía se transferirán automáticamente al ICE, libre de gravámenes. Los respectivos cogeneradores o el ICE podrán solicitar la transferencia temprana de la planta de energía.

Algunos de los términos y condiciones más relevantes establecidos en los convenios anteriormente citados son los siguientes:

- Los cogeneradores serán responsables de la financiación, diseño, adquisición de suministros, construcción, pruebas, puesta en marcha y el respectivo mantenimiento de las plantas. Los cogeneradores también se comprometen a entregar toda la energía eléctrica producida durante la vigencia del contrato con el ICE.
- Los cogeneradores producirán electricidad con la calidad y estándares de operación establecidos en cada contrato y la entregará en su totalidad al ICE, con excepción de aquella requerida para alimentar los equipos auxiliares y el servicio propio de las plantas, todo de conformidad con los contratos.
- Los cogeneradores asumen el riesgo de daños, pérdida o destrucción de los equipos e instalaciones, durante los plazos de los contratos, debido a cualquier razón o causa que sea directamente atribuible al cogenerador, sus contratistas, subcontratistas o proveedores, excluyendo las de fuerza mayor.

Desde la fecha de inicio de operación comercial de la planta, los cogeneradores deberán, por su cuenta, obtener y mantener, como mínimo, las siguientes pólizas de acuerdo a la disponibilidad en el mercado, seguro de riesgos de trabajo y seguro de todo riesgo de daño físico.

El ICE puede suspender la recepción de la energía generada por los cogeneradores y será exonerado del pago de tal energía durante tal periodo de suspensión por los siguientes motivos:

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- i) Alteración de los medidores.
- ii) Una condición del punto de entrega, bajo la responsabilidad del cogenerador.
- iii) La incapacidad del cogenerador de suministrar la energía en concordancia con los parámetros de operación requeridos.
- iv) Por incumplimiento de renovación de la garantía de cumplimiento.
- v) Por incumplimiento en la renovación pólizas seguros.

Los acuerdos estarán vigentes por plazos que oscilan entre 15 y 20 años, finalizando entre abril de 2012 y diciembre de 2027.

**Nota 32. Gastos administrativos**

Los gastos administrativos se detallan como sigue:

	Por el año terminado al	
	31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Remuneraciones	¢ 29.493	27.206
Servicios	6.054	6.622
Materiales y suministros	1.377	1.093
Depreciación de otros activos en operación	2.283	2.132
Utilización centros de servicio	6.024	4.585
Transferencias corrientes	881	586
Otros	1.819	1.562
<b>Subtotal ICE</b>	<b>47.931</b>	<b>43.786</b>
Eliminaciones de servicios institucionales	339	137
<b>Subtotal ICE</b>	<b>47.592</b>	<b>43.649</b>
<b>CNFL</b>		
Gastos Administrativos	11.033	11.249
<b>Subtotal CNFL</b>	<b>11.033</b>	<b>11.249</b>
<b>RACSA</b>		
Gastos Administrativos	28.928	23.016
<b>Subtotal RACSA</b>	<b>28.928</b>	<b>23.016</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 87.553</b>	<b>77.914</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 33. Gastos de comercialización**

Los gastos de comercialización se detallan como sigue:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Remuneraciones	¢ 39.793	30.973
Servicios	28.862	17.477
Materiales y suministros	14.711	1.725
Depreciación de otros activos en operación	3.740	2.121
Utilización centros de servicio	25.483	21.065
Trasferencias corrientes	736	560
Otros	9.079	6.412
<b>Subtotal ICE</b>	<b>122.404</b>	<b>80.332</b>
Efecto de servicios institucionales (911)	2.056	460
<b>Subtotal ICE</b>	<b>120.349</b>	<b>79.873</b>
<b>CNFL</b>		
Gastos Consumidores	16.879	13.848
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 137.228</b>	<b>93.721</b>

**Nota 34. Estudios de pre inversión**

Los costos incurridos en el 2010 y 2009, por estudios de pre inversión se desglosan así:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Estudio Savegre	¢ 3.204	1.034
Estudio Túnel Cachí	115	389
Estudio transmisión Papagayo	114	441
Estudio Mundo Nuevo	431	315
Otros	149	187
<b>Total</b>	<b>4.013</b>	<b>2.366</b>
<b>CNFL</b>		
Dirección Producción y Desarrollo	-	1.032
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 4.013</b>	<b>3.398</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

El proyecto SAVEGRE para el periodo 2010 incurrió en gastos por ¢2.170 (gasto por ¢1.034 en millones en el 2009) por concepto de estudios de ingeniería, factibilidad del sitio y obras anexas del túnel de conducción y tomas de agua. De confirmarse la viabilidad del proyecto, se estima estaría en operación en el 2021.

**Nota 35. Gastos complementarios de operación**

Según lo establecido por la Ley de Contratación Administrativa N. 7494, el ICE tiene la obligación de brindar supervisión a los proyectos construidos por terceros, y si no se tiene certeza de que dichas erogaciones sean reembolsables al ICE, los costos relacionados con la supervisión (en todas sus etapas) se reconocerán en los resultados del periodo, los cuales se detallan como sigue:

	Por el año terminado al	
	31 de diciembre de	
	2010	2009
Proyecto Hidroeléctrico Pirrís	¢ 363	4.898
Proyecto Térmico Garabito	217	22
Transmisión Tejar	249	82
Proyecto Eólico Guanacaste	85	525
Servicios Móvil Avanzado	1.595	999
Otros	490	56
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 2.999</b>	<b>6.582</b>

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 se incluye un monto de ¢363 (¢6.582 en el 2009) por concepto de daños causados en la Planta Hidroeléctrica Pirrís que se encuentra en la etapa de construcción, como consecuencia de la Tormenta Alma que afectó al país en mayo de 2008.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 36. Otros gastos y otros productos**

A continuación se detallan los otros gastos y otros productos:

Otros productos	Por el año terminado 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Intereses y otros productos financieros	¢ 13.646	6.159
Diferencias por tipo de cambio (2)	120.765	9.263
Sanciones administrativas (ejecución de garantías)	4.231	3.001
Servicios de construcción de obras civiles y electromecánicas (1)	66.529	6.905
Servicios de laboratorio	9	9
Suministros de vapor	1.621	1.739
Cables submarinos	408	795
Diferencias tipo de cambio	175	-
Otros productos	4.420	8.633
<b>Subtotal otros productos ICE</b>	<b>211.804</b>	<b>36.504</b>
<b>CNFL</b>		
Intereses y otros productos financieros	795	696
Diferencias por tipo de cambio	8.214	-
Miseláneos	586	422
Multas por cancelación tardía	2.247	2.063
Otros productos	838	295
<b>Subtotal otros productos CNFL</b>	<b>12.680</b>	<b>3.476</b>
<b>RACSA</b>		
Intereses y otros productos financieros	407	514
Diferencias por tipo de cambio	442	-
Utilidad por retiro de activos	-	18
Recuperación de cuentas incobrables	3	14
Alquiler edificio	156	53
Servicio	104	105
Otros productos	187	64
<b>Subtotal otros productos RACSA</b>	<b>1.299</b>	<b>768</b>
<b>CRICRSA</b>		
Intereses y otros productos financieros	1	1
<b>Subtotal otros productos RACSA</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 225.784</b>	<b>40.748</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Otros gastos	Por el año terminado 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Intereses	¢ 40.579	33.077
Comisiones	2.254	1.825
Fluctuaciones cambiarias	33.889	22.315
Contratos de obras civiles y electromecánicas	64.982	9.813
Otros gastos	9.643	2.846
<b>Sub-total otros gastos ICE</b>	<b>151.347</b>	<b>69.876</b>
<b>CNFL</b>		
Intereses	2.034	(50)
Fluctuaciones cambiarias	4.746	1.012
Otros gastos	1.636	1.760
<b>Sub-total otros gastos CNFL</b>	<b>8.416</b>	<b>2.722</b>
<b>RACSA</b>		
Intereses	687	537
Comisiones	-	3
Fluctuaciones cambiarias	-	241
Otros gastos	93	10
<b>Sub-total otros gastos RACSA</b>	<b>780</b>	<b>791</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 160.543</b>	<b>73.389</b>

- (1) Los servicios de construcción incluyen facturas por avance o finalización de obras por contratos por servicios de ingeniería, diseño, construcción u otros servicios especializados en los proyectos en etapa de construcción como la Planta Térmica Garabito por ¢18.560 y Proyecto Geotérmico Pailas por ¢41.136.
- (2) Al 31 de diciembre de 2010, se utilizó el tipo de cambio de ¢518,09 (¢571,81 en el 2009) por US\$1,00, respectivamente, para valuar los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera.

**Nota 37. Normativa Tributaria****Obligaciones Tributarias ICE**

El Grupo ICE tiene obligaciones tributarias que se rigen por lo estipulado en: Ley del Impuesto sobre la Renta y su Reglamento, Ley de Impuesto General sobre las Ventas y su Reglamento, Ley General de Aduanas y su Reglamento, la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, y la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Impuesto sobre la Renta - ICE**

El Instituto Costarricense de Electricidad, es contribuyente del impuesto sobre la renta, en tanto realice actividades de carácter lucrativo y se generen utilidades sobre ellas. Mediante el Decreto de Ley No. 449, relacionado con la creación del Instituto Costarricense de Electricidad, se establece en el artículo No. 17 que: “la política financiera del ICE será la de capitalizar las utilidades netas que obtenga de la venta de energía eléctrica y de cualquier otra fuente que las tuviere, en la financiación y ejecución de los planes nacionales de electrificación e impulso de la industria a base de la energía eléctrica.”

Adicionalmente, la Ley No. 7722 denominada “Sujeción de Instituciones Estatales al Pago de Impuesto sobre la Renta”, establece que: “los excedentes constituirán la renta imponible y se obtendrán al restar, a los ingresos brutos, los costos, los gastos útiles y las reservas de inversión o fondos de desarrollo, necesarios y pertinentes para producirlos.”

Debido a que el ICE debe capitalizar la totalidad de las utilidades netas que obtenga, no presenta excedentes, lo cual a su vez significa que no presenta renta imponible, y por tanto no se genera una obligación por concepto de impuesto sobre la renta. Sin embargo, en sus transacciones normales la Administración Tributaria le aplica retenciones a cuenta del impuesto sobre la renta, las cuales posteriormente se aplican como pagos a cuenta del impuesto sobre las ventas.

**Impuesto General sobre las Ventas**

El ICE es contribuyente del impuesto general sobre las ventas, según Ley General de Impuesto sobre las Ventas. Este es un impuesto al valor agregado en la venta de mercancías y prestaciones de algunos servicios. Las tarifas de este impuesto son: para la venta de energía para consumo residencial de electricidad un 5% sobre el exceso de 250 kw de consumo mensual; sobre el consumo comercial y prestación del servicio de telecomunicaciones es del 13%.

Por tratarse de un impuesto al valor agregado, el ICE a su vez paga el impuesto de ventas sobre mercancías y servicios que requiere para el desarrollo de su actividad económica. Así cuando se trata de mercancías e insumos que se incorporen físicamente a la producción de energía y el servicio de telecomunicaciones, según lo establecido en artículo 14 de la mencionada Ley, puede aplicarse como un crédito fiscal al impuesto de ventas por pagar en el periodo.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***Contribución especial parafiscal de operadores y proveedores de telecomunicaciones al Fondo Nacional de Telecomunicaciones (FONATEL) (Ley General de Telecomunicaciones No. 8642)**

Esta contribución se determina por medio de una declaración jurada, por períodos de un año calendario. La fecha de presentación de esta declaración es el 15 de marzo de cada año y el pago de dicha contribución se distribuye en cuatro tramos equivalentes, pagaderos los días quince de marzo, junio, setiembre y diciembre de cada año posterior al cierre del período fiscal que corresponda.

La tarifa de esta contribución es fijada anualmente por la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL) y se calcula como un porcentaje de los ingresos brutos obtenidos o devengados directamente por la operación de redes públicas de telecomunicaciones disponibles al público. Los porcentajes establecidos para esta contribución oscilan entre el 1,5% y el 3%. En caso que no se defina la tarifa oportunamente, se aplicará la tarifa vigente al período fiscal inmediato anterior. Para los años 2010 y 2009, la tarifa vigente fue de 1,5%.

**Impuesto Rojo**

Creado mediante la ley 8690 Convencional, destinado al financiamiento de la Cruz Roja Costarricense “Creación del Impuesto Rojo al Servicio de Telefonía Móvil.”

Este impuesto corresponde a un 1% de la facturación del servicio telefónico, a partir de cinco mil colones, y no debe exceder quinientos colones por línea telefónica. Será ajustado en enero de cada año conforme a la tasa de inflación del país determinado por el Banco Central de Costa Rica.

**Impuestos de Aduana**

Como se define en la legislación aduanera la obligación tributaria aduanera se compone de impuestos aduaneros e impuestos internos y debe ser cancelada en su totalidad para nacionalizar las mercaderías. El impuesto aduanero conocido como DAI es el Derecho Arancelario a la Importación: es un impuesto ad-valorem, que se fija según la clasificación dentro de la codificación arancelaria establecida. Entre los impuestos internos están Impuesto Selectivo de Consumo (tarifa según mercancía), Impuesto Ley No.6946 (1%), Impuesto General sobre las Ventas (13%), otros específicos de IDA, IFAM, Depósito Libre Golfito, entre otros. Así según el tipo de mercancías o bien de exenciones articulares, el ICE debe cancelar la obligación tributaria aduanera en las importaciones de mercancías previo a su nacionalización.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Otras Obligaciones**

Además el ICE tiene el papel de agente de retención del impuesto sobre la renta de acuerdo con lo establecido en la Ley del Impuesto sobre la Renta. En esta figura de responsable, el contribuyente es el retenido y el ICE actúa con responsabilidad solidaria. Así dentro de las responsabilidades como agente de retención debe retener y enterar al Fisco el impuesto respectivo, por cuenta de los beneficiarios de las rentas de los tipos que se especifican a continuación:

- Salarios, pagos laborales, remuneraciones por servicios personales y dietas.
- Remesas o créditos a favor de no domiciliados por servicios tales como transporte, comunicaciones, asesoramiento técnico financiero, servicios personales y otros servicios, según conceptos y tarifas definidas en los artículos 55 y 59 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.

**Contrato eléctrico CNFL**

El contrato eléctrico que desde el año 1941 rige las operaciones de la CNFL establece en el artículo 32 que durante la vigencia del contrato la Compañía continuará pagando los impuestos nacionales y municipales que a esa fecha estuvieron legalmente establecidos y que tengan carácter general. Asimismo continuará pagando al Municipio de San José 5% sobre las entradas brutas que reciba por servicio de electricidad en el Cantón Central de San José.

**Nota 38. Administración del riesgo financiero institucional****Marco de administración de riesgo**

El ICE está expuesto a los siguientes riesgos relacionados con el uso de instrumentos financieros: crédito, liquidez y mercado.

El Comité de Inversiones Institucional, es la entidad facultada para dar control y seguimiento a la administración, específicamente de las inversiones transitorias de los Sectores Electricidad y Telecomunicaciones del ICE. Es el órgano en el cual la Gerencia de Finanzas delega la responsabilidad de definir las políticas y procedimientos de inversión.

En este Comité se aprueba el documento denominado la Estrategia de Inversión y los Límites de Gestión para operar las carteras de inversiones del ICE. Además, se aprobó el Manual de Políticas de Inversión Financiera y el procedimiento para realizar inversiones en el mercado internacional buscando una mayor y mejor diversificación de las inversiones transitorias.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Las políticas de administración de riesgo del ICE son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por el ICE, fijar límites y controles de riesgo adecuados, así como para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de administración de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades del ICE.

Es política del ICE mitigar estas exposiciones lo máximo posible aprovechando oportunidades de mercado, obteniendo coberturas que se encuentren alineadas con sus objetivos estratégicos.

A pesar de que no se ha logrado conformar oficialmente el Comité de Riesgos, se han venido realizando sesiones en el Comité de Inversiones donde se atienden las actividades primarias relacionadas con la gestión de riesgos, con el apoyo del equipo ejecutivo de la Gerencia de Finanzas y considerando los acuerdos otorgados por la Junta de Adquisiciones.

En cuanto a las subsidiarias del Grupo, las mismas han diseñado e implementado un conjunto de políticas de riesgo, con el fin de minimizar posibles efectos adversos en su desempeño financiero.

**Riesgo Crédito:**

Pérdida potencial por la falta de pago de un cliente o contraparte en las operaciones que efectúe el ICE.

Como forma de mitigar este riesgo se da un control y seguimiento a las calificaciones de riesgo que poseen las inversiones, otorgado por los puestos de bolsa. Para este riesgo no se tienen colaterales recibidos en garantía.

*Cuentas por cobrar*

Producto de la estructura organizativa del ICE, las cuentas por cobrar se manejan directamente en los Sectores de Electricidad y Telecomunicaciones, por lo tanto, cada sector se encarga de diseñar e implementar los controles adecuados de las cuentas por cobrar.

El proceso para recuperar las cuentas por cobrar se puede resumir de la siguiente forma:

- Emisión de la facturación y proceso de cobro mediante mensajería en el sector telecomunicaciones para recordar el pendiente de pago.
- Suspensión de los servicios eléctricos y telefónicos de forma inmediata, posterior a la fecha de vencimiento de la facturación, donde el periodo promedio de cobro para el Sector Telecomunicaciones es de 29 días y en el Sector Electricidad es de 31 días.
- Se da posterior, un proceso de recaudación en línea, mediante contratos con recaudadores externos y entidades bancarias, o la recaudación interna mediante las cajas del ICE.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- La cancelación que no se logra captar por los medios anteriores se lleva a cobro administrativo, para lo cual, el ICE cuenta con empresas que se encargan de cobrar o gestionar con clientes arreglos de pago, como mitigantes de morosidad.
- En última instancia la morosidad residual se tramita en la División Jurídica Institucional mediante cobro judicial.

*Inversiones*

Desde el punto de vista del riesgo crédito o contraparte, se da control y seguimiento a las calificaciones de las inversiones que posee el ICE, de acuerdo con la Estrategia de Inversión y perfil de riesgo determinado por el Comité de Inversiones.

Se determinan los riesgos financieros a los que se encuentran expuestas todas las operaciones financieras relacionadas con instrumentos financieros, tales como: financiamiento a corto, mediano y largo plazo, todo lo concerniente a la gestión de tesorería: líneas de crédito, cartas bancarias, compras y ventas de monedas, inversiones, emisión de títulos valores, compras de materias primas, entre otros.

Los lineamientos de inversión son aprobados por el Consejo Directivo y el Manual de Políticas de Inversión por la Gerencia General. Este último contiene toda la normativa en el tema de emisores, instrumentos y sectores permitidos, así como lo que debe observarse en la relación con los puestos de bolsa y custodios.

El Comité de Inversiones Institucional es el órgano en el cual la Gerencia de Finanzas delega la responsabilidad de definir las políticas y procedimientos de inversión. Entre sus principales responsabilidades están:

- Proponer para visto bueno de la Gerencia de Finanzas y posterior aprobación de la Gerencia General del ICE, el Manual de Políticas de Inversión Financiera, que contiene la política de inversiones recomendada para la gestión de los recursos administrados, la que debe incluir cuando menos los objetivos y políticas de inversión de la cartera administrada, sus criterios de diversificación, los límites y los mecanismos de contingencia.
- Autorizar los instrumentos financieros que sean adquiridos y vendidos de conformidad con el Manual de Políticas de Inversión Financiera.
- Aprobar los portafolios de referencia, los cuales son portafolios de mercado de dinero existentes en las principales instituciones del país, tales como Banco Nacional y Banco de Costa Rica.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- Procurar que sus miembros y los administradores de cartera reciban charlas y presentaciones que coadyuven a la mejor administración de los recursos, en particular sobre nuevos instrumentos de inversión, comportamiento de los mercados y evolución de la economía.

El Comité de Inversiones se reúne una vez al mes y está conformado por cuatro funcionarios, de los cuales uno de ellos es del Proceso de Riesgos, además de dos externos a la Gerencia de Finanzas y un asesor externo. Dicho Comité hace sus reportes a la Gerencia de Finanzas y recibe insumos del Subproceso de Inversiones, del Proceso Gestión Liquidez y del Proceso Gestión de Riesgo Financiero, así como del Asesor Externo.

**Riesgo Liquidez:**

El Riesgo de Liquidez en el ICE se refiere a las potenciales pérdidas por venta anticipada o forzosa de activos a descuentos inusuales y que no le permitan hacer frente a sus obligaciones, o bien, por el hecho de que una posición no pueda ser oportunamente enajenada, adquirida o cubierta mediante el establecimiento de una posición contraria equivalente.

En lo relativo al riesgo liquidez, se han generado acciones en los Sectores de Electricidad y Telecomunicaciones para que proporcionen mayor nivel de seguridad en la proyección de pago de los pasivos adquiridos, así como mayor rigurosidad en la proyección de ingresos, de forma tal, que se pueda obtener alta certeza en los flujos de caja de tesorería. Estas rigurosidades en la proyección de pasivos y gastos, así como en los ingresos de ambos sectores, permiten dar seguimiento y control a los flujos de efectivo o riesgo de liquidez que pueda enfrentar el ICE, así como a un mejor manejo de operaciones de tesorería, relacionado con compra y venta de divisas, acceso a líneas de crédito de corto y mediano plazo entre otros.

El Proceso Planificación Estratégica elabora las proyecciones de flujo de caja de mediano y largo plazo que se utilizan para entregar a las entidades bancarias y otros entes externos que lo requieren.

Por su parte el Proceso Gestión de Liquidez es el responsable de ejecutar la labor de Tesorería, (ejecución de los pagos y la administración de la deuda del ICE) y elabora un flujo de caja anual, con la información de presupuesto, adicionalmente cuenta con una programación de entradas y salidas de efectivo diarias que le permiten ir planificando los recursos requeridos para atender las erogaciones significativas. Además del presupuesto, se utiliza la información que genera el sistema de pagos institucional y las dependencias que administran contratos por montos relevantes.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Se realizan proyecciones para entes externos y para la administración de Tesorería, en el caso de entes externos generalmente se solicitan para cinco o diez años y en el caso de Tesorería, el flujo de caja es mensual y la programación de entradas y salidas de efectivo son diarias. Dichas proyecciones son utilizadas principalmente por entidades bancarias y reguladores y a lo interno por el Proceso Gestión Liquidez.

Cabe destacar que la liquidez se garantiza mediante la optimización del ciclo de pago, utilizando primero las fuentes sin costo y líneas de crédito de corto plazo (de ser necesario) y la política de pago de los proveedores es de 30 a 45 días aproximadamente a partir del evento que da lugar al pago y la presentación de la factura, además se paga una vez por semana, adicionalmente, todos los pagos siguiendo la política institucional se cancelan mediante transferencia bancaria. Las órdenes de pago se tramitan a través del Sistema de Pagos Institucional.

En cuanto a las líneas de crédito se utilizan para cubrir necesidades de capital de trabajo, los toques son los montos ofrecidos por la entidad bancaria, si en caso de ser montos mayores o iguales a los US\$20 millones, son aprobados por la Junta de Adquisiciones y por el Consejo Directivo. De acuerdo con la programación de entradas y salidas de efectivo se define el faltante y el plazo requerido para cotizar con los bancos y se desembolsa con el que ofrezca el menor costo, se documentan con un pagaré. Se utilizan para cubrir descalces entre la fecha de entrada de los ingresos y el pago de las obligaciones, además para atender requerimientos de compra de combustible en los primeros meses del año, producto de la generación térmica o como puente cuando por alguna razón se atrasa la entrada de los recursos de largo plazo.

**Riesgo de Mercado:**

El riesgo de mercado es el riesgo de que los cambios en los precios de mercado, por ejemplo en las tasas de cambio, tasas de interés o precios de las acciones, afecten los ingresos del ICE o el valor de los instrumentos financieros que mantiene. El objetivo de la gestión de riesgos es administrar y controlar que las exposiciones a este riesgo se encuentren dentro de parámetros razonables y al mismo tiempo optimizar la rentabilidad.

El ICE adquiere instrumentos financieros derivados para administrar parte de los riesgos de mercado existentes. Todas las operaciones de cobertura son valoradas según el valor que proporciona el emisor del instrumento. Se utiliza la contabilidad de cobertura, para aquellos instrumentos que califiquen, a fin de mitigar la volatilidad en los resultados.

Se han determinado en las operaciones financieras, los siguientes riesgos: variaciones en las tasas de interés (locales y extranjeras) y tipos de cambio de moneda extranjera.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Para lo cual se tienen cuatro tipos de instrumentos financieros derivados: tres para cubrir el riesgo de tasa de interés, como lo son: un Swap, un Plain Vanilla, un Forward Starting en el cual aplica el modelo de Contabilidad de Cobertura de Flujo de Efectivo y uno para cubrir los tipos de cambio de la moneda japonesa Yenes al dólar de los Estados Unidos de América denominado Cross Currency Swap.

Las características generales de las posiciones expuestas a riesgo de mercado que están siendo cubiertas con los derivados se presentan a continuación:

Detalle	Tramo B	Tramo A	HSBC	Yenes
<b>No. de Identificación de la exposición:</b>	BID-1931 B/OC-CR	BID-1931 A/OC-CR	Proyecto ampliación capacidad en Cables Submarinos	JIBC-CR-P3
Monto Principal	US\$210.000.000	US\$171.000.000	US\$20.000.000	¥8.170.293.196
Fecha de contratación	10/7/2008	27/1/2009	4/11/2010	17/02/2010
Fecha inicio cobertura	12/6/2008	14/1/2010	8/11/2010	20/10/2009
Fecha vencimiento cobertura	15/2/2018	14/7/2023	8/11/2015	20/04/2026
Plazo	10 años	15 años	5 años	17 años
Tasa Base	Libor 6 Meses	Libor 6 Meses	Libor 3 meses	Libor 6 Meses
Spread sobre/bajo tasa base	3,00%	3,62%	4,95%	2,20%
Tasa Fija	4,37%	3,23%	0,95%	3,13%
Tasa total Fija	7,37%	6,86%	5,90%	5,33%
Estrategia	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura
Riesgo Cubierto	Tasa de Interés	Tasa de Interés	Tasa de Interés	Tipo de cambio Yen/dólar
Tipo de Cobertura	Cash Flow Hedge	Cash Flow Hedge	Cash Flow Hedge	Cash Flow Hedge
Instrumento Contratado	Plain Vanilla Swap	Forward Starting	SWAP	Cross Currency Swap

### Administración del Capital

Mediante la Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad, No. 449 del 08 de abril de 1949, en el capítulo IV Patrimonio y Utilidades, artículo 17 se establece: La política financiera del ICE será la de capitalizar las utilidades netas que obtenga de la venta de energía eléctrica y de cualquier otra fuente que las tuviere, en la financiación y ejecución de los planes nacionales de electrificación e impulso de la industria a base de la energía eléctrica.

El Gobierno no derivará ninguna parte de esas utilidades, pues el ICE no deberá ser considerado como una fuente productora de ingresos para el Fisco, sino que deberá usar todos los medios a su disposición para incrementar la producción de energía eléctrica como industria básica de la Nación.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

El índice de deuda-capital ajustado al ICE al término del periodo del balance de situación es el siguiente:

Índice Deuda - Capital	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Total pasivos	¢ 1.476.065	1.187.136
(-) Efectivo y equivalentes al efectivo	(172.631)	(89.189)
Deuda, neta	1.303.434	1.097.947
Total patrimonio	2.904.939	2.784.033
Menos:		
Montos acumulados en patrimonio en relación con coberturas de flujo de efectivo	(11.843)	(8.412)
Capital ajustado	2.916.782	2.792.445
<b>Índice deuda ICE</b>	<b>0,448</b>	<b>0,394</b>
<b>RACSA</b>		
Total pasivos	27.847	16.940
(-) Efectivo y equivalentes al efectivo	(2.827)	(5.073)
Deuda, neta	25.020	11.867
Total patrimonio	26.418	27.292
Menos:		
Montos acumulados en patrimonio en relación con coberturas de flujo de efectivo	-	-
Capital ajustado	26.418	27.292
<b>Índice deuda RACSA</b>	<b>0,947</b>	<b>0,434</b>
<b>CRICSA</b>		
Total pasivos	-	-
(-) Efectivo y equivalentes al efectivo	(13)	(12)
Deuda, neta	(13)	(12)
Total patrimonio	11.872	13.659
Menos:		
Montos acumulados en patrimonio en relación con coberturas de flujo de efectivo	-	-
Capital ajustado	11.872	13.659
<b>Índice deuda CRICSA</b>	<b>(0,001)</b>	<b>(0,001)</b>
<b>CNFL</b>		
Total pasivos	116.653	103.580
(-) Efectivo y equivalentes al efectivo	(17.579)	(12.413)
Deuda, neta	99.074	91.167
Total patrimonio	297.937	278.207
Menos:		
Montos acumulados en patrimonio en relación con coberturas de flujo de efectivo	-	-
Capital ajustado	297.937	278.207
<b>Índice deuda CNFL</b>	<b>0,333</b>	<b>0,328</b>
<b>Índice deuda Grupo ICE</b>	<b>¢ 0,440</b>	<b>0,387</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Exposición al Riesgo de Crédito**

El valor en libros de los activos financieros representa la exposición máxima al crédito. La exposición máxima al riesgo de crédito es la siguiente:

Valor en libros de activos financieros	Al 31 de diciembre	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Bancos	¢ 2.430	178
Inversiones transitorias	171.459	90.269
Valoración de inversiones	1.439	419
Inversiones largo plazo	325.212	310.244
Fondos de uso restringido	1.349	1.417
Efectos y cuentas por cobrar	182.932	165.334
<b>Total ICE</b>	<b>684.821</b>	<b>567.861</b>
<b>RACSA</b>		
Bancos	1.857	3.308
Inversiones transitorias	1.408	3.426
Fondo de ahorros y prestamos	2.900	2.582
Efectos y cuentas por cobrar	7.089	5.546
<b>Total RACSA</b>	<b>13.254</b>	<b>14.862</b>
<b>CRICSA</b>		
Bancos	-	-
Inversiones transitorias	13	12
Inversiones largo plazo	11.714	-
<b>Total CRICSA</b>	<b>11.727</b>	<b>12</b>
<b>CNFL</b>		
Bancos	1.611	5.205
Fondos de uso restringido	15.968	7.208
Inversiones largo plazo	2.846	-
Efectos y cuentas por cobrar	31.558	29.135
<b>Total CNFL</b>	<b>51.983</b>	<b>41.548</b>
<b>Total Grupo ICE</b>	<b>¢ 761.785</b>	<b>624.283</b>

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha del balance por región geográfica es la siguiente:

Por región geográfica	Al 31 de diciembre	
	2010	2009
Nacional	¢ 183.785	168.813
Externa	5.758	7.706
<b>Total por región geográfica</b>	<b>¢ 189.543</b>	<b>176.519</b>

La exposición máxima al riesgo de crédito por tipo de cliente a la fecha del balance de situación se detalla a continuación:

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Por tipo de cliente	Al 31 de diciembre	
	2010	2009
Empresas distribuidoras	¢ 7.621	13.543
Operadores y proveedores de servicios	887	-
Clientes alta, media y baja tensión	16.836	15.554
Particulares	143.512	127.730
Gobierno	9.457	6.530
Sistema de alumbrado público	433	846
Administraciones telefónicas	5.753	7.768
Cuentas por cobrar a Subsidiarias	3.187	3.427
Otros	1.857	1.121
<b>Total por tipo de cliente</b>	<b>¢ 189.543</b>	<b>176.519</b>

Las calificaciones de riesgo reportadas al 31 de diciembre de 2010 se muestran a continuación:

Emisor	No. Asiento/ISIN	Instrumento	Calificación de Riesgo
<b>ICE</b>			
Banco Hipotecario de la Vivienda	43960	Certificado Depósito a Plazo	AA(cri)+
SAFI Banco de Costa Rica	45321	Fondos Inversión Corto Plazo Colones -No diversificado-	SCR AFF 2+
SAFI Banco de Costa Rica	45321	Fondos Inversión Liquidez Dólares -No diversificado-	SCR AFF 2+
Popular Sociedad de Fondos de Inversión	45325	Fondo de Inversión Popular Mercado de Dinero Colones -No Diversificado-	SCR AFF 2
Popular Sociedad de Fondos de Inversión	45325	Fondo de Inversión Popular Multiplan -No Diversificado-	SCR AF 3 +
Popular Sociedad de Fondos de Inversión	45325	Popular Valores Mercado de Dinero Dólares - No Diversificado -	SCR AAF3
BN Valores, SAFI	45327	Fondos de Inversión Valores Dinerfondo Dólares - No Diversificado-	AAF 3+
SAFI Banco Nacional de Costa Rica	45327	Fondo de Inversión Dinerfondo Colones -No Diversificado-	SCR AAF 2+
INS-Inversiones Sociedad Administradora de Fondos de Inversión, S.A.	45338	Fondo de Inversión No Diversificado INS Liquidez Dólares	AAF 3
INS-Inversiones Sociedad Administradora de Fondos de Inversión, S.A.	45338	Fondos de Inversión Liquidez Publico -No diversificado-	SCR AAF 2
Banco Centroamericano de Integración Económica	45483	Bono	FI(cri+)
Operadores de recompra	-	Recompra	***
Banco Nacional de Costa Rica	00BNCR0C12E6	Certificado Deposito Plazo (macro título)	SCR 2+
Banco Nacional de Costa Rica	00BNCR0C12E6	Certificado Depósito a Plazo	SCR AA+
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0C3651	Bono Estabilización Monetaria 0 Cupón	***
Scotiabank	00SCOTIC72U8	CDP	#
Banco de Costa Rica	CRBCCR0C2793	Papel comercial	FI(cri+)
Banco HSBC (Costa Rica), S.A.	CRBHSBCB0027	Bono	AAA(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	CRBPDC0B6491	Bono	AA(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	CRBPDC0C6466	Papel comercial	FI(cri+)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	CRBPDC0C6482	Papel comercial	FI(cri+)
Compañía Nacional de Fuerza y Luz	CRCFLUZB0207	Bono	AAA(cri)
JASEC	CRJASECB0036	Bono Emisión Privada	***
Ministerio de Hacienda (Gobierno)	CRG0000B16G3	Título de Propiedad	Riesgo país
Ministerio de Hacienda (Gobierno)	CRG0000C49G2	Título propiedad macro cero cupón	Riesgo país
Scotiabank	CRSCOTIB0989	Bono Deuda Scotiabank	AAA(cri)
Ministerio de Hacienda (Gobierno)	USP3699PAB33	Bono deuda externa Costa Rica	Riesgo país
Ministerio de Hacienda (Gobierno)	USP3699PEM51	Bono deuda externa Costa Rica	Riesgo país
<b>RACSA</b>			
Ministerio de Hacienda (Gobierno)	CRG0000B16G3	Título de Propiedad	Riesgo país
Ministerio de Hacienda (Gobierno)	CRG0000C49G2	Bono deuda externa Costa Rica	Riesgo país
Banco Nacional de Costa Rica	00BNCR0C12E6	Certificado Depósito a Plazo	SCR 2+
Banco Crédito Agrícola de Cartago	-	Certificado Depósito a Plazo	AA(cri)+
<b>CRICSA</b>			
BN Sociedad de Fondos de Inversión, S.A.	45327	Fondos de inversión Diner Fondos Colones	SCR AAF 2+

\*\*\* De acuerdo con la información de la SUGEVAL no se califica.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

**Exposición al Riesgo Liquidez**

Los siguientes son los vencimientos contractuales de los pasivos financieros, incluyendo los pagos estimados de intereses y excluyendo el impacto de los acuerdos por compensación:

Proyección servicio de deuda		Valor en libros	Flujos de efectivo contractuales	6 meses o menos	6-12 meses	1-2 años	2-5 años	Más de 5 años
ICE	¢	1.111.486	1.111.486	54.636	66.682	242.358	361.581	386.229
RACSA		16.541	16.541	1.832	1.833	6.633	5.786	457
CNFL		57.437	57.437	4.707	4.707	6.040	19.517	22.466
Total Grupo ICE	¢	1.185.464	1.185.464	61.175	73.222	255.031	386.884	409.152

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

A continuación se presentan el detalle de las líneas de crédito con instituciones financieras adquiridas durante el año terminado al 31 de diciembre del 2009 y 2010:

<b>Entidad Bancaria</b>	<b>Moneda</b>	<b>Tasa de Interés</b>	<b>Fecha desembolso</b>	<b>Fecha vencimiento</b>	<b>Fecha vencimiento por renovación</b>	<b>Monto Desembolso</b>
<b>Citibank</b>	US Dólares	Libor + 7,80% = 8,96%	02/01/2009	13/03/2009	-	10
<b>BICSA</b>	US Dólares	Tasa fija 4,5% dólares	16/01/2009	03/04/2009	-	5
<b>Bnp Paribas</b>	US Dólares	Libor + 2% = 3,58% renovación	-	-	19/03/2009	15
		Libor + 3,60 = 4,89% renovación	-	-	14/06/2009	-
		Libor +4,20% = 4,81% renovación	-	-	15/09/2009	-
		Libor +4,20% = 4,57% renovación	-	-	31/12/2009	-
<b>Bladex</b>	US Dólares	Libor (6 meses) + 4,50% = 6,06%	23/01/2009	22/06/2009	-	25
		Libor (3 meses) + 4,75% = 6,08%	12/03/2009	10/06/2009	-	10
		Libor (3 meses) + 5,125% = 6,04%	13/05/2009	11/08/2009	-	15
		Libor (3 meses) + 4,90% = 5,54%	12/06/2009	10/09/2009	-	10
		Libor (3 meses) + 4,35% = 4,67%	13/08/2009	14/10/2009	-	15
		Libor (3 meses) + 4,35% = 4,71%	31/08/2009	16/12/2009	-	20
<b>Instituto Nacional de Seguros</b>	Colones	Libor (2 meses) + 3,95% = 4,20%	14/10/2009	14/12/2009	-	15
		Tasa Básica Pasiva BCCR + 3,50% = 14,75	04/02/2009	06/03/2009	-	31
<b>Banco Nacional de Costa Rica</b>	Colones	Tasa Básica Pasiva BCCR + margen = 14%	12/03/2009	12/06/2009	-	10
		Tasa piso 12%, Tasa fija 13,50%	12/06/2009	14/09/2009	-	10

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Entidad bancaria	Propósito	Moneda	Tasa interés	Monto aprobado	Fecha desembolso	Monto desembolso	Fecha vencimiento	Monto cancelación/renovación	Fecha cancelación	Fecha renovación	Monto adeudado	
Citibank	Capital de trabajo	Dólares	Libor 3M+ 2,1% = 0,40906+2,1 =2,50906	50	30/04/2010	13	29/07/2010	13	29/07/2010	-	-	
			Libor 3M+ 2,1% = 0,59956+2,1 =2,69956			14/06/2010	6	10/09/2010	6	10/09/2010	-	-
Scotiabank	Apertura y refinanciamiento cartas de crédito, capital de trabajo, emisión de garantías de cumplimiento	Dólares	Tasa fija de 2,60%	50	14/06/2010	11	14/09/2010	11	14/09/2010	-	-	
BNP Paribas	Apertura y refinanciamiento cartas de crédito y capital de trabajo	Dólares	Libor 3M+ 2,0% = 2,36088%	30	18/03/2010	15	16/06/2010	15	16/06/2010	-	-	
			Libor 6M+ 2,1% =			16/06/2010	15	13/12/2010	15	13/12/2010	-	-
Bladex	Apertura y refinanciamiento cartas de crédito y capital de trabajo	Dólares	Libor (5 m) +3,25% = 3,58125%	65	26/02/2010	15	26/07/2010	15	26/07/2010	-	-	
			Libor (3 m) + 2,30% = 2,60531%			20/04/2010	15	19/07/2010	15	19/07/2010	-	-
			Libor (3 m) + 2,10% = 2,63644%			14/06/2010	8	13/09/2010	8	13/09/2010	-	-
			Libor (3 m) + 1,75% = 2,27125%			20/07/2010	5	18/10/2010	5	18/10/2010	-	-
			Libor (3 m) + 1,50% = 1,99313%			27/07/2010	15	25/10/2010	15	25/10/2010	-	-
			Libor (3 m) + 1,50% = 1,98125%			29/07/2010	10	27/10/2010	10	27/10/2010	-	-
			Libor (3 m) + 1,50% = 1,79219%			14/09/2010	6	13/12/2010	6	13/12/2010	-	-
			Libor (3 m) + 1,30% = 1,58906%			15/10/2010	15	28/12/2010	15	28/12/2010	-	-
			Libor (2 m) + 1,30% = 1,57297%			19/10/2010	5	28/12/2010	5	28/12/2010	-	-
Banco HSBC	Capital de trabajo y emisión de garantías de cumplimiento	Dólares	Libor (3m) + 2,34 = 2,65%	60	20/04/2010	10	20/07/2010	10		20/07/2010	-	
			Libor (3m) + 2,29 = 2,65%			06/05/2010	15	06/08/2010	15	06/08/2010	-	-
			Tasa fija de 1,75%			20/07/2010	10	20/10/2010	10	20/10/2010	-	-
			Tasa fija de 1,90%			31/08/2010	12	01/12/2010	12	01/12/2010	-	-
			Libor (3m) + 1,40 = %			15/10/2010	10	28/12/2010	10	28/12/2010	-	-
			Tas fija de 1,65%			22/10/2010	10	28/12/2010	10	28/12/2010	-	-
			Libor (2m) + 1,38 = %			23/10/2010	14	28/12/2010	14	28/12/2010	-	-
			Tas fija de 1,65%			28/12/2010	10	31/03/2011	0	31/03/2011	-	10
Global Bank	Capital de trabajo	Dólares	Libor (3m) + 2 = 2,65%	10	20/07/2010	10	18/10/2010	10	18/10/2010	-	-	
Mercantil Co	Capital de trabajo, apertura y financiamiento de cartas de crédito	Dólares	Libor (3m) 0,43469% + 1,70% = 2,13469%	15	05/08/2010	3	03/11/2010	3	03/11/2010	-	-	
			Libor (3m) 0,29219% + 1,50% = 1,79219%			14/09/2010	5	13/12/2010	5	13/12/2010	-	-

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

La siguiente tabla indica los períodos en los que se producen los flujos de efectivo asociados con instrumentos financieros derivados:

En millones de colones	Valor en Libros	Flujos de Efectivo Esperados	6 meses o menos	6-12 meses	1-2 años	2-5 años	Más de 5 años
<b>Cross Currency Swap</b>							
Activos	¢ 4.688	18.143	681	1.128	2.155	6.294	7.885
<b>Swap</b>							
Activos	104	1.110	153	232	381	344	-
<b>Forward Stating Swap</b>							
Pasivos	(2.535)	292	1.194	951	2.123	(166)	(3.810)
<b>Plain Vanilla Swap</b>							
Pasivos	¢ (10.851)	9.588	2.088	1.793	3.404	2.468	(165)

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Exposición al Riesgo de Moneda**

La exposición del Grupo ICE a riesgos en moneda extranjera es la siguiente:

Activo	Saldos en moneda extranjera							
	Dólares		Yenes		EUROS		SEK	
	31 de diciembre de 2010	2009	31 de diciembre de 2010	2009	31 de diciembre de 2010	2009	31 de diciembre de 2010	2009
<b>ICE</b>								
Inversiones a largo plazo	3	-	-	-	-	-	-	-
Efectos por cobrar	5	5	-	-	-	-	-	-
Bancos e inversiones transitorias	70	32	-	-	-	-	-	-
Fondos de uso restringido	2	2	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar por servicios prestados	26	21	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar no comerciales	1	3	-	-	-	-	-	-
Garantías recibidas en valores	1	-	-	-	-	-	-	-
Valoración de instrumentos financieros derivados	9	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total activos en moneda extranjera ICE</b>	<b>117</b>	<b>63</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>RACSA</b>								
Bancos e inversiones transitorias	1	1	-	-	-	-	-	-
Inversiones a largo plazo	1	2	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar	1	1	-	-	-	-	-	-
<b>Total activos en moneda extranjera RACSA</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>CNFL</b>								
Bancos e inversiones transitorias	3	4	-	-	-	-	-	-
Cuentas y documentos por cobrar	4	4	-	-	-	-	-	-
Garantías de compromisos ambientales	1	1	-	-	-	-	-	-
<b>Total activos en moneda extranjera CNFL</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total activos en moneda extranjera Grupo ICE</b>	<b>128</b>	<b>76</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pasivo</b>								
<b>ICE</b>								
Títulos valores por pagar	389	201	-	-	-	-	-	-
Efectos por pagar largo plazo y corto plazo	1.260	925	7.072	10.583	2	2	-	-
Depósitos recibidos en garantía	1	1	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar	80	88	48	124	15	23	-	1
Gastos financieros acumulados por pagar	20	18	-	-	-	-	-	-
Ingresos recibidos por adelantado	12	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos de particulares	2	2	-	-	-	-	-	-
Provisiones	11	2	-	-	-	-	-	-
Valoración de instrumentos financieros derivados	26	15	-	-	-	-	-	-
<b>Total pasivo por moneda</b>	<b>1.801</b>	<b>1.252</b>	<b>7.120</b>	<b>10.707</b>	<b>17</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>Exceso de pasivos sobre activos</b>	<b>1.684</b>	<b>1.189</b>	<b>7.120</b>	<b>10.707</b>	<b>17</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>RACSA</b>								
Efectos por pagar largo plazo y corto plazo	16	7	-	-	-	-	-	-
Depósitos recibidos en garantía	1	1	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar	1	1	-	-	-	-	-	-
Gastos financieros acumulados por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total pasivo por moneda</b>	<b>18</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Exceso de pasivos sobre activos</b>	<b>15</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>CNFL</b>								
Efectos por pagar largo plazo y corto plazo	39	41	-	-	-	-	-	-
Gastos financieros acumulados por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total pasivo por moneda</b>	<b>39</b>	<b>41</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Exceso de pasivos sobre activos</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total pasivos en moneda extranjera Grupo ICE</b>	<b>1.858</b>	<b>1.302</b>	<b>7.120</b>	<b>10.707</b>	<b>17</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>Exceso de pasivos sobre activos Grupo ICE</b>	<b>1.730</b>	<b>1.226</b>	<b>7.120</b>	<b>10.707</b>	<b>17</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>1</b>

Los montos se presentan en la moneda de origen que se indica.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Las partidas en U.S. dólares se actualizaron al tipo de cambio de venta del colón con respecto al dólar, que al 31 de diciembre del 2010, se estableció en ¢518.09 (¢571.81 en el 2009), respectivamente.

Las principales tasas de cambio utilizadas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detallan como sigue:

Nombre de la Moneda	Tipo de cambio al US \$	
	Al 31 diciembre 2010	Al 31 diciembre 2009
Corona Sueca	6,71	7,16
Euro	1,34	1,43
Colones	518,09	571,81
Yen Japonés	81,12	93,02

El ICE actúa de conformidad con lo dispuesto en la Ley 7558 del 27 de noviembre de 1995, Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica (BCCR) para operaciones con divisas. El artículo 89 de esa ley menciona lo siguiente “Las instituciones del sector público no bancario efectuarán sus transacciones de compra y venta de divisas por medio del BCCR o de los bancos comerciales del Estado...”.

### Análisis de Sensibilidad

El fortalecimiento en el colón costarricense ante las monedas mencionadas al 31 de diciembre de 2010; habría variado el patrimonio y los resultados en los montos que se muestran a continuación:

	Efectos en resultados:	
	Ingresos (Gasto)	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Yenes/Colón (Fortalecimiento del 10 por ciento)	¢ (4.134)	6.582
EUROS/Colón (Fortalecimiento del 10 por ciento)	(644)	(2.246)
SEK/Colón (Fortalecimiento del 10 por ciento)	-	(514)
USD/Colón (Fortalecimiento del 10 por ciento)	(87.229)	(68.065)
<b>Efecto neto ICE</b>	<b>¢ (92.007)</b>	<b>(64.243)</b>
<b>RACSA</b>		
USD/Colón (Fortalecimiento del 10 por ciento)	(1.493)	(546)
<b>Efecto RACSA</b>	<b>¢ (1.493)</b>	<b>(546)</b>
<b>CNFL</b>		
USD/Colón (Fortalecimiento del 10 por ciento)	(3.146)	(3.259)
<b>Efecto CNFL</b>	<b>¢ (3.146)</b>	<b>(3.259)</b>
<b>Efecto neto Grupo ICE</b>	<b>¢ (96.646)</b>	<b>(68.048)</b>

Este análisis se basa en una variación en la tasa de cambio de moneda extranjera que el ICE considera como razonablemente posible al término del período sobre el que se debe informar, para lo cual se toma como referencia las tasas de cambio que se mencionan en el apartado anterior. Este análisis supone que todas las otras variables, particularmente las tasas de interés, se mantienen constantes.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

El Grupo ICE mantiene activos y pasivos importantes, representados principalmente por inversiones transitorias, inversiones a largo plazo, así como títulos valores por pagar, y efectos por pagar, obtenidas para la financiación de sus operaciones comerciales, los cuales están sujetos a variaciones en las tasas de interés.

Con relación a los activos y pasivos financieros, un detalle de las tasas se encuentra en las siguientes notas:

	<b>Nota</b>
Inversiones transitorias	12
Inversiones a largo plazo	8
Títulos valores por pagar	21
Efectos por pagar	22

**Análisis de Sensibilidad**

En la administración de los riesgos de tasa de interés, el Grupo ICE intenta reducir el impacto de las fluctuaciones a corto plazo en las utilidades del Grupo. En relación con inversiones transitorias, inversiones a largo plazo, así como títulos valores por pagar, y efectos por pagar, cambios permanentes en las tasas de interés tendrían un impacto en las utilidades.

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2010, se estima que un aumento general de un punto porcentual en las tasas de interés habría significado una variación según detalle siguiente:

	Efectos en resultados:	
	Ingreso (gasto)	
	2010	2009
<b>ICE</b>		
Inversiones transitorias (Fortalecimiento del 1 por ciento)	¢ 1.715	903
Inversiones financieras a largo plazo (Fortalecimiento del 1 por ciento)	47	15
Efectos por cobrar largo plazo (Fortalecimiento del 1 por ciento)	3	5
Títulos valor por pagar (Fortalecimiento del 1 por ciento)	(3.585)	(2.024)
Efectos por pagar largo plazo (Fortalecimiento del 1 por ciento)	(6.419)	(6.291)
Efectos por pagar corto plazo (Fortalecimiento del 1 por ciento)	(622)	-
<b>Efecto neto ICE</b>	<b>(8.861)</b>	<b>(7.392)</b>
<b>RACSA</b>		
Inversiones transitorias (Fortalecimiento del 1 por ciento)	14	34
Efectos por pagar largo plazo (Fortalecimiento del 1 por ciento)	(159)	(74)
<b>Efecto RACSA</b>	<b>(145)</b>	<b>(40)</b>
<b>CNFL</b>		
Títulos valor por pagar (Fortalecimiento del 1 por ciento)	(210)	(2.543)
Efectos por pagar largo plazo (Fortalecimiento del 1 por ciento)	(364)	(418)
<b>Efecto CNFL</b>	<b>(574)</b>	<b>(2.961)</b>
<b>Efecto neto Grupo ICE</b>	<b>¢ (9.580)</b>	<b>(10.393)</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

**Nota 39. Segmentos de operación del ICE**

Los segmentos son componentes identificables del ICE que proveen bienes y servicios relacionados (segmento de negocio), y que están sujetos a riesgos y rendimientos diferentes a los de otros segmentos. Los segmentos de negocios se determinan con base en la estructura organizativa e informativa interna del ICE.

Los resultados, activos y pasivos del segmento incluyen partidas directamente atribuibles a un segmento, así como aquellas que pueden ser atribuibles de una manera razonable.

Los segmentos identificados por el ICE son: Segmento ICE Telecomunicaciones y Segmento ICE Electricidad.

La información para esos segmentos se detalla a continuación:

**Segmento ICE Electricidad**

Balance de Situación		31 de diciembre	
		2010	2009
Inmuebles maquinaria y equipo	¢	2.555.850	2.373.330
Inversiones y cuentas por cobrar largo plazo		302.623	286.425
Activo circulante		265.308	174.957
Otros activos		278.975	212.238
<b>Total Activo</b>		<b>3.402.756</b>	<b>3.046.950</b>
Pasivo largo plazo		1.035.935	909.990
Pasivo corto plazo		294.149	197.344
Otros pasivos		96.007	82.994
<b>Total Pasivo</b>		<b>1.426.091</b>	<b>1.190.328</b>
<b>Patrimonio</b>		<b>1.976.665</b>	<b>1.856.622</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	¢	<b>3.402.756</b>	<b>3.046.950</b>

Estado de ingresos y gastos		Por el año terminado al 31 de diciembre de	
		2010	2009
Ingresos de operación	¢	803.228	771.289
Costos y gastos de operación		738.625	685.640
<b>Excedente (Pérdida) de Operación</b>		<b>64.603</b>	<b>85.649</b>
Otros productos		83.722	21.640
Otros productos por fluctuaciones cambiarias		112.464	7.921
Gastos financieros		41.960	34.065
Otros gastos		76.689	14.945
Otros gastos por fluctuaciones cambiarias		29.900	22.266
Participación en utilidad de subsidiarias		8.275	5.486
<b>Excedente antes de impuesto sobre la renta</b>		<b>120.515</b>	<b>49.419</b>
Impuesto diferido		5	24
<b>Excedente (Pérdida) Neto</b>	¢	<b>120.520</b>	<b>49.443</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

## Segmento ICE Telecomunicaciones

Balance de Situación		31 de diciembre de	
		2010	2009
Inmuebles maquinaria y equipo	¢	1.105.862	1.067.869
Inversiones y cuentas por cobrar largo plazo		94.069	100.751
Activo circulante		271.717	216.083
Otros activos		104.959	97.352
<b>Total Activo</b>		<b>1.576.607</b>	<b>1.482.057</b>
Pasivo largo plazo		145.068	91.652
Pasivo corto plazo		86.603	78.499
Otros pasivos		79.979	69.902
<b>Total Pasivo</b>		<b>311.650</b>	<b>240.053</b>
<b>Patrimonio</b>		<b>1.264.957</b>	<b>1.242.004</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	¢	<b>1.576.607</b>	<b>1.482.057</b>

Estado de ingresos y gastos		Por el año terminado al 31 de diciembre de	
		2010	2009
Ingresos de operación	¢	493.176	429.621
Costos y gastos de operación		485.407	414.630
<b>Excedente (Pérdida) de Operación</b>		<b>7.769</b>	<b>14.990</b>
Otros productos		16.021	15.279
Otros productos por fluctuaciones cambiarias		16.957	1.856
Gastos financieros		4.476	2.041
Otros gastos		460	219
Otros gastos por fluctuaciones cambiarias		8.735	3.610
Participación en utilidad de subsidiarias		(4.887)	766
<b>Excedente antes de impuesto sobre la renta</b>		<b>22.189</b>	<b>27.021</b>
Impuesto sobre la renta		-	(586)
Impuesto diferido		-	69
Interés minoritario (1,4%)		-	-
<b>Excedente (Pérdida) Neto</b>	¢	<b>22.189</b>	<b>26.504</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***Eliminaciones entre segmentos**

<b>Balance de Situación</b>		<b>31 de diciembre de</b>	
		<b>2010</b>	<b>2009</b>
Inmuebles maquinaria y equipo	¢	(5.094)	6.793
Inversiones y cuentas por cobrar largo plazo		(385.970)	(381.840)
Activo circulante		(82.708)	(71.434)
Otros activos		(2.998)	(12.961)
<b>Total Activo</b>		<b>(476.770)</b>	<b>(459.442)</b>
Pasivo largo plazo		(66.640)	(78.069)
Pasivo corto plazo		(77.058)	(65.325)
Otros pasivos		-	-
<b>Total Pasivo</b>		<b>(143.698)</b>	<b>(143.394)</b>
<b>Patrimonio</b>		<b>(333.072)</b>	<b>(316.048)</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	¢	<b>(476.770)</b>	<b>(459.442)</b>
		<b>Por el año terminado al 31 de diciembre de</b>	
<b>Estado de ingresos y gastos</b>		<b>2010</b>	<b>2009</b>
Ingresos de operación	¢	(201.036)	(182.104)
Costos y gastos de operación		(202.551)	(192.661)
<b>Excedente (Pérdida) de Operación</b>		<b>1.515</b>	<b>10.557</b>
Otros productos		(3.380)	(5.435)
Otros productos por fluctuaciones cambiarias		-	(514)
Gastos financieros		(882)	(714)
Otros gastos		(796)	(736)
Otros gastos por fluctuaciones cambiarias		-	(2.308)
Participación en utilidad de subsidiarias		(3.388)	(6.252)
<b>Excedente antes de impuesto sobre la renta</b>		<b>(2.987)</b>	<b>5.587</b>
Impuesto sobre la renta		-	252
Impuesto diferido		-	(93)
Interés minoritario (1,4%)		(118)	(78)
<b>Excedente (Pérdida) Neto</b>	¢	<b>(3.105)</b>	<b>5.668</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)**Nota 40. Pasivos contingentes**

I. Un detalle de los procesos judiciales vigentes al 31 de diciembre del 2010 que mantiene el ICE se presenta a continuación:

Proceso	Sector	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	31 de diciembre de	
				2010	2009
				Provisión litigios	
<b>Activos Contingentes - demandas presentadas por el ICE:</b>					
Ordinario - Lesividad	Telecomunicaciones	Incumplimiento contractual. En espera de resolución del juez ante defensas previas presentadas por el	¢ 2.089	-	-
Prevalicato	Electricidad	Causa contra los ex- reguladores, discutiéndose el tema de las costas personales derivadas del desistimiento del ICE. Proceso en casación	1.200	-	-
Ordinario	Telecomunicaciones	Por incumplimiento contractual del contrato de la emisión de las guías telefónicas. El proceso se encuentra en la fase de audiencia preliminar	8.665	-	-
Cobro Judicial	Electricidad	Cobro judicial por facturación pendiente de pago. El Tribunal Primero Civil de San José resolvió el recurso de apelación interpuesto por el representante de la compañía demandada.	1.502	-	-
Penal	Telecomunicaciones	El ICE solicita indemnización a cargo de la compañía demandada y sus subsidiarias y otros en ocasión de los diversos daños provocados al ICE por violación entre otras de la denominada Ley Rico (Ley Norteamericana contra actos ejecutados como parte de las operaciones de organizaciones criminales). El juez de primera instancia rechazó el conocimiento de la demanda en aplicación de la doctrina del foro no conveniente. La decisión del juez está en apelación en la Corte del Tercer Distrito de Miami.	39.000	-	-
Expropiación	Electricidad	Expropiación para la adquisición de terreno necesario para la ubicación de la futura subestación del Coyal de Alajuela. Se encuentra en espera de audiencia preliminar	716	-	-
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	Fraude por by pass. Pendiente la notificación de la demanda	947	-	-
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	Fraude por by pass. Pendiente la notificación de la demanda	878	-	-
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	Fraude por by pass. Pendiente la notificación de la demanda	569	-	-
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	Fraude por by pass. Pendiente la notificación de la demanda	1.225	-	-
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	Fraude por by pass. Pendiente la notificación de la demanda	1.054	-	-
<b>Total Activos Contingentes</b>			¢ <b>57.845</b>	-	-

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Proceso	Sector	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	31 de diciembre de	
				2010	2009
				Provisión litigios	
Arbitral	Electricidad	La Compañía demandante reclama el pago debido por un supuesto contrato de compraventa. El ICE interpuso recurso de revocatoria y apelación en subsidio contra la resolución que declaró sin lugar la excepción de incompetencia	4.231	-	-
Administrativo Sancionatorio	Electricidad - Telecomunicaciones	El 17 de setiembre de 2009, se notifica al ICE, el traslado de cargos, referente al período diciembre 2007, en el impuesto general sobre las ventas y el cual a la fecha se encuentra en fase de controversia. El saldo de la provisión al 31 de diciembre de 2010 es de 447 (349 en el 2009) para el sector Electricidad y 179 (137 en el 2009) del sector de Telecomunicaciones.	1.518	626	486
Administrativo Sancionatorio	Electricidad - Telecomunicaciones	En el 2005 se notificaron los traslados de cargos, para los períodos de setiembre 1999 a diciembre 2000, ambos inclusive; correspondientes al impuesto por retenciones en la fuente (por concepto de excedentes, salarios y remesas al exterior) por ₡ 338, más intereses y sanciones y al impuesto general sobre las ventas por ₡ 1.251, más intereses y sanciones. Asimismo en el 2006, para los períodos de enero 2001 a diciembre 2003, ambos inclusive, se notificaron los traslados de cargos correspondientes al impuesto por retenciones en la fuente (por concepto de excedentes, salarios y remesas al exterior) por ₡ 6.308, más intereses y sanciones; y al impuesto general sobre las ventas por ₡ 4.136, más intereses y sanciones. A finales de 2007 se canceló, bajo protesta, el monto total del impuesto determinado para dichos traslados de cargos, periodos 1999-2000 y 2001-2003, junto con sus intereses a la fecha. Actualmente este caso se encuentra en apelación. El saldo de la provisión al 31 de diciembre de 2010 es de 535 para el sector Electricidad; 1.755 en el 2009 para Electricidad y 840 para el sector de Telecomunicaciones.	14.018	535	2.595
Ejecución de Sentencia	Electricidad	Honorarios de los abogados del caso de los ex - reguladores, condenatoria en costas. Impugnación de resolución, se presentó gestión de prejudicialidad.	924	924	-
Ordinario Contencioso	Electricidad	En este caso hubo demanda del ICE por pagos de multas pendientes y por parte del demandante por incumplimiento contractual. Sentencia de primera instancia parcialmente con lugar a favor del demandante Sentencia de segunda instancia revoca parcialmente la de primera instancia y acoge demanda del ICE casi en todos sus extremos con excepción de un aspecto relacionado con reajuste de precios que declaró a favor de la demandante pero que esta última debe probar en ejecución de sentencia. La Sala Primera confirmó sentencia de segunda instancia a favor del ICE. Actualmente recabando pruebas para presentar ejecución de sentencia y liquidación de costas.	2.357	2.357	2.357
Ordinario	Telecomunicaciones	El actor solicita indemnización a cargo de anterior compañía encargada de emisión de páginas amarillas e ICE por las supuestas pérdidas ocasionadas a la empresa como consecuencia del incumplimiento contractual de esa compañía con el ICE. El contrato de referencia es el contrato de Guía Telefónica. El Tribunal de Apelaciones confirmó la litis consorcio pasivo necesaria, en consecuencia se debe incorporar al proceso a la compañía relacionada en República Dominicana, de modo que se le deben otorgar a ésta los plazos para contestar la demanda y otras incidencias del proceso.	34.309	-	-
Ordinario	Electricidad	El actor demanda al ICE por los efectos de una modificación tarifaria del Sector Eléctrico. Aún no concluye la etapa procesal de audiencia preliminar, se han llevado a cabo dos audiencias y se está a la espera de que se señale la fecha para la celebración de la tercera	1.326	662	-
Ordinario	Telecomunicaciones	El actor solicita indemnización a cargo del ICE en ocasión de la resolución contractual en sede administrativa. A la espera que se dicte la resolución que concluye la audiencia preliminar	14.283	-	-
Subtotal - Pasan ₡			72.966	5.104	5.438

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Proceso	Sector	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	31 de diciembre de		
				2010	2009	
				Provisión litigios		
			Vienen ¢	72.966	5.104	5.438
Ordinario	Telecomunicaciones	Incumplimiento contractual. El atraso en la entrega y puesta en funcionamiento de los equipos para la instalación de la red de Internet de Avanzada provocó que la empresa demandante de origen costarricense fuera multada al pago de US\$2.6 millones. Sin embargo, aunque la demandante realizó el depósito, sus representantes decidieron dar una lucha legal para reducir el monto. En espera de sentencia de primera instancia.	1.494	-	-	
Ordinario	Telecomunicaciones	Los daños y perjuicios que se reclaman accesoriamente se originan en la imposición de la multa y su posterior pago por parte de la demandante. Asimismo se reclama el daño moral irrogado. En espera de sentencia de primera instancia.	4.501	-	-	
Ordinario	Telecomunicaciones	Anulación de actos administrativos y pago de impuestos de ventas por cabinas telefónicas arrendadas. Se llegó a un arreglo extrajudicial al que arribaron las partes.	1.145	-	-	
Ordinario	Dirección de Administración de Bienes Inmuebles	Solicitan que el ICE sea declarado culpable de adueñarse sin derecho de un inmueble de su propiedad en Tamarindo. El ICE fue condenado a indemnizarles. En etapa de ejecución.	578	578	578	
Ordinario	Electricidad	Anulación de actos administrativos y pago de daños y perjuicios demostrables en la ejecución de sentencia por desmovilización de una excavadora en el Proyecto Miravalles. Este proceso cuenta con fallo de segunda instancia actualmente está en casación.	1.051	951	-	
Ordinario	Electricidad	Solicitan el cobro de los daños al ICE y otros por impedirle a la compañía demandante desarrollar una actividad productiva por supuesta contaminación. En virtud de que según el mismo Estado (por intermedio del Poder Judicial – Sala Constitucional), todas las instituciones antes indicadas aplicaron incorrectamente sus conocimientos técnicos y profesionales.	4.848	970	-	
Ordinario	Electricidad	Pretende indemnización por fallido proyecto de generación paralela. Actualmente, en apelación luego de que se condenó al ICE.	518	518	423	
Ordinario	Electricidad	Alegan daños y devaluación de propiedades por una antena del ICE. Ejecución de sentencia a favor del ICE. Tal provisión se reversó en el 2010, el monto se revela de conformidad a las políticas contables.	1.186	-	-	
Ordinario	Electricidad	Anulación de actos administrativos y pago de daños y perjuicios por destitución del actor del Fondo de Garantías y Ahorro. Se declaró con lugar la demanda y se condenó al ICE al pago de daños, perjuicios y costas. El ICE presentó recurso de apelación ante el Tribunal Contencioso y se está a la espera de lo que resuelva.	127	127	55	
Ordinario	Telecomunicaciones	Anulación de actos administrativos y pago de daños y perjuicios por destitución del actor del Fondo de Garantías y Ahorro. Se declaró con lugar la demanda y se condenó al ICE al pago de daños, perjuicios y costas. El ICE presentó recurso de apelación ante el Tribunal Contencioso y se está a la espera de lo que resuelva.	123	123	70	
Ordinario	Telecomunicaciones	Corresponde a un proceso ordinario, del despacho judicial-Juzgado Contencioso, por el caso de anulación de actos administrativos mediante los cuales el ICE, aplicó tres cobros de multas por incumplimiento de contrato. Pendiente ejecución de sentencia.	266	266	-	
Subtotal - Pasan ¢			<u>88.802</u>	<u>8.637</u>	<u>6.564</u>	

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Proceso	Sector	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	31 de diciembre de		
				2010	2009	
			Vienen ¢	88.803	8.637	6.564
Ordinario	Electricidad	La parte actora presentó recurso de apelación contra la resolución No.1878-2010 del 24-06-2010, en la cual se aprobó el monto de los intereses y costas procesales que debe pagar el ICE, por lo que actualmente se esta a la espera de lo que resuelva el Tribunal Contencioso. La cuantía es inestimable, por cuanto está por ser definida por el Tribunal Contencioso Administrativo.	-	-	-	453
Cobro Judicial	Electricidad	El área de Cobro Judicial tramita los procesos ejecutivos, con el fin de recuperar las deudas pendientes por liquidación de los servicios eléctricos. El ICE tiene 4.224 procesos al 31 diciembre 2010. La División Jurídica Institucional estima que el 95% de las sentencias serán favorables y el restante 5% desfavorable, en razón de aspectos varios relacionados con los detalles de las deudas, prescripción, falta de documentación.	2.326	-	-	-
Cobro Judicial	Telecomunicaciones	El área de Cobro Judicial tramita los procesos ejecutivos, con el fin de recuperar las deudas pendientes por liquidación de los servicios telefónicos. El ICE tiene 7.510 procesos al 31 diciembre 2010. La División Jurídica Institucional estima que el 95% de las sentencias serán favorables y el restante 5% desfavorable, en razón de aspectos varios relacionados con los detalles de las deudas, prescripción, falta de documentación.	1.233	-	-	-
Expropiaciones		Al 31 de diciembre de 2010 existen 350 procesos judiciales que obedecen al trámite judicial del avalúo confeccionado por parte de peritos del ICE, para expropiación forzosa, a fin de lograr obtener la entrada en posesión y poner a derecho los inmuebles requeridos por las diferentes obras que se desarrollan. Estos procesos no se lograron formalizar administrativamente, ya sea por inconvenientes legales, o por la no aceptación del avalúo.	3.034	-	-	-
<b>Total Pasivos Contingentes - ICE (véase nota 25)</b>			¢	<b>153.241</b>	<b>8.637</b>	<b>7.017</b>

Proceso	Subsidiaria	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	31 de diciembre de		
				2010	2009	
<b>Activos Contingentes - demandas presentadas por La CNFL:</b>						
	CNFL	Se realiza un juicio a entidad aseguradora para recuperar lo invertido en la corrección de daños ocasionados por el deslizamiento y que no fueron cubiertos por la póliza. La entidad aseguradora depositó en el juzgado el 78% del total demandado, registrándose como cuenta por cobrar. En segunda instancia se resolvió favorablemente.	5.298	4.144	4.144	4.144
<b>Total activos contingentes subsidiarias</b>			¢	<b>5.298</b>	<b>4.144</b>	<b>4.144</b>

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Proceso	Subsidiaria	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	31 de diciembre de	
				2010	2009
				Provisión litigios	
<b>Pasivos Contingentes - demandas presentadas en contra de la CNFL:</b>					
Ordinario	CNFL	Demanda contra la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A por parte de los Accionistas Minoritarios por ocasión de la donación de un lote a la Fundación Consejo de la Tierra los Hernamos, S.A., la cual fue autorizada por la asamblea legislativa. Al 31 de diciembre de 2010, no existe sentencia ni liquidación de extremos.	¢ 700	-	-
Ordinario	CNFL	La Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A presentó un proceso especial de consignación de pago, a razón de una indemnización por inundación en una propiedad alrededor del Lago Cote, por un proyecto Hidroeléctrico y el actor no esta de acuerdo con la suma establecida.	691	231	-
Ordinario	CNFL	Rechazo por parte de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A ante el reclamo por ocasión de la ejecución del contrato de Obra para la Construcción, diseño, puesta en marcha y operación de una Planta Hidroeléctrica.	450	281	-
Ordinario	CNFL	Se inicia un proceso para el cobro por parte de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A a un tercero por concepto de multas en la ejecución del proyecto Subterráneo Eléctrico para la ciudad de San Jose y por atrasos en la revisión y aprobación de la ingeniería.	3.508	-	-
Ordinario	CNFL	CNFL presentó una demanda contra un tercero para el cobro de 15 reclamaciones y devoluciones de multas, presentadas durante el proyecto de electrificación subterránea de San Jose. No existe sentencia ni liquidación de extremos.	5.189	-	-
Ordinario	CNFL	El actor solicita la ampliación del plazo de ejecución, que se declare la nulidad de algunas actuaciones de la Compañía Nacional de Fuerza y luz S.A, que se anulen las retenciones de multa y se devuelvan dicho dinero mas los intereses de ley. No existe sentencia ni liquidación de extremos.	366	-	-
Ordinario	CNFL	Dicha demanda tiene por objeto la declaración de la nulidad de las limitaciones impuestas en la Adenda No. 01 del contrato para el diseño, construcción y equipamiento y puesta en operación un de proyecto hidroeléctrico y sus anexos para el reconocimiento de reajustes de precios, por lo tanto la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A deberá cancelar a la actora dichos reajustes.	18.687	-	-
Ordinario	CNFL	El actor formuló medida cautelar contra la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A; por haberse ejecutado la garantía de cumplimiento y efectuado el cobro de multas, así mismo presento demanda formal cobrando daño emergente, lucro cesante y pérdida de oportunidad.	7.030	-	-
Ordinario	CNFL	Demanda efectuada por responsabilidad civil extracontractual por daños.	275	275	-
Subtotal - CNFL			¢ 36.896	787	-
<b>Pasivos Contingentes - demandas presentadas en contra de RACSA:</b>					
Ordinario	RACSA	Las pretensiones del recurrente consisten en cobrar un monto económico por un supuesto daño que RACSA ocasionó. Contestada negativamente, no hay embargos.	¢ 3.312	-	-
Arbitral	RACSA	La actora pretende el pago del mayor costo del papel que se suministró para la impresión de la guia telefonica ICE y desequilibrio en la ecuacion financiera del contrato. Se encuentra a la espera de que el tribunal dicte laudo arbitral.	777	-	-
Subtotal - RACSA			¢ 4.089	-	-
<b>Total pasivos contingentes subsidiarias</b>			¢ 40.985	787	-

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

El Grupo ICE ha incluido una provisión para contingencias, de acuerdo con la política indicada en la nota 3, para cubrir eventuales obligaciones que pudieran resultar de la resolución final de los procesos mencionados.

**Nota 41. Ley general de Telecomunicaciones**

La Ley General de Telecomunicaciones N° 8642 fue publicada en el diario oficial La Gaceta de 30 de Junio 2008, la misma establece los ámbitos y mecanismos de regulación de las telecomunicaciones, que comprende el uso y la explotación de las redes y la prestación de los servicios.

El objeto de esa Ley es establecer el ámbito y los mecanismos de regulación de las telecomunicaciones, que comprende el uso y la explotación de las redes y la prestación de los servicios de telecomunicaciones, así como:

- Garantizar el derecho de los habitantes a obtener servicios de telecomunicaciones.
- Asegurar la aplicación de los principios de universalidad y solidaridad del servicio de telecomunicaciones.
- Fortalecer los mecanismos de universalidad y solidaridad de las telecomunicaciones, garantizando el acceso a los habitantes que lo requieran.
- Proteger los derechos de los usuarios de los servicios de telecomunicaciones, asegurando eficiencia, igualdad, continuidad, calidad, mayor y mejor cobertura, mayor y mejor información, más y mejores alternativas en la prestación de los servicios, así como garantizar la privacidad y confidencialidad en las comunicaciones.
- Promover la competencia efectiva en el mercado de las telecomunicaciones, como mecanismo para aumentar la disponibilidad de servicios, mejorar su calidad y asegurar precios asequibles.
- Promover el desarrollo y uso de los servicios de telecomunicaciones dentro del marco de la sociedad de la información y el conocimiento y como apoyo a sectores como salud, seguridad ciudadana, educación, cultura, comercio y gobierno electrónico.
- Asegurar la eficiente y efectiva asignación, uso, explotación, administración y control del espectro radioeléctrico y demás recursos escasos.
- Incentivar la inversión en el sector de las telecomunicaciones.
- Procurar que el país obtenga los máximos beneficios del progreso tecnológico y de la convergencia.
- Lograr índices de desarrollo de telecomunicaciones similares a los países desarrollados.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Esa Ley indica que se otorgarán concesiones para el uso y la explotación de las frecuencias del espectro radioeléctrico, que es un bien de dominio público, que se requieran para la operación y explotación de redes de telecomunicaciones. Dichas concesiones habilitarán a su titular para la operación y explotación de la red. Por medio de los procedimientos previstos en esa Ley, no podrán otorgarse concesiones o autorizaciones relacionadas con la operación de redes públicas de telecomunicaciones asociadas únicamente con la prestación del servicio telefónico básico tradicional. De este proceso las posturas ganadoras fueron la empresa Claro CR Telecomunicaciones por US\$75 millones para una concesión y Azules y Platas (Telefónica) por US\$95 millones para otra concesión.

Esta Ley crea el Fondo Nacional de Telecomunicaciones (Fonatel), como instrumento de administración de los recursos destinados a financiar el cumplimiento de los objetivos de acceso universal, servicio universal y solidaridad y corresponde a la SUTEL la administración de los recursos de Fonatel.

Otras temas importantes de esa Ley son los siguientes:

- Los operadores de redes públicas y proveedores de servicios de telecomunicaciones disponibles al público, deberán garantizar el secreto de las comunicaciones, el derecho a la intimidad y la protección de los datos de carácter personal de los abonados y usuarios finales, mediante la implementación de los sistemas y las medidas técnicas y administrativas necesarias.
- Las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público serán establecidas inicialmente por la SUTEL, conforme a la metodología de topes de precio o cualquier otra que incentive la competencia y la eficiencia en el uso de los recursos, de acuerdo con las bases, los procedimientos y la periodicidad que se defina reglamentariamente.
- Se garantiza el acceso y la interconexión de redes públicas de telecomunicaciones, a fin de procurar la eficiencia, la competencia efectiva, la optimización del uso de los recursos escasos y un mayor beneficio para los usuarios. Los precios de interconexión deberán estar orientados a costos, y serán negociados libremente por los operadores entre sí, con base en la metodología que establezca la SUTEL.
- Se establece un canon correspondiente a la SUTEL por los servicios de Telecomunicaciones. El monto pagado durante el período 2010 asciende a ¢ 2.941 millones (¢ 1.551 millones durante el 2009).

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- Se constituye un canon de reserva del espectro radioeléctrico que establece que los operadores de redes y los proveedores de servicios de telecomunicaciones deben cancelar anualmente un canon de reserva del espectro radioeléctrico, cuyo objetivo la planificación, la administración, y el control del uso del espectro radioeléctrico y su recaudación está dirigida al financiamiento de las actividades que le corresponde desarrollar a la SUTEL. Se indican que serán sujetos pasivos los operadores de redes o proveedores de servicios de telecomunicaciones, a los cuales se haya asignado bandas de frecuencias del espectro radioeléctrico, independientemente de que hagan uso de dichas bandas o no. El monto a cancelar por este canon es calculado directamente por SUTEL y de acuerdo con sus parámetros. El plazo para presentar y pagar la declaración de este canon es de dos meses y quince días posteriores al cierre del respectivo periodo fiscal. El ICE presentó y pagó dicha declaración por primera vez, dada la determinación de SUTEL el 15 de marzo del 2011, por el monto de ¢577.

**Nota 42. Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector de Telecomunicaciones.**

La Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones N° 8660 fue publicada en el diario oficial La Gaceta de 13 de agosto de 2008, crea el Sector Telecomunicaciones y la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), que será el órgano encargado de regular, aplicar, vigilar y controlar el ordenamiento jurídico de las telecomunicaciones.

Los objetivos principales de esa Ley:

- Fortalecer, modernizar y dotar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a sus empresas y a sus órganos adscritos, de la legislación que le permita adaptarse a todos los cambios en el régimen legal de generación y prestación de los servicios de electricidad, así como de las telecomunicaciones, infocomunicaciones, productos y servicios de información y demás servicios en convergencia.
- Complementar el Decreto-Ley N.º 449, de 8 de abril de 1949, Reglamento para la creación del Instituto Costarricense de Electricidad, y sus reformas, para dotar al ICE de las condiciones jurídicas, financieras y administrativas necesarias para que continúe con la prestación y comercialización de productos y servicios de electricidad y telecomunicaciones, dentro del territorio nacional y fuera de él.
- Crear el Sector Telecomunicaciones y su rectoría, así como desarrollar las competencias y atribuciones que competen al Ministro Rector del Sector, quien en conjunto con el Presidente de la República, elaborará el Plan Nacional de Desarrollo de las Telecomunicaciones.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

- Flexibilizar y ampliar los mecanismos y procedimientos de contratación pública que tienen el ICE y sus empresas.
- Garantizar y reafirmar la autonomía administrativa y financiera del ICE y sus empresas.
- Garantizar la rendición de cuentas y la evaluación de resultados por parte del ICE y sus empresas.

La Ley autoriza al ICE a suscribir alianzas estratégicas, vender servicios de asesoramiento, consultoría, capacitación y cualquier otro producto o servicio afín, podrá implementar las prácticas comerciales usuales, elaborar promociones incluyendo la dotación, gratuita o no, de equipo terminal, descuentos, patrocinios, paquetes de servicio, entre otros. Adicionalmente, faculta al ICE para suscribir contratos de constitución de fideicomisos de cualquier índole, dentro del territorio nacional y fuera de él.

Adicionalmente se indica que, cuando el ICE y sus empresas actúen como operadores o proveedores en mercados nacionales competitivos de servicios y productos de telecomunicaciones o de electricidad, estarán sujetos al pago de los impuestos sobre la renta y de ventas. Se excluye del pago del impuesto sobre la renta el servicio telefónico básico tradicional.

Se establece que ni el Estado ni sus instituciones podrán imponer restricciones ni limitaciones financieras a las inversiones y al endeudamiento del ICE y sus empresas, que resulten ser ajenas o contrarias a esa Ley, ni podrán solicitar ni exigir transferencias, ni compra de bonos; en general, no se podrá obligar al ICE y sus empresas a mantener depósitos en cuenta corriente, ni en títulos del Gobierno.

Se faculta al ICE para negociar, contratar y ejecutar, de manera autónoma, endeudamientos internos y externos de mediano y largo plazo hasta un nivel de endeudamiento máximo del 45% en relación con sus activos totales. En caso de que el Grupo ICE requiera incrementar su endeudamiento en un porcentaje mayor que el mencionado, deberán someter sus requerimientos de financiamiento adicional a la autorización del Poder Ejecutivo del Gobierno de Costa Rica. Adicionalmente, podrá emitir todo tipo de títulos valores, en moneda nacional o extranjera, al interés, la tasa de amortización y el monto, que el Consejo Directivo determine de conformidad con la legislación aplicable. Dichos títulos tendrán la garantía que el ICE y sus empresas les señalen en el acuerdo de emisión; para ello, podrán titularizar sus ingresos actuales y futuros o sus bienes, mediante contratos financieros, tales como arrendamientos o fideicomisos, o podrá gravar sus bienes e ingresos.

El ICE y sus empresas contarán con una Junta de Adquisiciones Corporativa cuyo objetivo es ejecutar los procedimientos de contratación administrativa correspondientes, incluyendo la adjudicación y las impugnaciones.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

**Nota 43. Ley de Aguas**

El 28 de agosto de 1942 se publicó en el diario oficial La Gaceta, la Ley de Aguas N°276, la cual establece el marco regulatorio para la diferenciación de las aguas de dominio público y privado, los aprovechamientos comunes y especiales de las aguas públicas y otros asuntos de interés general.

Para el aprovechamiento de las aguas públicas por parte de empresas de interés público o privado se necesita de la autorización correspondiente, la cual concede el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET). Es responsabilidad de ese Ministerio disponer y resolver sobre el dominio, aprovechamiento, utilización, gobierno y vigilancia sobre las aguas de dominio público.

Según esta legislación, la duración de las concesiones se determinará, en cada caso, según las circunstancias y se fija como límite máximo el término de treinta (30) años.

En las concesiones de aprovechamiento de aguas públicas se entenderá comprendida la de los terrenos de dominio público, necesarios para la obra de la presa y de los canales y acequias. Respecto de los terrenos de propiedad del Estado, de los Municipios, de los pueblos y de los particulares, se procederá, según los casos, a imponer la servidumbre forzosa y realizar las expropiaciones correspondientes, con las formalidades de ley.

Asimismo, las aguas concedidas para un aprovechamiento, no podrán aplicarse a otro diverso sin la correspondiente autorización, la cual se otorgará como si se tratara de una nueva concesión.

Las concesiones para el aprovechamiento de aguas públicas para el desarrollo de fuerzas hidráulicas e hidroeléctricas para servicios públicos y particulares, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley de Aguas N°276, así como en la Ley del Servicio Nacional de Electricidad N° 258 de 18 de agosto de 1941, la cual indica principalmente que el Estado será quien ejerza el dominio y aprovechará, utilizará, gobernará o vigilará según sea el caso, todas las aguas y fuerzas hidráulicas y eléctricas de dominio público según la definición expuesta anteriormente.

Asimismo, según lo que establece la Ley N° 258, las concesiones y derechos para el aprovechamiento de las aguas y las fuerzas derivadas de las mismas así como el desarrollo, transmisión, transformación y distribución de fuerzas eléctricas de cualquier fuente de energía y que estén comprendidas en dicha Ley, solo pueden obtenerse condicionalmente y por tiempo limitado, el que no excederá de veinticinco (25) años.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)***Nota 44. Eventos subsecuentes****(i) Obligaciones contra empréstitos**

El ICE opta por un nuevo tipo de financiamiento denominada “Crédito de Proveedores”, el cual se refiere a contrataciones en las que, el mismo contratista o proveedor de bienes y/o servicios otorga el financiamiento y lo consigna de esta manera a través de la presentación de su propuesta al concurso en el que participa.

Para poner en práctica esta nueva forma de financiamiento, se ha establecido algunos lineamientos de aplicación obligatoria en todas aquellas contrataciones que se gestionen bajo la modalidad “Crédito de Proveedor”, los cuales deberán ser incluidos dentro del cartel de licitación o contratación directa, para financiar bienes y servicios en los proyectos de inversión.

Para que una oferta sea adjudicada a esta modalidad de financiamiento deberá cumplir con una valoración técnica, legal y financiera, esta última remitirá a la dependencia solicitante los resultados de la evaluación financiera así como su recomendación.

Para febrero 2011, el Sector de Telecomunicaciones incursionó en esta modalidad de “Crédito de Proveedor”, registrando por este concepto una orden de compra por ₡6.000, generando una deuda por 5 años plazo con ECI TELECOM por adquisición de transeptores, módulo de abanicos, módulo clientes, repisa plataforma y otros, para ser utilizados en las diferentes regiones del país.

**(ii) Finaliza operación de tecnología TDMA**

El 3 de marzo de 2011, la SUTEL autorizó al ICE desactivar la tecnología TDMA (Acceso Múltiple por División de Tiempos) y exigió informar a los clientes sobre esa medida y las alternativas para obtener una conexión de otra tecnología sin que representara ningún costo adicional para el usuario. Los usuarios que no hayan migrado dentro del lapso establecido, su servicio fue interrumpido, sin derecho a compensaciones.

Los servicios TDMA fijos que proveen comunicación telefónica en localidades remotas y otros usos por exigencias geográficas o de cobertura, seguirán operando hasta que se instale y ponga en operación en esos lugares redes con tecnología 3G y los activos del área metropolitana fueron desconectados en su totalidad, pero debido a que se mantienen clientes en la zona rural las centrales Ericsson y Lucent de San Pedro y San José, aún están funcionando; por lo tanto una vez que los técnicos especializados, dependencias de operación y mantenimiento entre otros concluyen los análisis en cuanto a estos activos se procederá con los retiros totales o parciales que correspondan.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*(iii) Fluctuaciones cambiarias

Continúa la apreciación del colón con respecto al US dólar pasando de ¢518,09 en diciembre de 2010 a ¢509,57 en junio de 2011, lo que representa una disminución de ¢11,93 por US\$1,00 afectando la valorización de los activos y pasivos en moneda extranjera. El efecto estimado de la actualización de los tipos de cambio al 30 de junio del 2011 y por el período de seis meses terminados en esa fecha asciende a una ganancia por diferencial cambiario por un monto aproximado de ¢16.514.

(iv) Petición tarifaria de electricidad para el servicio de generación de electricidad distribución y alumbrado público

El ICE presentó a la ARESEP, la solicitud de ajuste tarifario por reconocimiento de combustibles incurridos de más con respecto a los costos estimados para la generación térmica del año 2010 y que no fueron reconocidos por el ente regulador en ese periodo. Tal petición tarifaria de electricidad se solicitó para los servicios de generación y distribución de electricidad y alumbrado público.

La ARESEP por medio de resolución 386-RCR-2011 del 29 de marzo del 2011, aprobó la solicitud de ajuste tarifario que presentó el ICE por el reconocimiento de combustible para la generación térmica del año 2010, de la siguiente forma: un 10,1% de incremento en las tarifas de generación, de un 6% en las de distribución y un 5,3% para alumbrado público. Este ajuste tarifario es aplicable a partir del 1 de abril al 31 de diciembre de 2011, las tarifas de 2012 deben volver al nivel que previamente tenían.

(v) Flexibilización gradual de las bandas horarias aplicadas actualmente a los servicios de telefonía

El Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones mediante resolución RCS-061-2011 del 16 de marzo del 2011, establece una flexibilización de la banda horaria en cuatro etapas sucesivas e iguales en términos de la proporción de horas incluidas en la banda plena, con el fin de permitir al ICE y demás operadores elegir, con criterios de conveniencia comercial, el empaquetamiento de precios y servicios a ofrecer en el mercado de telecomunicaciones, relacionados con la distribución de las horas de tarifas durante los siete días de la semana, incluyendo días feriados, tomando como parámetro el uso eficiente de su infraestructura de red.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

Las actuales bandas horarias rigen según publicación del Pliego Tarifario en el Alcance No 52 a La Gaceta No 183 del 25 de setiembre del 2006, en donde define que las tarifas para el servicio de telefonía fija que brinda el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) son de ¢4,1(cuatro colones con diez céntimos)/minuto para el período pleno y de ¢2 (dos colones)/minuto para el período reducido; mientras que las tarifas de telefonía móvil son de ¢30 (treinta colones)/minuto para el período pleno y de ¢23 (veinte tres colones)/minuto para el período reducido.

El entorno que prevalece en el sector de telecomunicaciones costarricense, obliga al operador incumbente a comportarse como si se encontrara operando en un entorno de competencia, dado el ingreso real y evidente de nuevos competidores, por lo que la propuesta de flexibilización gradual de la banda horaria no solo resulta apropiada sino que es necesaria como instrumento de gestión comercial.

(vi) Devolución a clientes por falla en servicio

De acuerdo con la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), y tras analizar las interrupciones que sufrieron los usuarios de telefonía móvil e internet en varias fechas entre octubre del 2010 y febrero 2011, se le giró una orden al ICE para compensar por un monto de ¢620 a los clientes por fallas en los servicios de telecomunicaciones, desembolso que efectuó el ICE entre marzo y junio de 2011.

Esta orden de resarcimiento de la SUTEL se basa en el artículo 26 del Reglamento de Prestación y Calidad de los Servicios que establece que “el proveedor de servicios de Telecomunicaciones estará obligado a compensar automáticamente a sus clientes por las interrupciones sufridas”.

(vii) Cobertura Colón – US Dólar

Mediante el acuerdo tomado en la sesión #5943 el día 22 de marzo de 2011, el Consejo Directivo autoriza la adquisición de instrumentos financieros derivados con el fin de mitigar el riesgo de fluctuaciones cambiarias (depreciación) de la moneda colón costarricense con respecto al dólar de los Estados Unidos de América; acordando la adquisición de instrumentos financieros denominados Cross Currency Swap al ser contratados con el Citibank N.A. y un monto máximo de cobertura (nocional) hasta por US\$160 millones.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados  
(En millones de colones)

Considerando los acuerdos mencionados anteriormente, el ICE adquiere entre marzo y junio de 2011, seis instrumentos financieros derivados (Cross Currency Swap), los cuales se detallan a continuación:

Condiciones	
Operación de Cierre 1 año	Operación de Cierre 3 años
Valor nominal: US\$30 en millones	Valor nominal: US\$40 millones
Monto cubierto: ₡15.100.	Monto cubierto: ₡20.132
Tipo de Cambio: ₡503,30	Tipo de Cambio: ₡503,30
Fecha efectivo: 25 de marzo de 2011	Fecha efectivo: 29 de marzo de 2011
Fecha terminación: 26 de marzo de 2012	Fecha terminación: 28 de enero de 2014
Periodo: semestral	Periodo: semestral
Fecha de pago: 26 de setiembre de 2011 y la de terminación.	Fecha de pago: 28 de julio y 28 de enero y la de terminación.
Tasa Fija en colones: 9,25%	Tasa variable en colones: TB+ 285 pb
Condiciones	
Operación de Cierre 7 años	Operación de Cierre 1 año
Valor nominal: US\$40 en millones	Valor nominal: US\$20 en millones
Monto cubierto: ₡20.132	Monto cubierto: ₡10.060
Tipo de Cambio: ₡503,30	Tipo de Cambio: ₡503,00
Fecha efectivo: 29 de marzo de 2011	Fecha efectivo: 17 de mayo de 2011
Fecha terminación: 02 de noviembre de 2017	Fecha terminación: 30 de mayo de 2012
Periodo: semestral	Periodo: semestral
Fecha de pago: 2 de mayo y 2 de noviembre y la de terminación.	Fecha de pago: 30 de noviembre y 30 mayo 2012.
Tasa variable en colones: TB+ 295 pb	Tasa Fija en colones: 8,40%
Condiciones	
Operación de Cierre 10 meses	Operación de Cierre 10 meses
Valor nominal: US\$10 en millones	Valor nominal: US\$20 en millones
Monto cubierto: ₡5.050	Monto cubierto: ₡10.096
Tipo de Cambio: ₡505,00	Tipo de Cambio: ₡504,80
Fecha efectivo: 15 de junio de 2011	Fecha efectivo: 16 de junio de 2011
Fecha terminación: 20 de abril de 2012	Fecha terminación: 20 de julio de 2012
Periodo: Semestral	Periodo: Trimestral
Fecha de pago: 20 de abril de 2012	Fecha de pago: 20 de julio de 2011, 20 de octubre de 2011, 20 de enero de 2012 y 20 abril de 2012.
Tasa Fija en colones: 8,50%	Tasa Fija en colones: 8,42%

(viii) Venta de teléfonos iPhone

El ICE inició en el mes de mayo de 2011 la venta del teléfono inteligente de la Apple; el iPhone 3GS de 8GB y el iPhone 4 de 16GB y 32GB. La venta se realiza a través de tres planes que incluyen minutos de voz, mensajes multimedia (MMS), mensajes de texto (SMS) y datos.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*(ix) Bonos estandarizados - CNFL

El 22 de junio de 2011 la subsidiaria CNFL firmó un contrato de suscripción en firme con BN Valores Puesto de Bolsa S.A. por la totalidad de la emisión de Bonos Estandarizados Serie B2 por ¢15.000 millones la cual se colocará en dos tractos iguales según se detalla a continuación:

PRIMER TRACTO	Se liquidará el 28 de junio de 2011 y el monto a liquidar será de ¢7.500 millones
SEGUNDO TRACTO	Se liquidará el 26 de julio de 2011 y el monto a liquidar será de ¢7.500 millones más los intereses acumulados a la fecha

El precio de colocación al suscriptor en firme en ambos tractos es del 100% y la compensación convenida entre las partes se pactó en 0,95% sobre la totalidad de la emisión.

El resultado de colocación a clientes de BN Valores de Bonos Estandarizados Serie B-2 realizada el día 28 de junio del 2011, concluyó con un monto facial asignado de ¢7.500 y un monto transado de ¢7.504 un precio de 100% y un rendimiento del 9,68%.

El resultado de colocación a clientes de BN Valores de Bonos Estandarizados Serie B-2 segundo tracto realizada el día 26 de julio del 2011, concluyó con un monto facial asignado de ¢7.500 y un monto transado de ¢7.612 y un precio promedio ponderado de 100,67%.

(x) Acuerdo de Fortalecimiento RACSA

Según el Acuerdo de Fortalecimiento de RACSA tomado por el Consejo Directivo del ICE en la sesión No.5920 del 24 de agosto de 2010 y ratificado por la Junta Directiva de la Empresa en la sesión extraordinaria No.1862 del 01 de setiembre de 2010 el cual procura ayudar a la subsidiaria hacerle frente a sus obligaciones con los bancos y cubrir parte de sus gastos corrientes, en el mes de abril de 2011 el ICE realizó un primer depósito por US\$5.5 millones, y se tienen previstos dos más por montos similares, en setiembre y noviembre para un total de US\$15 millones.

(xi) Bonos estandarizados

El 29 de abril de 2011 el ICE convocó a subasta de valores por un monto de ¢15.246 de Bonos Estandarizados de la serie A2. El plazo de la emisión es de 15 años.

El objetivo de la emisión es dar capital de trabajo para inversión en el sector de electricidad.

(Continúa)

## INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

## Notas a los Estados Financieros Consolidados

*(En millones de colones)*

El 4 y 12 de mayo del 2011, se realizaron las subastas de los Bonos Estandarizados de la Serie A2 indicados y el monto total facial asignado fue de ¢7.950 y de ¢7.296, con un precio ponderado de asignación de 97,05% y de 97,04%, respectivamente, para un total de captación de ¢15.246.

El 27 de mayo y el 03 de junio de 2011 el ICE realizó nuevamente subastas de valores por un monto de US\$16.434 millones y US\$4.744 millones; respectivamente, de Bonos Estandarizados Serie E1. El plazo de la emisión de estos bonos es de 10 años. El destino de los recursos es para el sector de electricidad. El monto facial captado de esas subastas fue US\$11.690 millones y US\$4.744 millones, con un precio promedio ponderado de asignación de 100,03% y 100,06%, respectivamente.

El 27 de junio de 2011, el ICE convocó a subasta de valores organizada por medio de la Bolsa Nacional de Valores S.A., por un monto de ¢7.745 de Bonos Estandarizados Serie A4, a realizarse el día 01 de julio de 2011. El resultado de esa subasta fue una captación por un monto facial de ¢7.745 y un precio promedio ponderado de asignación 99,69%.