



TECNICAS REUNIDAS

**RESULTADOS NUEVE MESES
Enero – Septiembre 2014**

ÍNDICE:

- 1. Principales magnitudes**
 - 2. Cartera**
 - 3. Cuenta de resultados consolidada**
 - 4. Balance consolidado**
- ANEXO: Comunicaciones a la CNMV**

1. PRINCIPALES MAGNITUDES

PRINCIPALES MAGNITUDES <i>Enero - Septiembre</i>	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Cartera	8.786,6	7.068,5	24,3%	6.376,6
Ingresos ordinarios	2.297,9	2.105,2	9,2%	2.846,1
EBITDA	125,3	117,3	6,8%	157,3
<i>Margen</i>	5,5%	5,6%		5,5%
EBIT	116,6	110,2	5,8%	148,0
<i>Margen</i>	5,1%	5,2%		5,2%
Beneficio neto	99,4	101,6	-2,1%	128,5
<i>Margen</i>	4,3%	4,8%		4,5%
Posición Neta de Tesorería	660,8	561,7	17,6%	628,6

UN TRIMESTRE DE ÉXITO EN ADJUDICACIONES

- Una vez más, la cartera de TR alcanzó un nuevo record de € 8.786,6 millones. Esta cifra estuvo impulsada por otro trimestre de éxito en contratación que ascendió a € 1.651,1 millones.
- Las principales adjudicaciones de 3T 2014 fueron: cuatro proyectos de energía con clientes clave, el proyecto de RAPID para Petronas en Malasia y el proyecto de la refinería de Minatitlan para Pemex en México.
- Las ventas de 9M 2014 fueron € 2.297,9 millones, un 9% superiores a las ventas de 9M 2013.
- El EBITDA y el EBIT aumentaron un 6,8% y un 5,8%, respectivamente, alcanzando € 125,3 millones y € 116,6 millones. Los márgenes operativos se mantuvieron en niveles similares a los del año anterior.
- El beneficio neto fue de € 99,4 millones en 9M 2014, un 2% inferior al beneficio neto de 9M 2013, debido a un mayor gasto por impuestos.
- Al cierre de septiembre de 2014, la posición de caja neta ascendió a € 660,8 millones, un 17,6 % superior al nivel alcanzado en el año anterior.

2. CARTERA

	Proyecto	País	Ciente	Entrega Estimada
Refino y Petroquímica	Refinería RAPID	Malasia	Petronas	2018
	Refinería Talara	Peru	Petroperu	2018
	IGCC Jazan	Arabia Saudita	Saudi Aramco	2017
	Sturgeon refinery	Canada	North West Redwater Partnership	2017
	Refinería Star	Turquía	SOCAR	2017
	Refinería Jazan	Arabia Saudita	Saudi Aramco	2017
	Refinería Amberes	Bélgica	Total	2016
	Unidades de refino Cochabamba y Santa Cruz	Bolivia	YPFB Refinación SA	2016
	Refinería Volgogrado	Rusia	Lukoil	2015
	Sadara	Arabia Saudita	Saudi Aramco/Dow Chemical	2015
	Kemya	Arabia Saudita	Sabic/Exxon Mobil	2015
	Proyecto NAT	Australia	Yara Int./Orica Lim./Apache Corp.	2015
	Petrokemya	Arabia Saudita	Sabic	2014
	Refinería Izmit	Turquía	Tüpras	2014
	Refinería Yanbu*	Arabia Saudita	Saudi Aramco	-
	Refinería Normandía*	Francia	Total	-
Khabarovsk*	Rusia	OC Alliance	-	
Upstream y Gas	Arenas bituminosas	Canada	Canadian Natural Resources	2016
	Offshore Perla	Venezuela	Repsol/Eni	2016
	Campo de gas Touat	Argelia	GDF Suez / Sonatrach	2016
	Campo Margarita II	Bolivia	Repsol/British Gas/Pan American Energy	2015
	Gran Chaco	Bolivia	YPFB	2015
	Shah	Emiratos Árabes Unidos	ADNOC	2014
	Tanque GNL Mejillones*	Chile	Codelco/GDF Suez	-
Energía	Turów	Polonia	Polska Grupa Eneretyczna	2019
	Fort Hills	Canada	Fort Hills Energy L.P.	2017
	Ilo	Peru	Enersur	2016
	Los Mina	República Dominicana	AES Dominicana	2016
	Ashuganj	Bangladesh	Ashuganj Power Station Company	2016
I & I	Desaladora Southern Sea Water fase 2*	Australia	Water Corporation	-

* Proyecto en fase de comisionado o realizando servicios de puesta en funcionamiento de la planta

Cartera a 30 de Septiembre de 2014

A finales de septiembre de 2014, la cartera de pedidos de Técnicas Reunidas (TR) ascendió a € 8.786,6 millones, un 24,3% superior a la del año anterior, impulsada por otro trimestre de éxito en adjudicaciones. Por lo tanto, la compañía alcanzó un nuevo record en cartera.

La división de petróleo y gas representó un 93% del total de la cartera, mientras que la división de energía representó un 7%.

La cifra de contratación de 9M 2014 fue € 4.415,4 millones. En el tercer trimestre de 2014 los principales proyectos incluidos en careta fueron los siguientes:

- Petroliam Nasional Berhad (PETRONAS) adjudicó a TR un contrato para la ingeniería, aprovisionamiento de los equipos y materiales, construcción y puesta en marcha (EPCC) de un paquete de refino del Proyecto Integrado de Refinería y Petroquímica (RAPID) en Pengerean, Johor, Malasia.

El alcance del proyecto incluye todas las unidades de hidrotratamiento, la unidad de reformado catalítico, las unidades de producción de hidrógeno, la planta de gas saturado, las interconexiones y la antorcha de la refinería. El contrato fue adjudicado en la modalidad llave en mano por un valor cercano a los 1.500 millones de dólares y un plazo de ejecución de 50 meses.

El proyecto RAPID forma parte de un ambicioso plan de PETRONAS consistente en una refinería y un complejo petroquímico integrado cuyo valor se estima en 27.000 millones de dólares. RAPID consta de una refinería con una capacidad de 300.000 barriles al día y un complejo petroquímico con una capacidad de producción combinada de 7,7 millones de toneladas anuales de varios tipos de productos. Este proyecto refuerza la posición de PETRONAS como compañía clave en los mercados químicos asiáticos.

- TR fue seleccionada por Pemex Refinación para la ejecución del proyecto diesel ultra bajo azufre en la refinería General Lázaro Cárdenas de Minatitlán, México. El contrato se firmó bajo la modalidad de libro abierto ("open book") y se desarrollará en dos etapas: La primera de ellas, incluye la ejecución de un diseño básico extendido (FEED), la estimación detallada del coste de la inversión y la compra de algunos equipos de largo plazo de entrega y en la segunda etapa el contrato se convertirá a llave en mano y se desarrollará de la construcción de la planta. La primera fase tendrá un valor estimado de 50 millones de dólares, mientras que la segunda fase tendrá un valor de 500 millones de dólares. El plazo de ejecución conjunto de ambas fases será de 39 meses.

Este contrato incluye la ingeniería de detalle, suministro de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha de tres nuevas unidades de refino: una hidrodeshulfuradora de diésel, una planta de hidrógeno y una planta de recuperación de azufre, así como modificaciones en una unidad hidrodeshulfuradora existente y la integración de las instalaciones fuera de los límites de batería para estas plantas.

- La división de energía de TR recupera su papel con cuatro nuevos proyectos para clientes clave adjudicados en este trimestre:
 - AES Dominicana, a través de Dominican Power Partners (DPP), adjudicó a TR la ejecución de las obras de conversión a ciclo combinado de la central eléctrica Los Mina en Santo Domingo, República Dominicana. El valor del contrato es de aproximadamente USD 140 millones con una plazo de ejecución de 27 meses. La nueva central permitirá aumentar su capacidad de generación de energía en 114 MWe adicionales al actual ciclo abierto de 210 MWe. La planta cuenta con dos turbinas de gas que operan en ciclo abierto.
 - Polska Grupa Energetyczna (PGE) adjudicó al consorcio formado por TR, junto con Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE) y Budimex, un contrato llave en mano para la construcción de una nueva unidad de generación de carbón en la central eléctrica de Turów en Bogatynia, al sudoeste de Polonia. El valor total del contrato es de aproximadamente € 770 millones y la participación de TR representará aproximadamente € 170 millones.
 - EnerSur, parte del grupo GDF Suez, seleccionó a TR y a JJC Contratistas Generales, para la ejecución del diseño y construcción de una nueva central de generación de energía eléctrica en Ilo, en el sur de Perú. La nueva central contempla la instalación de tres turbinas de gas con combustible dual con una potencia neta total de 500 MWe $\pm 20\%$. El contrato tiene un valor aproximado de USD 240 millones, la mitad de este importe corresponde a TR. El plazo de ejecución de la planta es de 23 meses.
 - Fort Hills Energy (Suncor Energy/Total/Teck Resources) seleccionó a TR para la ejecución de una planta de cogeneración localizada en la región de Athabasca, Canadá. Este es el primer proyecto de energía en Norte América para TR, donde las inversiones en petróleo y gas representan una gran oportunidad para las áreas de actividad de TR.

El valor del contrato es de aproximadamente 250 millones de dólares canadienses y se completará en 31 meses. El alcance del proyecto incluye la instalación de dos turbinas de gas de 85 MW nominales cada una, dos calderas de recuperación de calor para producción de vapor y todos los sistemas auxiliares para su interconexión con el sistema de servicios de la mina de Fort Hills.

3. CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Ingresos Ordinarios (Ventas)	2.297,9	2.105,2	9,2%	2.846,1
Otros ingresos	3,2	2,0		7,7
Ingresos totales	2.301,0	2.107,3	9,2%	2.853,8
Aprovisionamientos	-1.426,0	-1.436,1		-1.945,6
Costes de Personal	-365,6	-323,5		-439,1
Otros gastos de explotación	-384,1	-230,4		-311,8
EBITDA	125,3	117,3	6,8%	157,3
Amortización	-8,7	-7,1		-9,2
EBIT	116,6	110,2	5,8%	148,0
Resultado financiero	5,2	6,4		5,3
Resultado por puesta en equivalencia	-0,5	0,7		-2,8
Beneficio antes de impuestos	121,2	117,3	3,4%	150,5
Impuesto sobre las ganancias	-21,8	-15,7		-22,0
Beneficio del Ejercicio	99,4	101,6	-2,1%	128,5

3.1 INGRESOS ORDINARIOS

DESGLOSE DE INGRESOS Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	%	9M 2013 € millones	%	Var. %	Año 2013 € millones
Petróleo y Gas	2.179,7	94,9%	1.941,8	92,2%	12,3%	2.613,8
Generación de Energía	54,6	2,4%	61,6	2,9%	-11,4%	79,1
Infraestructuras e Industrias	63,5	2,8%	101,9	4,8%	-37,6%	153,2
Ingresos Ordinarios (Ventas)	2.297,9	100%	2.105,2	100%	9,2%	2.846,1

En 9M 2014, las ventas netas crecieron un 9,2% hasta € 2.297,9 millones, comparado con unas ventas netas de € 2.105,2 millones en 9M 2013.

Petróleo y Gas: Los ingresos de esta división crecieron un 12,3% y alcanzaron € 2.179,7 millones en 9M 2014. Los ingresos de petróleo y gas representaron el 95% de la facturación total y la división de Refino y Petroquímica fue la división que más contribuyó a las ventas de esta división y a las ventas totales.

- Refino y Petroquímica: Los principales proyectos que más contribuyeron a las ventas fueron: Volgograd para Lukoil (Rusia), Izmit para Tüpras (Turquía), TAN para Yara/Orica/Apache (Australia), tres proyectos en Sadara para Dow Chemical/ Saudi Aramco (Arabia Saudita), Kemya para Sabic / Exxon Mobil (Arabia Saudita), Petrokemya para Sabic (Arabia Saudita), Optara para Total (Bélgica) y Talara para Petroperu (Perú).
- Producción y Gas Natural: Los proyectos que más contribuyeron a la facturación fueron el proyecto de arenas bituminosas para CNR (Canadá), el proyecto de Gran Chaco para YPF (Bolivia), y el proyecto de Touat para GDF Suez/Sonatrach (Argelia).

Generación de Energía: Las ventas de la división de energía descendieron desde € 61,6 millones en 9M 2013, hasta € 54,6 millones en 9M 2014, como consecuencia de un menor nivel de adjudicaciones en años anteriores. Sin embargo, después de un gran año en nuevas adjudicaciones, las ventas de esta división se recuperarán.

Infraestructuras e Industrias: los ingresos de esta división se redujeron en 37,6% en 9M 2014 hasta € 63,5 millones, al no haberse adjudicado grandes proyectos en años anteriores.

3.2 BENEFICIO OPERATIVO

MARGEN OPERATIVO Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
EBITDA	125,3	117,3	6,8%	157,3
Margen	5,5%	5,6%		5,5%
EBIT	116,6	110,2	5,8%	148,0
Margen	5,1%	5,2%		5,2%

DESGLOSE EBIT Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Beneficio Operativo de las Divisiones	165,1	161,8	2,0%	215,3
Costes no asignados a Divisiones	-48,5	-51,6	-6,0%	-67,2
Beneficio de explotación (EBIT)	116,6	110,2	5,8%	148,0

- En 9M 2014, EBITDA y EBIT crecieron un 6,8% y 5,8% respectivamente, hasta € 125,3 millones y € 116,6 millones.
- En 9M 2014, los márgenes operativos se mantuvieron en niveles similares a los del año anterior.

3.3 BENEFICIO NETO

BENEFICIO NETO Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Beneficio neto después de impuestos	99,4	101,6	-2,1%	128,5
<i>Margen neto</i>	4,3%	4,8%		4,5%

RESULTADO FINANCIERO Enero - Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Año 2013 € millones
Resultado financiero*	4,2	6,6	7,1
Ganancias/ pérdidas moneda extranjera	1,0	-0,2	-1,8
Resultado financiero neto	5,2	6,4	5,3

* Ingresos financieros menos gastos financieros

En 9M 2014, el beneficio neto disminuyó un 2,1% hasta € 99,4 millones, como resultado de:

- **Resultado financiero neto:** En septiembre de 2014, el resultado financiero fue de € 5,2 millones, inferior al resultado financiero de septiembre de 2013. Este recorte fue principalmente debido a un menor retorno de las inversiones realizadas.
- **Impuestos:** En 9M 2014, la compañía devengó un gasto por impuestos de € 21,8 millones, cifra superior a los € 15,7 millones de gasto por impuestos en 9M 2013.

4. BALANCE CONSOLIDADO

BALANCE DE SITUACION CONSOLIDADO 30 de Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Año 2013 € millones
ACTIVO			
Inmovilizado material e inmaterial	119,2	108,4	112,8
Inversiones en asociadas	14,8	9,1	12,4
Impuestos diferidos	35,2	38,3	37,9
Otros activos no corrientes	8,7	11,3	11,1
Activos no corrientes	178,0	167,0	174,1
Existencias	24,7	26,0	24,3
Deudores	1.563,0	1.600,1	1.461,1
Otros activos corrientes	77,4	90,5	44,8
Efectivo y activos financieros	689,4	593,3	658,7
Activos corrientes	2.354,5	2.309,9	2.188,8
TOTAL ACTIVOS	2.532,6	2.476,9	2.362,9
PASIVO			
Fondos propios	466,9	478,6	438,5
Pasivos no corrientes	60,3	49,2	54,6
Deuda Financiera	25,6	31,1	25,9
Otros pasivos no corrientes	34,8	18,1	28,7
Provisiones	16,6	22,5	29,6
Pasivos corrientes			
Deuda Financiera	3,0	0,6	4,1
Proveedores y otras cuentas a pagar	1.860,3	1.861,0	1.729,8
Otros pasivos corrientes	125,5	65,1	106,3
Total Pasivos	2.065,7	1.998,4	1.924,4
TOTAL FONDOS PROPIOS Y PASIVOS	2.532,6	2.476,9	2.362,9

FONDOS PROPIOS 30 de Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Año 2013 € millones
Capital, ganancias acumuladas, resultado del ejercicio	574,5	546,4	548,1
Autocartera	-73,4	-73,4	-73,4
Reservas de cobertura	-37,4	1,9	-4,4
Dividendo a cuenta	0,0	0,0	-35,8
Intereses minoritarios	3,2	3,6	4,0
FONDOS PROPIOS	466,9	478,6	438,5

POSICION NETA DE TESORERÍA 30 de Septiembre	9M 2014 € millones	9M 2013 € millones	Año 2013 € millones
Activos corrientes menos efectivo y activos financieros	1.665,2	1.716,6	1.530,2
Pasivos corrientes menos deuda financiera	-1.985,7	-1.926,1	-1.836,1
CAPITAL CIRCULANTE NETO	-320,6	-209,5	-306,0
Activos financieros corrientes	63,5	59,0	67,9
Efectivo y otros medios líquidos	625,9	534,3	590,8
Deuda financiera	-28,6	-31,6	-30,0
POSICION NETA DE TESORERÍA	660,8	561,7	628,6
Tesorería neta + capital circulante neto	340,2	352,2	322,7

- Los fondos propios de la compañía descendieron de € 478,6 millones en septiembre de 2013 a € 466,9 millones en septiembre de 2014, como resultado del impacto negativo de las reservas de cobertura y de la distribución de dividendos.
- A 30 de septiembre de 2014, la posición neta de tesorería creció hasta € 660,8 millones, cifra superior a la alcanzada en septiembre de 2013.
- En diciembre de 2013, el Consejo de Administración aprobó un dividendo ordinario de € 0,667 por acción, a cargo de los resultados de 2013, que fue pagado el 16 de enero de 2014. En febrero, la compañía anunció un dividendo complementario de € 0,7285 por acción, a cargo de los resultados de 2013, que fue pagado el 15 de julio 2014. En consecuencia, el dividendo total pagado en 2014 a cargo de los resultados de 2013, fue de € 75 millones (€ 1,3955 por acción), lo que representa la misma cantidad en valor absoluto que los dividendos pagados en 2013.

ANEXO: COMUNICACIONES A LA CNMV HECHOS RELEVANTES Y OTRAS COMUNICACIONES

En el tercer trimestre de 2014, la compañía comunicó a la CNMV los siguientes hechos relevantes:

- AES Dominicana, a través de Dominican Power Partners (DPP), adjudicó a TR la ejecución de las obras de conversión a ciclo combinado de la central eléctrica Los Mina en Santo Domingo, República Dominicana.

La nueva central permitirá aumentar su capacidad de generación de energía en 114 MWe adicionales al actual ciclo abierto de 210 MWe. La planta existente cuenta en la actualidad con dos turbinas de gas que operan en ciclo abierto. Tras ellas, TR instalará dos generadores de vapor de recuperación de calor, una turbina de vapor y todos los componentes necesarios para la planta. El proyecto adjudicado es un contrato llave en mano que incluye los servicios de ingeniería, aprovisionamiento de equipos y materiales, construcción, puesta en servicio y puesta en marcha de la central, hasta alcanzar su pleno funcionamiento comercial.

El valor del contrato es de aproximadamente USD 140 millones. A la firma del mismo, DPP emitirá una orden de ejecución limitada, a la que seguirá el aviso de ejecución final, previsto para septiembre de este año. La planta se finalizará en un plazo de 27 meses tras el aviso de ejecución final.

Este será el primer contrato que TR formaliza con el Grupo AES y supone la confirmación de la consolidada presencia de TR en el mercado latinoamericano.

AES Corporation es una multinacional del sector energético incluida en la lista Fortune 200, cuyos activos ascienden a un total de USD 40.000 millones. Suministra energía a 20 países de forma económica y sostenible, a través de una diversa cartera de empresas distribuidoras y cuenta con instalaciones de generación de energía térmica y renovable. Tiene una plantilla de 17.800 empleados y en 2013, alcanzó unos ingresos de USD 16.000 millones.

El Grupo AES Dominicana, que comenzó su actividad en la República Dominicana en 1997, proporciona aproximadamente el 37% de la energía aportada a la red eléctrica nacional del país. Entre las sociedades del grupo se incluyen Dominican Power Partners (DPP), AES Andres e ITABO S.A., así como dos importantes instalaciones portuarias.

- El consorcio formado por TR, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE) y Budimex firmó un contrato llave en mano y “a tanto alzado” con Polska Grupa Energetyczna (PGE) relativo a la construcción de una nueva unidad de generación de carbón en la central eléctrica de Turów en Bogatynia, al sudoeste de Polonia.

El contrato se firmó tras un proceso de licitación pública que concluyó con la selección, por parte de PGE, del citado consorcio como adjudicatario elegido. El alcance del proyecto de la nueva unidad de carbón supercrítico de 450 MWe, que quemará lignito local en cumplimiento con las severas regulaciones ambientales locales y tendrá una eficiencia muy superior a la de una central de carbón convencional, incluirá una caldera de carbón, tratamiento de gases de combustión, turbina de vapor y todo el equilibrio apropiado de la central, incluida una torre de refrigeración de tiro natural.

MHPSE será responsable del suministro de la tecnología básica, con una participación en el consorcio del 55,4%, mientras que TR y Budimex suministrarán el resto del equipo y se encargarán del montaje y la construcción, cada una de ellas con un porcentaje de participación del 22,3%. El valor contractual total asciende a 3.250 millones de zloty (aproximadamente € 770 millones) lo que representará para TR un aumento en su cartera de aproximadamente € 170 millones.

La orden para proceder a la ejecución del contrato será notificada por PGE antes de finales de este año. La central estará operativa a los 56 meses de la orden de ejecución.

Esta nueva adjudicación sitúa a TR en la primera línea del altamente eficiente y medioambientalmente estricto mercado del carbón. Polonia representa el mercado eléctrico más activo en cuanto a la construcción de nuevas centrales en Europa y este contrato permitirá a TR agregar una nueva compañía a su cartera de clientes.

Polska Grupa Energetyczna es la mayor compañía del sector energético polaco en términos de ventas, capacidad de generación eléctrica y suministro energético. Es de propiedad estatal en un 61,89% y cotiza en la Bolsa de Varsovia desde 2009. Posee una capacidad total instalada de 12.860 MW y suministra energía a más de 5 millones de consumidores.

- EnerSur, una de las principales compañías de generación de energía eléctrica en Perú y parte del grupo GDF Suez, seleccionó a TR junto a la peruana JJC Contratistas Generales para la ejecución del contrato de diseño y construcción de una nueva central de generación de energía eléctrica en Ilo, en el sur de Perú.

La nueva central contempla la instalación de tres turbinas de gas con combustible dual con una potencia neta total de 500 MWe $\pm 20\%$. El alcance del proyecto incluye los servicios de ingeniería, suministro, construcción y puesta en marcha hasta operación comercial.

La instalación permitirá a EnerSur hacer frente a sus obligaciones de garantía de potencia en el programa de reserva fría “Nodo Energético del Sur”, que aportará una mayor seguridad de suministro eléctrico a los consumidores finales, incluyendo consumidores domésticos e importantes proyectos mineros en el sur de Perú.

El contrato fue adjudicado por un valor aproximado de USD 240 millones y el importe correspondiente a TR es la mitad de esta cantidad.

Tras la firma del contrato, el cliente dará una orden de ejecución limitada a la que seguirá la orden de ejecución final, prevista para octubre de 2014. La planta estará en operación 23 meses tras la orden de ejecución final.

Con este contrato TR amplía su relación con el grupo GDF Suez, tras la finalización del ciclo combinado de Montoir de Bretagne en Francia, el terminal de GNL de Mejillones en Chile y el proyecto en curso de Touat Gaz en Argelia.

TR acumula una larga presencia en el mercado latinoamericano, pero este será su primer proyecto en Perú en el negocio de la generación de energía eléctrica, tras completar con éxito proyectos en Europa y Oriente Medio.

EnerSur es la primera compañía privada en generación de energía eléctrica en Perú, y forma parte del grupo GDF Suez.

GDF Suez es un actor global en el sector de la energía y un experto operador en los tres sectores clave de electricidad, gas natural y servicios energéticos. GDF Suez, con 113,7 GW de potencia instalada, es el principal productor de energía no nuclear, el principal proveedor de servicios energéticos y de eficiencia energética y el tercer importador de GNL a nivel mundial.

- El Consejo de Administración de la Sociedad aprobó la reelección de todos los miembros del Comité de Auditoría y Control, así como la reelección de todos los miembros de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, ambos por el plazo de cuatro años. Además D. Pedro Luis Uriarte Santamarina fue nombrado Presidente del Comité de Auditoría y Control en sustitución de D. Fernando de Asúa Álvarez, mientras que D. Fernando de Asúa Álvarez fue reelegido Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

- Petroliam Nasional Berhad (PETRONAS) de Malasia, adjudicó a TR un contrato para la ingeniería, aprovisionamiento de todos los equipos y materiales, construcción y puesta en marcha de todas las unidades de hidrotratamiento, interconexiones y antorcha del Proyecto Integrado de Refinería y Petroquímica (RAPID) en Pengerean, Johor, Malasia (a 10 km de la costa este de Singapur).

El contrato fue adjudicado en la modalidad llave en mano por un valor cercano a los 1.500 millones de dólares. El plazo de ejecución del proyecto es de 50 meses hasta su puesta en marcha. A continuación de las inversiones correspondientes a las instalaciones de refino, tendrán lugar las inversiones para el complejo petroquímico.

La refinería forma parte de un ambicioso plan de PETRONAS consistente en una refinería y un complejo petroquímico integrado cuyo valor se estima en 27.000 millones de dólares, Consta de una refinería con una capacidad de 300.000 barriles al día y un complejo petroquímico con una capacidad de producción combinada de 7,7 millones de toneladas anuales de varios tipos de productos, incluidos productos químicos diferenciados y especializados como cauchos sintéticos y polímeros de alta calidad.

El proyecto consolidará aún más la posición de Petronas como actor clave en el mercado asiáticos de productos químicos gracias a la obtención de una cuota de 400 billones de dólares del mercado global de productos químicos. Esta iniciativa forma parte del programa de Transformación Económica del Primer Ministro Najib Razak que pretende duplicar los ingresos de su país para el año 2020.

PETRONAS es una compañía malasia especializada en petróleo y gas que fue fundada en 1974. La corporación, propiedad exclusiva del Gobierno de Malasia, es responsable de todos los recursos de petróleo y gas de Malasia. En 2013, Fortune calificó a PETRONAS como la 75ª mayor compañía del mundo. También sitúa a PETRONAS como la 12ª compañía más rentable del mundo y la más rentable de Asia. PETRONAS ha crecido hasta convertirse en una compañía internacional de petróleo y gas integrada con intereses comerciales en 35 países. Petronas reporta una fuente sustancial de ingresos al Gobierno malasio. Un 45% del presupuesto público depende de sus dividendos.

Malasia ocupa la 25ª posición mundial en cuanto a cantidad de reservas de petróleo y la 14ª en reservas de gas. Las reservas totales de petróleo son del orden de 18,82 billones de barriles equivalentes de petróleo, con una capacidad de producción de crudo de 600.000 barriles diarios. Malasia cuenta con una superficie disponible de 494.183 km² para exploración de petróleo y gas, con 337.167 km² en el área costera offshore y 63.968 km² en aguas profundas. Esta superficie se divide en 54 bloques, de los cuales 28 (un total de 205.500 km²) son actualmente operados por Petronas.

TR ha conseguido tres importantes hitos con esta adjudicación: 1. El inicio de una relación con una gran compañía líder en petróleo y gas, PETRONAS, con la que prevé establecer una relación a largo plazo no solamente en el mercado malasio sino en otras partes del mundo; 2. Entrar en un nuevo país que resulta estratégico para TR y en el cual prevé establecer una presencia continua, adquiriendo una mayor cuota en el mercado mundial del petróleo y gas; 3. Participar en el mayor proyecto de infraestructuras y de interés nacional de Malasia.

- TR fue seleccionada por Fort Hills Energy L.P. para la ejecución de la planta de cogeneración de su proyecto minero de arenas bituminosas de Fort Hills (localizado en la región de Athabasca, Alberta, a 90 km al norte de Fort McMurray), el cual es reconocido como uno de los mejores activos de arenas bituminosas por desarrollar de la región.

Fort Hills Energy L.P. está participada por Suncor Energy (40.8%), Total E&P Canada Ltd. (39.2%) y Teck Resources Limited (20.0%). Juntos están desarrollando el proyecto minero de arenas bituminosas de Fort Hills, del que se espera una producción de bitumen de 180.000 barriles al día.

El alcance adjudicado a Técnicas Reunidas, que será ejecutado en modalidad llave en mano, incluye la ingeniería, compras, construcción y pre comisionado, hasta terminación mecánica, de una instalación con dos turbinas de gas de 85 MW nominales cada una, dos calderas de recuperación de calor para producción de vapor y todos los sistemas auxiliares para su interconexión con el sistema de servicios de la mina de Fort Hills. El valor del contrato es de aproximadamente 250 millones de dólares canadienses y se completará en 31 meses.

El proyecto es el primer contrato EPC de generación de energía en Norteamérica para TR. Las inversiones en arenas bituminosas y shale gas en la región representan una gran oportunidad para TR en sus negocios de petróleo, gas y generación de energía. La experiencia adquirida por TR en construcción modular, tanto en Canadá como en otros países, ha sido de gran valor añadido para poder desarrollar un programa de ejecución sólido, fiable y adecuado a los requisitos del cliente. El proyecto representa un nuevo paso para consolidar la presencia de TR en Canadá, donde comenzó a ejecutar proyectos en 2012.

- TR fue seleccionada por Pemex Refinación para la ejecución del proyecto diesel ultra bajo azufre en la refinería General Lázaro Cárdenas de Minatitlán, México.

El alcance de este contrato incluye la ingeniería, aprovisionamiento, construcción y puesta en marcha de tres nuevas unidades de refino: hidrodesulfuradora de diésel (30.000 bpd), planta de hidrógeno (25 Mcfd) y planta de recuperación de azufre (150 tpd); así como modificaciones en una unidad hidrodesulfuradora existente y la integración de las instalaciones fuera de los límites de batería para estas plantas.

Este proyecto forma parte de los planes de desarrollo y modernización que Pemex Refinación va a llevar a cabo, con inversiones por valor de 5.500 millones de dólares, como parte del Proyecto de Calidad de Combustibles en sus Refinerías en todo el país para producir y suministrar diésel con un contenido máximo de azufre de 15 partes por millón (ppm), lo cual supone una reducción del 97% para cumplir con las normas ambientales. De igual manera, se mejorará la calidad del aire al reducir la emisión de gases de efecto invernadero en más de 12.000 toneladas anuales. Estas obras tendrán un impacto muy positivo en las zonas donde se sitúan las refinerías generando unos 12.000 empleos directos y 31.000 indirectos.

El contrato fue adjudicado bajo la modalidad de libro abierto (“open book”) y se desarrollará en dos etapas. La primera de ellas, por un importe aproximado de 50 millones de dólares, incluye la ejecución de un diseño básico extendido (FEED), la estimación detallada del coste de la inversión y la compra de algunos equipos de largo plazo de entrega. Esta primera fase tendrá una duración de 12 meses.

La segunda fase es la ejecución del proyecto en la modalidad llave en mano, incluyendo ingeniería de detalle, suministro de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha, con un importe estimado superior a los 500 millones de dólares y con un plazo de ejecución de 27 meses.

Este proyecto da continuidad a la experiencia de TR en México, donde ya llevó a cabo otros importantes proyectos de refino para Pemex Refinación en esta misma refinería, terminados recientemente.

Pemex Refinación es la empresa subsidiaria de Petróleos Mexicanos encargada de los procesos industriales de refinación. Petróleos Mexicanos es la mayor empresa de México y una de las mayores empresas petrolíferas del mundo que lleva a cabo toda la cadena productiva desde la exploración hasta la comercialización de los productos finales.



TECNICAS REUNIDAS

**NINE MONTH RESULTS
January – September 2014**

CONTENTS:

- 1. Highlights**
 - 2. Backlog**
 - 3. Consolidated Income Statement**
 - 4. Consolidated Balance Sheet**
- ANNEX: Filings with CNMV**

1. HIGHLIGHTS

HIGHLIGHTS <i>January - September</i>	9M 2014 € million	9M 2013 € million	Var. %	Year 2013 € million
Backlog	8,786.6	7,068.5	24.3%	6,376.6
Net Revenues	2,297.9	2,105.2	9.2%	2,846.1
EBITDA	125.3	117.3	6.8%	157.3
<i>Margin</i>	5.5%	5.6%		5.5%
EBIT	116.6	110.2	5.8%	148.0
<i>Margin</i>	5.1%	5.2%		5.2%
Net Profit	99.4	101.6	-2.1%	128.5
<i>Margin</i>	4.3%	4.8%		4.5%
Net cash position	660.8	561.7	17.6%	628.6

A SUCCESSFUL QUARTER IN AWARDS

- Once again, TR's backlog reached a new record high of € 8,786.6 million. This figure was driven by another successful quarter in order intake, which amounted to € 1,651.1 million.
- 3Q 2014 main awards were: four energy projects for key customers, the RAPID project for Petronas in Malaysia and the Minatitlan refinery project for Pemex in Mexico.
- 9M 2014 revenues were € 2,297.9 million, up 9% compared to € 2,105.2 million revenues in 9M 2013.
- EBITDA and EBIT went up by 6.8% and 5.8% respectively, to € 125.3 million and € 116.6 million. Operating margins remained at similar levels to the year before.
- Net profit was € 99.4 million in 9M 2014, 2% lower than 9M 2013 net profit, due to a higher tax expense.
- At the end of September 2014, the net cash position rose to € 660.8 million, 17.6% higher than a year ago.

2. BACKLOG

	Project	Country	Client	Estimated Delivery
Refining and Petrochemical	RAPID refinery	Malaysia	Petronas	2018
	Talara refinery	Peru	Petroperu	2018
	Jazan IGCC	Saudi Arabia	Saudi Aramco	2017
	Sturgeon refinery	Canada	North West Redwater Partnership	2017
	Star refinery	Turkey	SOCAR	2017
	Jazan refinery	Saudi Arabia	Saudi Aramco	2017
	Antwerp refinery	Belgium	Total	2016
	Refining units Cochabamba and Santa Cruz	Bolivia	YPFB Refinación S.A.	2016
	Volgograd refinery	Russia	Lukoil	2015
	Sadara	Saudi Arabia	Saudi Aramco/Dow Chemical	2015
	Kemya	Saudi Arabia	Sabic/Exxon Mobil	2015
	TAN project	Australia	Yara Int./Orica Lim./Apache Corp.	2015
	Petrokemya	Saudi Arabia	SABIC	2014
	Izmit refinery	Turkey	Tüprás	2014
	Yanbu refinery*	Saudi Arabia	Saudi Aramco	-
Normandy refinery*	France	Total	-	
Khabarovsk*	Russia	OC Alliance	-	
Upstream & Gas	Oil sands	Canada	Canadian Natural Resources	2016
	Perla Offshore	Venezuela	Repsol/Eni	2016
	Touat gas field	Algeria	GDF Suez / Sonatrach	2016
	Margarita field II	Bolivia	Repsol/British Gas/Pan American Energy	2015
	Gran Chaco	Bolivia	YPFB	2015
	Shah	United Arab Emirates	ADNOC	2014
	Mejillones LNG tank*	Chile	Codelco/GDF Suez	-
Power	Turów	Poland	Polska Grupa Energetyczna	2019
	Fort Hills	Canada	Fort Hills Energy L.P.	2017
	Ilo	Peru	Enersur	2016
	Los Mina	Dominican Republic	AES Dominicana	2016
	Ashuganj	Bangladesh	Ashuganj Power Station Company	2016
I & I	Southern Sea Water Desalination Plant stage 2*	Australia	Water Corporation	-

* Project in mechanical completion or carrying out services for the start up phase of the plant

Backlog as of September, 30th 2014

At the end of September 2014, Tecnicas Reunidas' (TR) backlog amounted to € 8,786.6 million, 24.3% higher than the year before, driven by another successful quarter in awards. Therefore, the company backlog reached a new record high.

The Oil and Gas division accounted for 93% of the total backlog, while the Power division represented 7%.

9M 2014 order intake was € 4,415.4 million. In the third quarter of 2014 the main projects added to the backlog were the following:

- PRPC Refinery and Cracker Sdn. Bhd. a subsidiary of the Petroleum Nasional Berhad (PETRONAS) group, awarded TR a contract for the engineering, procurement, construction and commissioning (EPCC) of a refinery package in PETRONAS' Refinery and Petrochemicals Integrated Development (RAPID) project in Pengerang, Johor, Malaysia.

The EPCC scope includes all the hydrotreating units, the catalytic reforming unit, hydrogen production units, the saturated gas plant, the interconnection and the flare for the refinery. The contract was awarded on a Lump Sum Turnkey (LSTK) basis for an approximate value of USD 1.5 Billion, with a 50 month project schedule.

The RAPID project belongs to the Pengerang Integrated Complex (PIC) development worth an estimated USD 27 Billion. RAPID will consist of a 300,000 barrels per stream day refinery and a 7.7 million tonnes per annum petrochemical complex. This project reinforces PETRONAS' position as a key player in the Asian chemicals market.

- TR was selected by Pemex Refinación for the execution of the ultra low sulphur diesel project at the General Refinery Lazaro Cardenas in Minatitlan, Mexico. The contract was awarded under Open Book basis and consists of two phases: initial FEED (Front End Engineering and Design) work with a detailed estimation of the investment cost and the purchase of long-term delivery equipment, and a second phase, for the conversion to a Lump Sum Turnkey contract for the construction of the plant. The first phase will have an estimated value of USD 50 million, while the second phase will represent a USD 500 million value. The execution period of both phases is 39 months.

This contract includes engineering, procurement, construction and commissioning of a diesel hydrodesulphurisation unit, a hydrogen production plant and a sulphur recovery plant, as well as modifications to an existing hydrodesulphurisation unit and the integration of the facilities beyond the battery limits for these plants.

- TR power division is back on track with four new projects for key clients awarded in this quarter:
 - AES Dominicana, through Dominican Power Partners, DPP, awarded TR the conversion of Los Mina power plant to combined cycle (Santo Domingo, Dominican Republic). The value of the contract is approximately USD 140 million with an execution period of 27 months. The new power plant will add 114 MWe of

new power generation capacity to the existing 210 MWe open cycle and consists of two gas turbines operating in open cycle.

- Polska Grupa Energetyczna (PGE) awarded to the consortium formed by TR, together with Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE) and Budimex, a lump sum turnkey (LSTK) contract for the construction of a new coal power generation unit at the Turów power plant in Bogatynia, in the southwestern part of Poland. The total contract value is approximately € 770 million and TR's share will represent approximately € 170 million.
- EnerSur, part of GDF Suez group, selected TR and JJC Contratistas Generales for the construction of an Open Cycle Power Plant project in Ilo, South of Peru, which consists of the installation of three dual fuel gas turbines with a total net power output of 500 MWe $\pm 20\%$. The contract has a value of approximately USD 240 million, half of which corresponds to TR. The plant will be completed in 23 months.
- Fort Hills Energy (Suncor Energy/Total/Teck Resources) awarded TR a cogeneration plant located in Alberta's Athabasca region, Canada. This is the first power project in North America for TR, where oil and shale gas investments are a substantial opportunity for TR's businesses.

The contract has a value of approximately CAD 250 million and it is expected to be completed in 31 months. TR's scope includes the installation of two nominal 85 MW gas turbines, two steam production heat recovery steam generators and all the related auxiliary systems for its interconnection with the utilities system of the Fort Hills oil sands mine.

3. CONSOLIDATED INCOME STATEMENT

CONSOLIDATED INCOME STATEMENT January - September	9M 2014 € million	9M 2013 € million	Var. %	Year 2013 € million
Net Revenues	2,297.9	2,105.2	9.2%	2,846.1
Other Revenues	3.2	2.0		7.7
Total Income	2,301.0	2,107.3	9.2%	2,853.8
Raw materials and consumables	-1,426.0	-1,436.1		-1,945.6
Personnel Costs	-365.6	-323.5		-439.1
Other operating costs	-384.1	-230.4		-311.8
EBITDA	125.3	117.3	6.8%	157.3
Amortisation	-8.7	-7.1		-9.2
EBIT	116.6	110.2	5.8%	148.0
Financial Income/ expense	5.2	6.4		5.3
Share in results obtained by associates	-0.5	0.7		-2.8
Profit before tax	121.2	117.3	3.4%	150.5
Income taxes	-21.8	-15.7		-22.0
Net Profit	99.4	101.6	-2.1%	128.5

3.1 REVENUES

REVENUES BREAKDOWN January - September	9M 2014 € million	%	9M 2013 € million	%	Var. %	Year 2013 € million
Oil and gas	2,179.7	94.9%	1,941.8	92.2%	12.3%	2,613.8
Power	54.6	2.4%	61.6	2.9%	-11.4%	79.1
Infrastructure and industries	63.5	2.8%	101.9	4.8%	-37.6%	153.2
Net Revenues	2,297.9	100%	2,105.2	100%	9.2%	2,846.1

In 9M 2014, net revenues went up by 9.2% to € 2,297.9 million, compared to € 2,105.2 million in 9M 2013.

Oil and Gas: sales in this division increased by 12.3% and reached € 2,179.7 million in 9M 2014. The oil and gas revenues represented 95% of total sales and the Refining and Petrochemical division was the largest contributor to sales to this division and to group sales.

- Refining and petrochemical: The main projects contributing to sales were: Volgograd for Lukoil (Russia), Izmit for Tüpras (Turkey), TAN for Yara/Orica/Apache (Australia), three projects in Sadara for Dow Chemical / Saudi Aramco (Saudi Arabia), Kemya for Sabic / Exxon Mobil (Saudi Arabia), Petrokemya for Sabic (Saudi Arabia), Optara for Total (Belgium) and Talara for Petroperu (Peru).
- Upstream and natural gas: The key contributing projects were the oil sands project for CNR (Canada), the Gran Chaco project for YPFB (Bolivia) and the Touat project for GDF Suez/Sonatrach (Algeria).

Power: revenues of the power division decreased from € 61.6 million in 9M 2013, to € 54.6 million in 9M 2014, as a consequence of a lower level of awards in previous years. However, after a successful year in awards, sales of this division will recover.

Infrastructure and industries: revenues in this division dropped by 37.6% in 9M 2014 to € 63.5 million, as no major projects were awarded in previous years.

3.2 OPERATING PROFIT

OPERATING MARGINS January - September	9M 2014 € million	9M 2013 € million	Var. %	Year 2013 € million
EBITDA	125.3	117.3	6.8%	157.3
Margin	5.5%	5.6%		5.5%
EBIT	116.6	110.2	5.8%	148.0
Margin	5.1%	5.2%		5.2%

EBIT BREAKDOWN January - September	9M 2014 € million	9M 2013 € million	Var. %	Year 2013 € million
Operating Profit from divisions	165.1	161.8	2.0%	215.3
Costs not assigned to divisions	-48.5	-51.6	-6.0%	-67.2
Operating profit (EBIT)	116.6	110.2	5.8%	148.0

- In 9M 2014, EBITDA and EBIT grew by 6.8% and 5.8% respectively, amounting to € 125.3 million and € 116.6 million.
- 9M 2014 operating margins remained at similar levels to the year before.

3.3 NET PROFIT

NET PROFIT January - September	9M 2014 € million	9M 2013 € million	Var. %	Year 2013 € million
Net Profit	99.4	101.6	-2.1%	128.5
Margin	4.3%	4.8%		4.5%

Financial Income/Expense January - September	9M 2014 € million	9M 2013 € million	Year 2013 € million
Net financial Income *	4.2	6.6	7.1
Gains/losses in transactions in foreign currency	1.0	-0.2	-1.8
Financial Income/Expense	5.2	6.4	5.3

* Financial income less financial expenditure

In 9M 2014, net profit fell by 2.1% to € 99.4 million, as a result of:

- Net financial result: in September 2014 financial income stood at € 5.2 million, lower than the financial income of September 2013. This reduction was mainly due to a lower return on the cash invested.
- Taxation: In 9M 2014 the company's tax expense was € 21.8 million, higher than the € 15.7 million tax expense of 9M 2013.

4. CONSOLIDATED BALANCE SHEET

CONSOLIDATED BALANCE SHEET September 30, 2014	9M 2014 € million	9M 2013 € million	Year 2013 € million
ASSETS:			
Non-current Assets			
Tangible and intangible assets	119.2	108.4	112.8
Investment in associates	14.8	9.1	12.4
Deferred tax assets	35.2	38.3	37.9
Other non-current assets	8.7	11.3	11.1
	178.0	167.0	174.1
Current assets			
Inventories	24.7	26.0	24.3
Trade and other receivables	1,563.0	1,600.1	1,461.1
Other current assets	77.4	90.5	44.8
Cash and Financial assets	689.4	593.3	658.7
	2,354.5	2,309.9	2,188.8
TOTAL ASSETS	2,532.6	2,476.9	2,362.9
EQUITY AND LIABILITIES:			
Equity	466.9	478.6	438.5
Non-current liabilities			
Financial Debt	25.6	31.1	25.9
Other non-current liabilities	34.8	18.1	28.7
Long term provisions	16.6	22.5	29.6
Current liabilities			
Financial Debt	3.0	0.6	4.1
Trade payable	1,860.3	1,861.0	1,729.8
Other current liabilities	125.5	65.1	106.3
	1,988.8	1,926.7	1,840.2
Total liabilities	2,065.7	1,998.4	1,924.4
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	2,532.6	2,476.9	2,362.9

EQUITY September 30, 2014	9M 2014 € million	9M 2013 € million	Year 2013 € million
Shareholders' funds + retained earnings	574.5	546.4	548.1
Treasury stock	-73.4	-73.4	-73.4
Hedging reserve	-37.4	1.9	-4.4
Interim dividends	0.0	0.0	-35.8
Minority Interest	3.2	3.6	4.0
EQUITY	466.9	478.6	438.5

NET CASH POSITION September 30, 2014	9M 2014 € million	9M 2013 € million	Year 2013 € million
Current assets less cash and financial assets	1,665.2	1,716.6	1,530.2
Current liabilities less financial debt	-1,985.7	-1,926.1	-1,836.1
COMMERCIAL WORKING CAPITAL	-320.6	-209.5	-306.0
Financial assets	63.5	59.0	67.9
Cash and cash equivalents	625.9	534.3	590.8
Financial Debt	-28.6	-31.6	-30.0
NET CASH POSITION	660.8	561.7	628.6
NET CASH + COMMERCIAL WORKING CAPITAL	340.2	352.2	322.7

- Equity of the company went down from € 478.6 million in September 2013 to € 466.9 million in September 2014, as a result of negative impact of the hedging reserve and the payment of dividends.
- As of September 30th, 2014, the net cash position rose to € 660.8 million, larger than the level of September 2013.
- In December 2013, the Board of Directors approved an interim dividend of € 0.667 per share, out of 2013 results, which was paid on 16th January 2014. In February, the company announced a complementary dividend of € 0.7285 per share, out of 2013 results, which was paid on July, 15th 2014. Consequently, total dividends paid in 2014, out of 2013 results, were € 75 million (€ 1.3955 per share), which represents the same absolute amount compared to the dividends paid in 2013.

ANNEX: FILINGS WITH CNMV RELEVANT EVENTS AND OTHER COMMUNICATIONS

In the third quarter of 2014, the company filed with the Spanish CNMV the following communications:

- AES Dominicana, through Dominican Power Partners, DPP, awarded TR the execution of the conversion to combined cycle of its Los Mina power plant in Santo Domingo, Dominican Republic.

The new power plant will add 114 MWe of new power generation capacity to the existing 210 MWe open cycle. The existing plant consists of two gas turbines operating in open cycle after which TR will install two heat recovery steam generators, one steam turbine and all the necessary balance of plant. The awarded project is a LTSK contract covering the services for engineering, procurement, construction, commissioning and start-up of the plant, up to commercial operation.

The contract has a value of approximately USD 140 million. Together with the contract signature, DPP will issue a limited notice to proceed that will be followed by a final notice to proceed expected in September this year. The plant will be completed in 27 months following the final notice to proceed.

This will be the first contract for TR with the AES group and confirms TR's long-standing presence in the Latin American market.

The AES Corporation is a Fortune 200 global power company that owns and manages USD 40 billion in total assets. It provides affordable, sustainable energy to 20 countries through a diverse portfolio of distribution businesses, as well as thermal and renewable generation facilities. It has a workforce of 17,800 people and 2013 reported revenues of USD 16 billion.

AES Dominicana, which started operations in Dominican Republic on 1997, is responsible for approximately 37% of the energy injected in the national electrical system. It groups Dominican Power Partners (DPP), AES Andres and ITABO S.A., as well as two important port facilities.

- TR, in consortium with Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE) and Budimex, signed with Polska Grupa Energetyczna (PGE) a LSTK contract for the construction of a new coal power generation unit at the Turów power plant in Bogatynia, in the southwestern part of Poland.

The contract was signed after a competitive tender process that concluded with the selection by PGE of the above mentioned consortium as the winning bidder. The scope of the project for the new 450 MWe supercritical coal unit, that will fire local lignite in compliance with the stringent local environmental regulations and efficiency well above that of a conventional coal power plant, will include a coal boiler, flue gas treatment, steam turbine and all the relevant balance of plant, including a natural draft cooling tower.

MHPSE will be responsible of the supply of the core technology holding a share in the consortium of 55.4%, while TR and Budimex will supply the rest of the equipment and will be in charge of the construction holding each of them a 22.3% share. The total contract value is of 3,250 million Zloty (approximately € 770 million) which will represent a backlog increase of approximately € 170 million for TR.

The notice to proceed for the execution of the contract will be notified by PGE before the end of this year. The plant will be operational 56 months following such notice to proceed.

This new award places TR as a front player in the highly efficient and environmental compliant coal power market. Poland represents the more active power market for new build plants in Europe and this award enables TR to add a new company to its customer portfolio.

Polska Grupa Energetyczna is the largest energy sector company in Poland in respect to sales, power generation capacity and power supply. The company is 61.89% owned by the Polish State treasury, being listed in the Warsaw Stock Exchange since 2009. It has a total installed power of 12,860 MWe and provides energy to more than 5 million consumers.

- EnerSur, one of the major power generation companies in Peru and part of GDF Suez group, selected TR and JJC Contratistas Generales for the construction of an Open Cycle Power Plant project in Ilo, South of Peru.

The new power plant will consist of the installation of three dual fuel gas turbines with a total net power output of 500 MWe \pm 20%. The awarded project covers the services for engineering, procurement, construction, commissioning and start-up of the plant, up to commercial operation.

The plant will meet EnerSur power capacity obligation under the "Nodo Energetico del Sur" cold reserve program, that will ensure power availability to final electricity users in Peru, such as households as well as important mining projects in the South of Peru.

The contract has a value of approximately USD 240 million and the amount correspondent to TR is half of this overall value.

Following the contract signature, EnerSur will issue a limited notice to proceed order that will be followed by a final notice to proceed, which is scheduled in October 2014. The plant will be completed in 23 months following the final notice to proceed.

This will be a new contract for TR with the GDF Suez group, after the completion of Montoir de Bretagne combined cycle in France, the Mejillones LNG facility in Chile and the ongoing Touat Gaz project in Algeria.

TR has a long-standing presence in the Latin American market, but this will be the first project for the power business unit in Peru, after successfully executing power projects in Europe and Middle East.

EnerSur is Peru's first private-owned electrical power generation company in installed capacity, and it is part of the GDF SUEZ group.

GDF Suez is a global energy player and an expert operator in the three key sectors of electricity, natural gas and energy services. GDF Suez, with 113.7 GW of installed power-production capacity, is the first producer of non-nuclear power in the world, the first supplier of energy and environmental efficiency services in the World and the third LNG importer in the World.

- The Board of Directors approved the re – election of all the members of the Audit and Control Committee, as well as the re – election of all the members of the Appointments and Remuneration Committee, both for the term of four years. Moreover, Mr. Pedro Luis Uriarte Santamarina was appointed Chairman of the Audit and Control Committee, replacing Mr. Fernando de Asúa Álvarez, while Mr. Fernando de Asúa Álvarez was re-elected as Chairman of the Appointments and Remuneration Committee.
- PRPC Refinery and Cracker Sdn. Bhd. a subsidiary under the Petroliam Nasional Berhad (PETRONAS) group, Malaysia's national oil and gas company, awarded TR a contract for the engineering, procurement, construction and commissioning (EPCC) for a refinery package in PETRONAS' Refinery and Petrochemicals Integrated Development (RAPID) project in Pengerang, Johor, Malaysia.

The EPCC scope includes all the hydrotreating units, the catalytic reforming unit, hydrogen production units, the saturated gas plant, the interconnection and the flare for the refinery. The contract was awarded on a lump sum turnkey basis for an approximate value of USD 1.5 Billion with a 50 months project schedule until ready for start up.

RAPID is part of the bigger PETRONAS Pengerang Integrated Complex (PIC) development worth an estimated USD 27 Billion, which comprises of RAPID and its associated facilities including the Pengerang Co- generation plant (PCP), re - gasification terminal 2 (RGT2), air separation unit (ASU), raw water supply project (PAMER), crude and product tanks (SPV2) as well as central and shared utilities and facilities (UF). RAPID will consist of a 300,000 barrels per stream day refinery and petrochemical complex with a combined capacity of producing 7.7 million tonnes per annum of various grades of products, including differentiated and specialty chemicals products such as synthetic rubbers and high - grade polymers. PIC is part of Malaysia's Economic Transformation Programme (ETP) to establish new engines of growth for Malaysia; whilst meeting future energy requirement and strengthening PETRONAS' position as a key player in the Asian chemicals market.

TR had accomplished three important milestones with this award: 1. start its relationship with a new major Oil & Gas leading company, PETRONAS, with which it plans to establish a long term relationship not only for the Malaysian market but in other parts of the world as well; 2. entering in a new country which is strategic for TR and which it plans to establish a continuous presence, acquiring more market share on the global Oil & Gas industry; and 3. participating in the largest ever infrastructure project that has national interest for Malaysia.

- TR was awarded a contract by Fort Hills Energy L.P. for the execution of the cogeneration plant at Fort Hills oil sands mining project (located in Alberta's Athabasca region, 90 kilometers north of Fort McMurray), which is recognized as one of the best undeveloped oil sands mining assets in the region.

Fort Hills Energy L.P. is a partnership between Suncor Energy (40.8%), Total E&P Canada Ltd. (39.2%) and Teck Resources Limited (20.0%). They are jointly developing the Fort Hills oil sands mining project with a planned production of 180,000 barrels per day of bitumen.

The scope of the work awarded to TR that will be executed under a lump sum turnkey model, includes the engineering, procurement, construction and pre-commissioning, up to mechanical completion for the installation of two nominal 85 MW gas turbines, two steam production heat recovery steam generators and all the related auxiliary systems for its interconnection with the utilities system of the Fort Hills oil sands mine. The contract has a value of approximately CAD 250 million and the cogeneration project is expected to be completed in 31 months.

The project is the first EPC power project in North America for TR. Oil and shale gas investments in the region represent a substantial opportunity for the TR upstream, downstream and power business. The experience earned by TR in modular construction in Canada and other countries has been a valuable asset to deliver a reliable project execution plan to match the client requirements. The project represents a new step that consolidates TR's presence in Canada, where it has been executing projects since 2012.

- TR had been selected by Pemex Refinación for the execution of the ultra low sulphur diesel project at the General Refinery Lazaro Cardenas in Minatitlan, Mexico.

This contract includes engineering, procurement, construction and commissioning of three new refining units: diesel hydrodesulphurisation unit (30,000 bpd), hydrogen production plant (25 Mcfd) and sulphur recovery plant (150 tpd); as well as modifications to an existing hydrodesulphurisation unit and the integration of the facilities beyond the battery limits for these plants.

This project is part of the development and updating plans that Pemex Refinación is carrying out, with investments of USD 5,500 million, within the Fuel Quality Project at their refineries throughout the country, to produce and supply diesel with a maximum sulphur content of 15 parts per million (ppm), which represents a reduction of 97% to meet environmental standards. Similarly, air quality will be improved by reducing emissions of greenhouse gases by more than 12,000 tons per year. These works will have a very positive impact in areas where refineries are located generating 12,000 direct jobs and 31,000 indirect jobs.

The contract was awarded under the Open Book method, and will be implemented in two phases. The first phase, costing approximately USD 50 million, includes the execution of a basic design (FEED), a detailed estimation of the investment cost and the purchase of long-term delivery equipment. This first phase will take 12 months.

The second phase is project implementation, including detailed engineering, procurement of equipment and materials, construction and commissioning, under the turnkey model with an estimated impact exceeding USD 500 million and an execution period of 27 months.

This project provides continuity to TR's experience in Mexico, where it has recently completed several important refinery projects for Pemex Refinación, at this same site.

Pemex Refinación is the affiliate company of Petróleos Mexicanos in charge of the industrial refining processes. Petróleos Mexicanos is Mexico's largest company and one of the world's largest oil companies, working the entire production chain from explorations to marketing the end products.