



Comisión Federal de Electricidad

Consejo de Administración

Informe sobre el uso del endeudamiento de la Comisión Federal de Electricidad correspondiente al segundo semestre de 2015

Sesión del 21 de abril de 2016

Informe sobre el uso del endeudamiento de la Comisión Federal de Electricidad del segundo semestre de 2015

1. Rentabilidad de los proyectos

Como Anexo 1 se presenta la información relativa a la rentabilidad de los proyectos de inversión que, bajo la modalidad de PIDIREGAS, entraron en operación durante el segundo semestre de 2015, y por lo cuales la Comisión Federal de Electricidad (CFE) obtuvo financiamiento para su pago.

2. Condiciones financiera

Durante el segundo semestre de 2015, la CFE contrató deuda para financiar necesidades de capital de trabajo mediante colocación de Certificados Bursátiles (CEBURES) en México, por un total de 8,000 millones de pesos.

Las características de estas colocaciones se presentan a continuación:

Fecha	25-nov-15	25-nov-15	25-nov-15
Tipo de financiamiento	EMISIÓN DIRECTA CEBURES SEGUNDA REAPERTURA SEXTA EMISIÓN CFE 14-2	EMISIÓN DIRECTA CEBURES PRIMERA REAPERTURA SÉPTIMA EMISIÓN CFE 15	EMISIÓN DIRECTA CEBURES OCTAVA EMISIÓN CFE 15U
Bancos Agentes	BBVA, HSBC, SANTANDER, BANORTE	BBVA, HSBC, SANTANDER, BANORTE	BBVA, HSBC, SANTANDER, BANORTE
Monto	2,500 millones	500 millones	934.4 millones (equivalentes a \$5,000 millones de pesos)
Moneda	Pesos MN	Pesos MN	UDIS
Plazo	3,653 días, aprox. 10.5 años	1,651 días, aprox 4.5 años	4,368 días, aprox 12 años
Tasa	Tasa fija: 7.35%	TIE 28d + 0.20%	Tasa fija: 4.37%
Pago intereses	Cada 182 días	Cada 28 días	Cada 182 días
Pago principal	Al vencimiento	Al vencimiento	Al vencimiento
Comisiones	Por Intermediación: 0.08 %	Por Intermediación: 0.06 %	Por Intermediación: 0.08 %
Destino	Capital de trabajo	Capital de trabajo	Capital de trabajo

Fuente: Dirección de Finanzas

Adicionalmente, la CFE contrató deuda para financiar diversos pagos de proyectos de Obra Pública Financiada mediante créditos directos en México y en el extranjero, por un total de 5,000 millones de pesos y 106.7 millones de dólares.

Las características de estos créditos se presentan a continuación:

Fecha	30-sep-15	18-nov-15
Tipo de financiamiento	CREDITO DIRECTO	CRÉDITO DIRECTO
Bancos Agentes	SANTANDER	AGENCE FRANÇAISE DE DEVELOPPEMENT (AFD)
Monto	5,000 millones	106.7 millones
Moneda	Pesos MN	US Dólares
Plazo	10 años	20 años (incluidos 2 de gracia)
Tasa	TIE 182d + 0.58%	LIBOR + 2.65%
Pago intereses	Semestral	Semestral
Pago principal	Semestral	Semestral
Comisiones	De Estructuración: 0.70%	De Disponibilidad (Appraisal Fee) 0.50%
Destino	Pagos de proyectos OPF	Pagos de proyectos OPF

Fuente: Dirección de Finanzas

3. Manejo de disponibilidades asociadas al endeudamiento

A continuación se presenta el promedio diario de las inversiones y el rendimiento total obtenido de las disponibilidades con las que contó la CFE durante el segundo semestre 2015.

Inversión promedio y rendimientos Julio - Diciembre de 2015

(millones de pesos)

Periodo	Promedio mensual de inversión	Rendimiento mensual	Tasa rendimiento anualizada
Julio	39,086.4	109.9	3.3%
Agosto	27,814.9	69.0	2.9%
Septiembre	25,411.5	65.2	3.1%
Octubre	23,152.5	64.4	3.2%
Noviembre	22,431.8	64.1	3.4%
Diciembre	26,927.3	77.3	3.3%
Julio - Diciembre de 2015	27,509.3	449.9	3.2%

4. Calendarios de ejecución y desembolsos

Durante el segundo semestre de 2015, la CFE efectuó desembolsos para financiar los pagos a contratistas adjudicatarios de proyectos de Obra Pública Financiada (OPF) a la entrega a satisfacción de los mismos, por un total de 2,807.8 millones de pesos. Estos desembolsos se hicieron sobre dos líneas de crédito contratadas, una en 2014 con Banorte por 10,000 millones de pesos y otra en 2015 con Santander por 5,000 millones de pesos. Ambas líneas son a plazo de 10 años con amortizaciones semestrales.

Se presenta un cuadro con la relación de los proyectos de OPF pagados, la línea de crédito utilizada y los montos desembolsados:

PAGOS DE OPF 2º SEMESTRE 2015

Proyecto	Línea de Crédito	Total en Pesos MN
OPF 192 SE 1122 Golfo Norte (2a Fase)	BANORTE - 3	71,303,084
OPF 202 SLT 1114 Transmisión y Transformación del Oriental (2A FASE)	BANORTE - 3 SANTANDER - 9	352,405,704 15,934,226
OPF 209 SE 1212 SUR - PENINSULAR (5A FASE)	BANORTE - 3 SANTANDER - 9	81,754,602 61,655,628
OPF 214 SE 1210 NORTE - NOROESTE (8A FASE)	BANORTE - 3	167,669,704
OPF 243 SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (4A y 5A FASES)	BANORTE - 3 SANTANDER - 9	464,411,625 169,372,141
OPF 249 SLT 1405 Subest. y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	BANORTE - 3 SANTANDER - 9	284,719,820 66,856,407
OPF 259 SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (3A FASE)	BANORTE - 3	103,741,346
OPF 261 CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	BANORTE - 3 SANTANDER - 9	127,103,091 16,077,402
OPF 273 SE 1621 Distribución Norte - Sur	BANORTE - 3	39,864,070
OPF 274 SE 1620 Distribución Valle de México	SANTANDER - 9	438,223,937

Proyecto	Línea de Crédito	Total en Pesos MN
OPF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noine (1A y 2A FASES)	BANORTE - 3	233,068,155
OPF 305 SE 1801 Subestaciones Baja - Noroeste (2A FASE)	BANORTE - 3	78,156,085
OPF 306 SE 1803 Subestaciones del Occidental (1A FASE)	BANORTE - 3	18,495,702
OPF 308 SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular	BANORTE - 3 SANTANDER - 9	8,564,858 8,411,848
TOTAL		2,807,789,435

Abreviaturas: OPF- Obra Pública Financiada. CCC – Central de Ciclo Combinado. SE – Subestaciones. SLT- Subestaciones y Líneas de Transmisión.

Fuente: Dirección de Finanzas

5. Perfil de riesgos

La Comisión Federal de Electricidad tiene obligaciones de pago denominadas en moneda nacional y extranjera. Los principales riesgos financieros a los que se enfrenta la deuda de la CFE, son el riesgo cambiario y el riesgo de tasa de interés. Para gestionar estos riesgos la CFE negocia contratos de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2015, del total de la deuda documentada y PIDIREGA (inversión directa) considerando las coberturas financieras, el 27% corresponde a la deuda que genera exposición al tipo de cambio y el 38% del total presenta exposición a tasa variable.

Es importante mencionar que el Consejo de Administración aprobó la estrategia de riesgos financieros para contemplar una visión global del portafolio, es decir, que si bien se atenderá en específico cada riesgo financiero, siempre prevalecerá una visión integral que analice en conjunto los activos y pasivos del balance de la empresa.

En apego a la visión estratégica integral, durante el segundo semestre de 2015, se consideró el poder colocar al mayor plazo posible, logrando emitir a 10 y 12 años en tasa fija en moneda nacional.

ANEXO 1

Proyecto	Metas físicas ^{1/1}	VPN a inicio de erogaciones (mdd)**/	TIR ^{2/1/1}	Inversión instantánea (mdd)	Inversión financiada ^{3/} (mdd)****/
OPF 192 SE 1122 Golfo Norte (2a Fase)	30 MVA, 1.8 MVAr, 19.5 km, 7A	62.18		8.77	9.70
OPF 202 SLT 1114 Transmisión y Transformación del Oriental (2a Fase)****/	300 MVA's, 28.4 km-c	893.56	>100%	17.90	42.68
OPF 209 SE 1212 SUR - PENINSULAR (5a Fase)	60 MVA, 3.6 MVAr, 4.92 km, 14A	113.63		13.92	15.40
OPF 214 SE 1210 NORTE - NOROESTE (8a Fase)	90 MVA, 3.6 MVAr, 0.8 km, 2A	165.00		28.80	29.08
OPF 243 SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (4a Fase)	30 MVA, 1.8 MVAr, 6.99 km, 10A	216.02		7.15	7.71
OPF 243 SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (5a Fase)	80 MVA, 4.8 MVAr, 177.72 km, 29A	56.68		18.52	19.96
OPF 249 STL 1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	300 MVA's, 52.5 MVAr, 64 km-c	217.74	>100%	38.59	69.58
OPF 259 SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (3a Fase)	100 MVA, 4.2 MVAr, 4.68 km, 25A	294.70		12.29	13.80
OPF 261 CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	402 MW	13.80	11.51%	338.00	394.10
OPF 273 SE 1621 Distribución Norte- Sur	140 MVA, 8.4 MVAr, 25A	361.64		16.53	17.88
OPF 274 SE 1620 Distribución Valle de México	780 MVA, 124.2 MVAr, 16.1 km, 139A	1,951.30		17.92	19.38
OPF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noine ****/	200 MVA's, 135.4 km-c	114.22	>100%	25.11	61.46
OPF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noine (2a Fase)****/	300 MVA's, 28.8 km-c	114.22	>100%	19.83	48.54
OPF 305 SE 1801 Subestaciones Baja - Noroeste (2a Fase)****/	225 MVA's	25.13	>100%	4.81	8.83
OPF 306 SE 1803 Subestaciones del Occidental (1a Fase)	215 MVAr	548.06	>100%	13.20	25.30
OPF 308 SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular****/	665 MVA's, 87.5 MVAr, 74.6 km-c	122.14	>100%	36.30	80.18
TOTAL		5,270	0	618	864



1/ Potencia neta. Los CC se expresan en condiciones de verano y los demás en medias anuales
2/ La rentabilidad de la inversión medida con Tasa Interna de Retorno (TIR), la reportamos únicamente para las centrales de generación financiadas como OPF.

3/ Para los proyectos OPF la cifra corresponde al costo actualizado al inicio de operación, es decir, incorpora los intereses durante la construcción.

NA: No aplica el indicador de TIR

Abreviaturas: Mdd: Millones de dólares.

OPF: Obra Pública Financiada. CC: Ciclo

**/ PEF 2016 (SHCP)*

***/ Datos de la última evaluación (CP)*

****/ Amortizaciones + intereses (PEF 2016). Cédula de Proyectos (SHCP)*

*****/ Indicadores del proyecto completo*

Nota para el proyecto de Cogeneración Salamanca: El proyecto actualmente ha concluido su fase de construcción y se encuentra en etapa de pruebas preoperativas y de desempeño. Los indicadores que se presentan son los mínimos que se requieren para el proyecto y fueron estimados considerando que no habrá ingreso por venta de Certificados de Energía Limpia (CELs) ni por Pago de Capacidad por parte del Mercado de Energía Mayorista.

ANEXO 2

Desembolsos efectuados durante el segundo semestre de 2015 para el pago de obras PIDIREGAS

Proyecto	Línea de Crédito	Montos pagados en Dólares						TOTAL
		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
OFF 192 SE 1122 Golfo Norte (2a Fase)	BANORTE - 3	4,545,825.01						4,545,825.01
OFF 202 SLT 1114 Transmisión y Transformación del Oriental (2A)	BANORTE - 3			8,389,964.59	13,015,496.00			21,405,460.59
	SANTANDER - 9				971,842.13			971,842.13
OFF 209 SE 1212 SUR - PENINSULAR (5A FASE)	BANORTE - 3						4,837,813.84	4,837,813.84
	SANTANDER - 9						3,623,838.61	3,623,838.61
OFF 214 SE 1210 NORTE - NROESTE (8A FASE)	BANORTE - 3	433,602.55		9,521,451.98				9,955,054.52
OFF 243 SE 1322 DISTRIBUCION CENTRO (4A FASE)	BANORTE - 3	5,241,345.69						5,241,345.69
OFF 243 SE 1322 DISTRIBUCION CENTRO (5A FASE)	BANORTE - 3						22,352,942.10	22,352,942.10
OFF 243 SE 1322 DISTRIBUCION CENTRO (5A FASE)	SANTANDER - 9						9,869,763.75	9,869,763.75
OFF 249 SLT 1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	BANORTE - 3						16,682,537.00	16,682,537.00
OFF 249 SLT 1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	SANTANDER - 9						3,925,347.00	3,925,347.00
OFF 259 SE 1521 DISTRIBUCION SUR (3A FASE)	BANORTE - 3						5,969,831.59	5,969,831.59
OFF 261 CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	BANORTE - 3					5,348,154.66	2,267,380.84	7,615,535.50
OFF 261 CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	SANTANDER - 9						940,012.02	940,012.02
OFF 273 SE 1621 Distribución Norte - Sur	BANORTE - 3	2,458,620.33						2,458,620.33
OFF 274 SE 1620 Distribución Valle de México	SANTANDER - 9						25,756,818.65	25,756,818.65
OFF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noine	BANORTE - 3		8,116,561.03					8,116,561.03
OFF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noine (2A FASE)	BANORTE - 3	5,988,864.35						5,988,864.35
OFF 305 SE 1801 Subestaciones Baja - Noroeste (2A FASE)	BANORTE - 3	4,804,254.03						4,804,254.03
OFF 306 SE 1803 Subestaciones del Occidental (1A FASE)	BANORTE - 3					1,114,474.19		1,114,474.19
OFF 308 SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental -	BANORTE - 3						512,574.15	512,574.15
	SANTANDER - 9						503,417.12	503,417.12
	TOTAL	23,472,511.96	8,116,561.03	17,911,416.57	13,987,338.13	6,462,628.85	97,242,276.89	167,192,733.24



Proyecto	Línea de Crédito	Montos pagados en Moneda Nacional						TOTAL
		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
OFF 192 SE 1122 Golfo Norte (2a Fase)	BANORTE - 3	\$71,303,083.68						\$71,303,083.68
OFF 202 SLT 1114 Transmisión y Transformación del Oriental (2A)	BANORTE - 3			\$139,004,933.35	\$213,400,770.87			\$352,405,704.22
	SANTANDER - 9				\$15,934,226.45			\$15,934,226.45
OFF 209 SE 1212 SUR - PENINSULAR (5A FASE)	BANORTE - 3						\$81,754,602.15	\$81,754,602.15
	SANTANDER - 9						\$81,655,627.80	\$81,655,627.80
OFF 214 SE 1210 NORTE - NOROESTE (8A FASE)	BANORTE - 3	\$7,030,431.68		\$160,639,272.76				\$167,669,704.44
OFF 243 SE 1322 DISTRIBUCION CENTRO (4A FASE)	BANORTE - 3	\$82,737,786.49						\$82,737,786.49
OFF 243 SE 1322 DISTRIBUCION CENTRO (5A FASE)	BANORTE - 3						\$381,673,838.11	\$381,673,838.11
OFF 243 SE 1322 DISTRIBUCION CENTRO (5A FASE)	SANTANDER - 9						\$169,372,141.26	\$169,372,141.26
OFF 249 SLT 1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	BANORTE - 3						\$284,719,819.74	\$284,719,819.74
OFF 249 SLT 1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	SANTANDER - 9						\$66,856,406.95	\$66,856,406.95
OFF 259 SE 1521 DISTRIBUCION SUR (3A FASE)	BANORTE - 3						\$103,741,345.52	\$103,741,345.52
OFF 261 CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	BANORTE - 3					\$88,323,169.76	\$38,779,921.46	\$127,103,091.22
	SANTANDER - 9						\$16,077,401.58	\$16,077,401.58
OFF 273 SE 1621 Distribución Norte - Sur	BANORTE - 3	\$39,864,070.01						\$39,864,070.01
OFF 274 SE 1620 Distribución Valle de México	SANTANDER - 9						\$438,223,936.91	\$438,223,936.91
OFF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noine	BANORTE - 3		\$138,845,951.31					\$138,845,951.31
OFF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noine (2A FASE)	BANORTE - 3	\$94,222,204.01						\$94,222,204.01
OFF 305 SE 1801 Subestaciones Baja - Noroeste (2A FASE)	BANORTE - 3	\$78,156,085.02						\$78,156,085.02
OFF 306 SE 1803 Subestaciones del Occidental (1A FASE)	BANORTE - 3					\$18,496,702.21		\$18,496,702.21
OFF 308 SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental -	BANORTE - 3						\$8,564,857.74	\$8,564,857.74
	SANTANDER - 9						\$8,411,848.45	\$8,411,848.45
	TOTAL	\$373,313,660.89	\$138,845,951.31	\$299,644,206.11	\$229,334,997.32	\$106,318,871.97	\$1,659,831,747.67	\$2,807,789,436.26



Proyecto	Línea de Crédito	Tipos de Cambio Promedio Ponderado						Total
		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
OPF 192 SE 1122 Golfo Norte (2a Fase)	BANORTE - 3	15.69						15.69
OPF 202 SLT 1114 Transmisión y Transformación del Oriental (2a Fase)	BANORTE - 3			16.57	16.40			16.49
OPF 209 SE 1212 SUR - PENINSULAR (5a Fase)	BANORTE - 3 SANTANDER - 9						16.90 17.01	16.90 17.01
OPF 214 SE 1210 NORTE - NOROESTE (8a Fase)	BANORTE - 3 BANORTE - 3	16.21 15.79		16.87				16.54 15.79
OPF 243 SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (5a Fase)	BANORTE - 3 SANTANDER - 9						17.06 17.10	17.06 17.10
OPF249 SLT 1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	BANORTE - 3						17.14	17.14
OPF 249 STL 1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	SANTANDER - 9						17.14	17.14
OPF 259 SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (3a Fase)	BANORTE - 3						17.38	17.38
OPF 261 CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	BANORTE - 3 SANTANDER - 9					16.51	17.10 17.10	16.81 17.10
OPF 273 SE 1621 Distribución Norte- Sur	BANORTE - 3	16.21						16.21
OPF 274 SE 1620 Distribución Valle de México	SANTANDER - 9						17.01	17.01
OPF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noíne	BANORTE - 3		17.11					17.11
OPF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noíne (2a Fase)	BANORTE - 3	15.73						15.73
OPF 305 SE 1801 Subestaciones Baja - Noroeste (2a Fase)	BANORTE - 3	16.27						16.27
OPF 306 SE 1803 Subestaciones del Occidental (1a Fase)	BANORTE - 3					16.60		16.60
OPF 308 SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular	BANORTE - 3 SANTANDER - 9						16.71 16.71	16.71 16.71
TOTAL		15.98	17.11	16.72	16.40	16.56	17.03	16.69



Comisión Federal de Electricidad

Consejo de Administración

Informe sobre el uso del endeudamiento de la Comisión Federal de Electricidad del primer semestre de 2016

Sesión del 27 de octubre de 2016

Informe sobre el uso del endeudamiento de la Comisión Federal de Electricidad del primer semestre de 2016**1. Rentabilidad de los proyectos**

Como Anexo 1 se presenta la información relativa a la rentabilidad de los proyectos de inversión que, bajo la modalidad de PIDIREGAS, entraron en operación durante el primer semestre de 2016, y por lo cuales la Comisión Federal de Electricidad (CFE) obtuvo financiamiento para su pago.

2. Condiciones financieras

Durante el primer semestre de 2016, la CFE dispuso de un crédito revolvente que se había contratado en agosto de 2013 para financiar necesidades de capital de trabajo, las características de este crédito se presentan a continuación:

Tabla 1. Características de la deuda contratada

Tipo de financiamiento	Crédito Revolvente
Banco Agente	BBVA Bancomer
Monto	1,250 millones de dólares
Moneda	Dólares
Plazo	5 años
Tasa	Libor + 1.30%
Destino	Capital de Trabajo

Fuente: Dirección de Finanzas

Durante el primer semestre de 2016, la CFE contrató deuda para financiar diversos pagos de proyectos de Obra Pública Financiada (OPF) mediante un crédito directo con BBVA Bancomer por un total de 10,000 millones de pesos (mdp).

Las características de este crédito se presentan a continuación:

Tabla 2. Características de la deuda contratada

Fecha	27-abr-16
Tipo de financiamiento	Crédito Directo
Banco Agente	BBVA Bancomer
Monto	10,000 millones
Moneda	Pesos MN
Plazo	10 años
Tasa	TIE 28d + 0.75%
Pago intereses	Mensual
Pago principal	Semestral
Comisiones	Participación: 0.10% Estructuración: 0.45% Compromiso: 0.15% p.a.
Destino	Pago de proyectos OPF

Fuente: Dirección de Finanzas

3. Manejo de disponibilidades asociadas al endeudamiento

A continuación se presenta el promedio diario de las inversiones y el rendimiento total obtenido de las disponibilidades con las que contó la CFE durante el primer semestre 2016.

Tabla 3. Inversión promedio y rendimientos
Enero - Junio 2016
 (millones de pesos)

Periodo	Promedio mensual de inversión	Rendimiento mensual	Tasa de rendimiento anualizada
Enero	19,608.0	56.2	3.3%
Febrero	25,081.3	71.2	3.5%
Marzo	26,293.9	86.3	3.8%
Abril	23,030.3	72.3	3.8%
Mayo	24,771.7	81.3	3.8%
Junio	26,603.7	85.4	3.9%
Enero – Junio 2016	145,388.9	452.7	3.7%

Fuente: Dirección de Finanzas

4. Calendarios de ejecución y desembolsos

Durante el primer semestre de 2016, la CFE efectuó desembolsos para financiar los pagos a contratistas adjudicatarios de proyectos de OPF a la entrega a satisfacción de los mismos, por un total de 3,718.9 millones de pesos. Estos desembolsos se hicieron sobre dos líneas de crédito contratadas, una en 2015 con Banco Santander por 5,000 millones de pesos y otra en 2016 con BBVA Bancomer por 10,000 millones de pesos. Ambas líneas son a plazo de 10 años con amortizaciones semestrales.

Se presenta un cuadro con la relación de los proyectos de OPF pagados, la línea de crédito utilizada y los montos desembolsados:

Tabla 4. Pagos de OPF 1^{er} semestre 2016

Proyecto	Línea de Crédito	Monto total (pesos)
LT 1313 Red de Transmisión Asociada al CC Baja California III	SANTANDER	145,473,425
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	SANTANDER	235,144,329
SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (4a Fase)	SANTANDER	110,386,578
SE 1211 NORESTE - CENTRAL (5a Fase)	SANTANDER	284,448,869
SE 1212 SUR - PENINSULAR (5a Fase)	SANTANDER	36,999,775
SE 1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE (5a Fase)	SANTANDER	162,576,344
SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (5a Fase)	SANTANDER	97,863,225
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (2a Fase)	BBVA BANCOMER	79,564,205
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (5a Fase)	SANTANDER	276,499,986
SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (3A Fase)	SANTANDER	150,999,119
SE 1620 Distribución Valle de México	SANTANDER	112,233,237
SLT 1722 DISTRIBUCIÓN SUR	SANTANDER	22,775,091
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte	SANTANDER	174,837,229
SE 1803 Subestaciones del Occidental (2a Fase)	SANTANDER	142,355,605
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular (1a, 2a y 3a Fases)	SANTANDER	674,842,519
SE 1903 Subestaciones Norte - Noreste	SANTANDER	164,897,650
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (1a, 2a y 3a Fases)	SANTANDER	846,995,466
Total		3,718,892,650

Abreviaturas: SE – Subestaciones; SLT- Subestaciones y Líneas de Transmisión; CCC – Central de Ciclo Combinado.
Fuente: Dirección de Finanzas

5. Perfil de riesgos

La Comisión Federal de Electricidad tiene obligaciones de pago denominadas en moneda nacional y extranjera. Al cierre de junio de 2016, la composición de la deuda documentada y PIDIREGAS (inversión directa) en dólares incluyendo coberturas representó cerca del 30.6% (exposición al tipo de cambio).

Por otro lado, al mismo corte cerca del 41.6% de la deuda estaba expuesta a tasa variable. Por lo anterior, los principales riesgos financieros a los que se enfrenta la deuda de la CFE, son el riesgo cambiario y el riesgo de tasa de interés. Para gestionar estos riesgos la CFE negocia contratos derivados con fines de cobertura.

Es importante mencionar que el Consejo de Administración aprobó la estrategia de riesgos financieros, para contemplar una visión global del portafolio, es decir, que si bien se atenderá en específico cada riesgo financiero, siempre prevalecerá una visión integral que analice en conjunto los activos y pasivos del balance de la empresa. Con esta visión estratégica integral, en las líneas de crédito dispuestas que se realizaron en el primer semestre de 2016, se consideró cubrir una porción para mitigar la exposición cambiaria fijando el tipo de cambio de dichas obligaciones.

ANEXO 1

Proyectos/Obras de transmisión y distribución	Metas físicas ^{1/}	Valor Presente al inicio de la erogación (mdd) ^{2/}	TIR ^{2/}	Monto instantáneo (mdd) ^{3/}	Monto a financiar (mdd) ^{3/}
322 SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (5a Fase) (2a Conv)		774.58	>100%	8.157	8.586
322 SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (1a Fase) (2a Conv)		774.58	>100%	4.349	4.577
244 SE 1321 Distribución Noreste (5a Fase)	84.9 km-c, 1 A	575.11	>100%	6.822	7.068
317 SLT 1902 Subestaciones y Compensación del Noroeste (1a Fase)	600 MVAr	104.60	>100%	21.963	22.484
320 LT 1905 Transmisión Sureste - Peninsular (1a Fase) (2a Conv)	100 MVAr, 1.9 km-c	399.62	>100%	7.736	7.868
253 SE 1420 Distribución Norte (2a Fase)	30 MVA, 1.8 MVAr, 1 km-c, 8 A	480.03	>100%	4.158	4.292
280 SLT 1721 Distribución Norte (3a Fase)	30 MVA, 1.8 MVAr, 64.3 km-c, 4 A	1,944.59	>100%	10.706	11.201
253 SE 1420 Distribución Norte (5a fase)	110 MVA, 6.6 MVAr, 3.7 km-c, 25 A	480.03	> 100%	14.990	15.748
306 SE 1803 Subestaciones del Occidental (2a fase)	100 MVA, 7.5 MVAr, 36.1 km-c	548.06	> 100%	8.326	8.717
237 LT 1313 Red de Transmisión al CC Baja California III	18.5 km-c, 4 A	256.25	> 100%	7.956	8.127
308 SLT 1804 Subestaciones y Líneas de Transmisión Oriental - Peninsular (2a fase)	65 MVAr	122.14	> 100%	11.229	11.620
215 SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (4a fase)	40 MVA, 2.4 MVAr, 3 km-c, 7 A	99.33	> 100%	7.037	7.230
306 SE 1803 Subestaciones del Occidental (1a fase)	215 MVAr	548.06	> 100%	18.716	19.970
308 SLT 1804 Subestaciones y Líneas de Transmisión Oriental-Peninsular (3a fase)	40 MVA, 68.80 km-c, 2 A	122.14	> 100%	19.304	19.964
318 SE 1903 Subestaciones Norte Noreste	525 MVA	121.82	> 100%	14.707	14.957
317 SLT 1902 Subestaciones y Compensación del Noroeste (2a fase)	225 MVA, 82.5 MVAr	104.60	> 100%	8.465	8.718
243 SE 1322 Distribución Centro (3a Fase) (4a Conv)	19.9 MVA, 150.9 km-c	544.36	>100%	22.464	23.400

Abreviaturas: SE – Subestaciones; SLT- Subestaciones y Líneas de Transmisión.

^{1/} Metas físicas reportadas en el Tablero de control del 5 de enero de 2016.

^{2/} Montos reportados en la Evaluación Financiera del Análisis Costo Beneficio incorporado en el Sistema del Proceso Integral de Programación y Presupuesto (PIPP) de SHCP. Corresponde al indicador de rentabilidad del proyecto integral.

^{3/} Montos reportados en la propuesta económica del licitador ganador. Nota:

El monto a financiar muestra los requerimientos de financiamiento de los proyectos con inicio de operación durante el 1er semestre de 2016 y corresponde al valor de cada proyecto y sus metas físicas. Sin embargo, las columnas de "Valor Presente al inicio de la erogación" y "TIR", no representan la rentabilidad de la inversión, en virtud de que estos indicadores corresponden a los reportados en los Documentos Análisis Costo y Beneficio autorizados por la UI SHCP para cada proyecto, de acuerdo con la metodología de evaluación autorizada. Derivado de los cambios derivados de la Reforma, CFE está en proceso de revisión de la metodología de evaluación y en breve la presentará a la UI, con la cual se espera obtener medidas de rentabilidad que reflejen con mayor objetividad el desempeño de los proyectos en el nuevo ambiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

ANEXO 2

Desembolsos efectuados durante el primer semestre de 2016 para el pago de obras
PIDIREGAS

Proyecto	Línea de Crédito	Montos pagados en Dólares						TOTAL
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
LT 1313 Red de Transmisión Asociada al CC Baja California III	SANTANDER			8,113,047				8,113,047
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular	SANTANDER		3,790,637					3,790,637
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular (3A FASE)	SANTANDER			1,617,334			19,778,654	21,395,987
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	SANTANDER				10,541,776			10,541,776
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	SANTANDER						2,763,103	2,763,103
SE 1211 Noreste - Central (5A FASE)	SANTANDER						14,973,515	14,973,515
SE 1212 SUR - PENINSULAR (5A FASE)	SANTANDER					2,053,205		2,053,205
SE 1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE (5A FASE)	SANTANDER					322,963	8,251,077	8,574,030
SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (5A FASE)	SANTANDER				5,624,550			5,624,550
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (2A FASE)	BBVA BANCOMER						4,293,226	4,293,226
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (5A FASE)	SANTANDER			15,889,434				15,889,434
SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (3A FASE)	SANTANDER					8,392,803		8,392,803
SE 1620 Distribución Valle de México	SANTANDER						5,908,007	5,908,007
SE 1803 Subestaciones del Occidental (2A FASE)	SANTANDER			2,977,803		4,992,949		7,970,752
SE 1903 Subestaciones Norte - Noreste	SANTANDER					9,165,309		9,165,309
SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (4A FASE)	SANTANDER				6,344,311			6,344,311
SLT 1722 DISTRIBUCIÓN SUR	SANTANDER					1,233,126		1,233,126
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte	SANTANDER			2,134,333	6,169,505	1,305,506	285,736	9,895,080
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular (2A FASE)	SANTANDER			11,620,000				11,620,000
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (1A FASE)	SANTANDER		4,577,435					4,577,435
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (2A FASE)	SANTANDER		8,083,451	22,507,819	3,293,318			33,884,588
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (5A FASE)	SANTANDER		8,585,882					8,585,882
TOTAL		0	25,037,406	64,859,770	31,973,461	27,465,849	56,253,317	205,589,801

Fuente: Dirección de Finanzas

Proyecto	Línea de Crédito	Montos pagados en Moneda Nacional						TOTAL
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
LT 1313 Red de Transmisión Asociada al CC Baja California III	SANTANDER			145,473,425				145,473,425
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular	SANTANDER		71,194,988					71,194,988
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular (3A FASE)	SANTANDER			28,743,738			366,547,897	395,291,636
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	SANTANDER				183,937,123			183,937,123
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	SANTANDER						51,207,205	51,207,205
SE 1211 Noreste - Central (5A FASE)	SANTANDER						284,448,869	284,448,869
SE 1212 SUR - PENINSULAR (5A FASE)	SANTANDER					36,999,775		36,999,775
SE 1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE (5A FASE)	SANTANDER					5,959,348	156,616,996	162,576,344
SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (5A FASE)	SANTANDER				97,863,225			97,863,225
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (2A FASE)	BBVA BANCOMER						79,564,205	79,564,205
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (5A FASE)	SANTANDER			276,499,986				276,499,986
SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (3A FASE)	SANTANDER					150,999,119		150,999,119
SE 1620 Distribución Valle de México	SANTANDER						112,233,237	112,233,237
SE 1803 Subestaciones del Occidental (2A FASE)	SANTANDER			52,707,713		89,647,892		142,355,605
SE 1903 Subestaciones Norte - Noreste	SANTANDER					164,897,650		164,897,650
SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (4A FASE)	SANTANDER				110,386,578			110,386,578
SLT 1722 DISTRIBUCIÓN SUR	SANTANDER					22,775,091		22,775,091
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte	SANTANDER			37,889,315	108,303,743	23,220,509	5,423,663	174,837,229
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular (2A FASE)	SANTANDER			208,355,896				208,355,896
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (1A FASE)	SANTANDER		83,658,120					83,658,120
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (2A FASE)	SANTANDER		147,950,541	400,729,811	56,766,927			605,447,278
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (5A FASE)	SANTANDER		157,890,068					157,890,068
TOTAL		0	460,693,716	1,150,399,883	557,257,596	494,499,384	1,056,042,071	3,718,892,650

Fuente: Dirección de Finanzas



Proyecto	Línea de Crédito	Tipos de Cambio Promedio Ponderado						TOTAL
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
LT 1313 Red de Transmisión Asociada al CC Baja California III	SANTANDER			17.93				17.93
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular	SANTANDER		18.78					18.78
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular (3A FASE)	SANTANDER			17.77			18.53	18.15
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	SANTANDER				17.45			17.45
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	SANTANDER						18.53	18.53
SE 1211 Noreste - Central (5A FASE)	SANTANDER						19.00	19.00
SE 1212 SUR - PENINSULAR (5A FASE)	SANTANDER					18.02		18.02
SE 1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE (5A FASE)	SANTANDER					18.45	18.98	18.72
SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (5A FASE)	SANTANDER				17.40			17.40
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (2A FASE)	BBVA BANCOMER						18.53	18.53
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (5A FASE)	SANTANDER			17.40				17.40
SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (3A FASE)	SANTANDER					17.99		17.99
SE 1620 Distribución Valle de México	SANTANDER						19.00	19.00
SE 1803 Subestaciones del Occidental (2A FASE)	SANTANDER			17.70		17.95		17.83
SE 1903 Subestaciones Norte - Noreste	SANTANDER					17.99		17.99
SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (4A FASE)	SANTANDER				17.40			17.40
SLT 1722 DISTRIBUCIÓN SUR	SANTANDER					18.47		18.47
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte	SANTANDER			17.75	17.55	17.79	18.98	18.02
SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular (2A FASE)	SANTANDER			17.93				17.93
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (1A FASE)	SANTANDER		18.28					18.28
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (2A FASE)	SANTANDER		18.30	17.80	17.24			17.78
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (5A FASE)	SANTANDER		18.39					18.39
	TOTAL	N.A.	18.44	17.76	17.41	18.10	18.79	18.14

Fuente: Dirección de Finanzas