

Folleto Informativo de Reestructuración societaria

Derivado de la integración de las
unidades productivas de los negocios de
energía de Abengoa (CA Infraestructuras
Energía 2023, S.L.U.)

–

2024



26 de junio de 2024

COX ENERGY, S.A.B. de C.V.

Monte Urales 415, Colonia Lomas de Chapultepec II Sección, Alcaldía Miguel Hidalgo, C.P. 11000, Ciudad de México, México

<https://www.coxenergy.com>

Clave de cotización:

BIVA | BMV: COXA* | BME: COX

El presente Folleto Informativo se publica de conformidad con el artículo 104, fracción IV de la Ley del Mercado de Valores, así como el artículo 35 y el Anexo P de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según las mismas han sido modificadas a esta fecha.

Los términos con mayúscula inicial utilizados en el presente Folleto informativo tendrán el significado que se les atribuye a los mismos en la sección "*Glosario de Términos y Definiciones*".

Breve resumen de la Reestructura Societaria

La Reestructura Societaria que se describe en el presente Folleto de Reestructuración Societaria consiste en la integración de las unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa (CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. o "CA Infraestructuras"), respaldada por la autorización de la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora del pasado día 6 de diciembre de 2023, y que facultó a ésta para adquirir hasta el 100% de las participaciones sociales de CA Infraestructuras en una o varias operaciones.

En base a dicha autorización y el contrato de compraventa de participaciones sociales de CA Infraestructuras (el "Contrato de compraventa") entre Cox Energy Latin América, S.L. Unipersonal (el "Comprador") y Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal (el "Vendedor") de fecha 7 de diciembre de 2023, la primera adquiere el 5,00% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras y, de manera simultánea, emite una oferta irrevocable de compra respecto de un 46,00% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras. Así mismo, el Vendedor cede irrevocablemente el ejercicio de los derechos políticos de voto del resto de participaciones no transmitidas a favor del Comprador.

CA Infraestructuras es propietaria del 95% de las acciones representativas del capital social de Centro Morelos 264, S.A. de C.V.; el 100% de las acciones representativas del capital social de Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd; el 100% de las acciones representativas del capital social de Abener Argelia, S.L.; el 51% de las acciones representativas del capital social de Solar Power Plant One (SPP1); el 100% de las acciones representativas del capital social de Abengoa Bioenergía Brasil, S.A. y el 100% de las acciones representativas del capital social ASA Bioenergy Holding AG.

A su vez, Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd participa en el 51% de las acciones representativas del capital social de las subsidiarias Kaxu CSP South Africa (Pty) Limited y Khi CSP South Africa (Proprietary) Limited, Abengoa Bioenergía Brasil S.A. es propietaria del 100% de las acciones representativas del capital social de Abengoa Bioenergía Agroindustria, Ltda., Abengoa Bioenergía Santa Fe, Ltda. y de Abengoa Bioenergía Trading Brasil, Ltda.

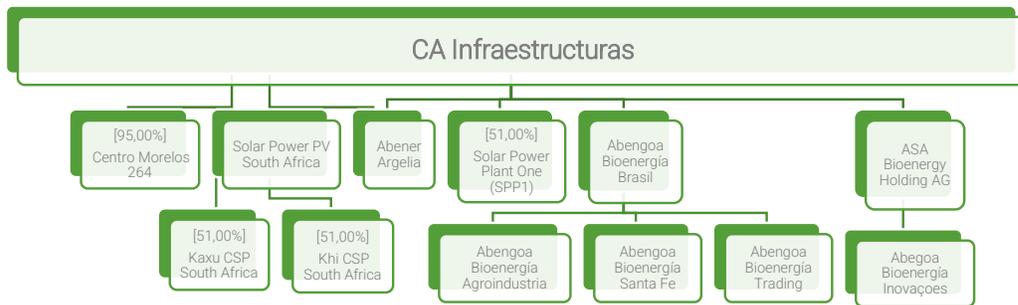


Cuida del medio ambiente.

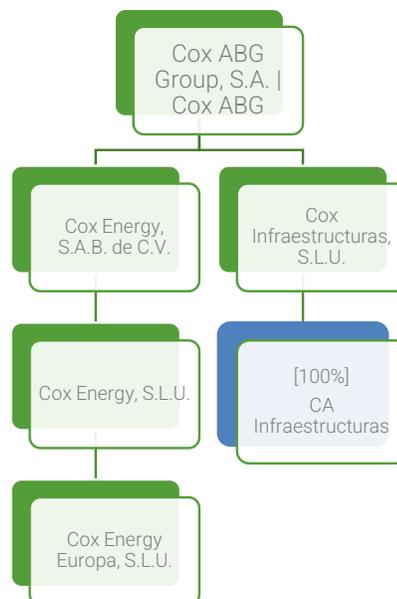
Imprime en blanco y negro y sólo si es necesario.

Por su parte, ASA Bioenergy Holding AG es propietaria del 100% de las acciones representativas del capital de Abengoa Inovações.

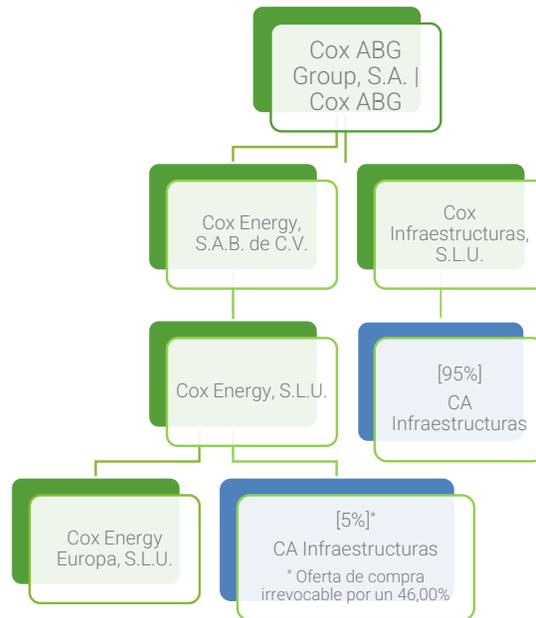
Estructura societaria de **CA Infraestructuras**:



Estructura societaria (resumida) anterior a la Transacción:



Estructura societaria (resumida) posterior a la Transacción:



La Transacción tiene como finalidad integrar las unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa y es consistente con la estrategia de crecimiento de la Emisora desde su constitución.

Al fusionar la experiencia solar de la Emisora y las sólidas capacidades industriales de Abengoa, buscamos optimizar nuestros activos en operación en el negocio de energía a través de la gestión de toda la cadena de valor, desde el *EPC* hasta la gestión de activos y *O&M*.

La Integración facilita el desarrollo de actividades dentro del sector en el que operamos que requieren un *know-how* de *EPC* y ha favorecido la diversificación de nuestro negocio, tanto en líneas de negocio como en geografías. Además, tener el control sobre todas las etapas de los activos de desarrollo propio, incluidos *EPC* y *O&M*, facilita la retención del valor a largo plazo incorporado en nuestros proyectos, creando así el potencial para obtener mayores rendimientos y apoyando la sostenibilidad de nuestro modelo de negocio.

Creemos que una propuesta de valor global e integrada crea valor. Por ejemplo, las iniciativas que utilizan líneas de negocio maximizan nuestras sinergias al tiempo que proporcionan soluciones especializadas de extremo a extremo a los clientes (desde el desarrollo de procesos hasta la operación y mantenimiento y la gestión de activos) y nos permiten especializar aún más nuestro negocio y acceder a proyectos complejos y clientes de alto valor a lo largo de las cadenas de valor de la energía.

Características de los valores antes y después de la Reestructuración Societaria

Como resultado de la Transacción no se modificarán los derechos y obligaciones conferidos por las acciones de la Emisora.

Para más información sobre las características de las Acciones de la Emisora, ver la sección 3 | Información concerniente a cada una de las partes involucradas en la transacción.

El presente Folleto Informativo no es una oferta de valores. El presente Folleto se ha preparado y se pone a disposición del público únicamente a efecto de cumplir con una obligación de revelación en términos de la Ley del Mercado de Valores y las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores (Circular Única de Emisoras).

Información Relevante

La inscripción en el Registro Nacional de Valores no implica certificación sobre la bondad de los valores, la solvencia de la Emisora o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en esta declaración ni convalida actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes.

Ejemplares impresos del presente Folleto Informativo se encuentran a disposición de los accionistas que así lo requieran en las oficinas de la Emisora ubicadas en Montes Urales 415, Lomas de Chapultepec II Sección, Alcaldía Miguel Hidalgo, C.P. 1100, Ciudad de México, y correo electrónico: inversores@coxenergy.com.

Los inversionistas que así lo deseen pueden consultar los documentos de carácter público que han sido presentados a la CNBV y a la Bolsa, incluyendo información periódica acerca de la situación financiera y los resultados de Cox Energy, así como ciertos eventos relevantes que la Emisora divulga a través de la Bolsa. Esta información, así como el presente Folleto Informativo sobre la Reestructuración Societaria se encuentra a disposición del público en la página electrónica de Cox Energy en <https://www.coxenergy.com>, en la página correspondiente de la BIVA en www.biva.mx y en la página correspondiente de la CNBV en www.gob.mx/cnbv.

Ciudad de México, a 26 de junio de 2024



Cuida del medio ambiente.

Imprime en blanco y negro y sólo si es necesario.

Índice

	Glosario de términos y definiciones	4	Factores de riesgo
1	Resumen ejecutivo	5	Información Financiera Proforma seleccionada
2	Información detallada sobre la Reestructuración Societaria	6	Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Emisora
2.1	Descripción detallada de la Reestructuración Societaria	7	Contratos relevantes
2.2	Objetivo de la transacción	8	Personas responsables
2.3	Precio de la transacción	9	Anexos
2.4	Fecha de aprobación de la operación	9.1	Subsidiarias y asociadas de la Emisora
2.5	Tratamiento contable de la operación	9.2	Portafolio de Energía
2.6	Consecuencias fiscales de la transacción	9.3	Referencias de CA Infraestructuras
3	Información concerniente a cada una de las partes involucradas en la transacción	9.4	Cartera de proyectos en ejecución de CA Infraestructuras
		9.5	Estados Financieros Consolidados Condensados Proforma e Informe de los Auditores Independientes sobre la Compilación de la Información Financiera incluida en el Folleto

Glosario de términos y definiciones

Los términos que se utilizan en este suplemento con mayúscula inicial y que se relacionan a continuación, tendrán los significados siguientes, que serán igualmente aplicables a las formas singular o plural de dichos términos:

“BIVA” significa la Bolsa Institucional de Valores, S.A. de C.V., una bolsa de valores debidamente autorizada para operar en México.

“BESS” significa Sistema de almacenamiento de energía de Baterías.

“CA Infraestructuras” o “CAIE” significa CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. Unipersonal.

“Circular Única de Emisoras” significa las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores emitidas por la CNBV, según las mismas han sido modificadas de tiempo en tiempo.

“CNAE” significa la Clasificación Nacional de Actividades Económicas, de España.

“CNBV” significa la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, de México.

“COD” o “*Commercial Operations Date*” o “En Operación” significa la etapa de proyecto definido por la Emisora en el que la responsabilidad del activo ha sido trasladada desde la entidad que desempeñe las funciones de constructor EPC al equipo de operación del Grupo.

“Comprador” significa Cox Energy, S.L. Unipersonal.

“Contrato de compraventa” significa el Contrato de Compraventa de participaciones sociales de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. entre Cox Energy Latin América, S.L. Unipersonal (el “Comprador”), sociedad de nacionalidad española y subsidiaria de la Emisora, Cox Energy, S.A.B. de C.V. (el “Deudor Solidario”) y Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal (el “Vendedor”), de fecha 7 de diciembre de 2023.

“Cox ABG” significa Cox ABG Group, S.A. (anteriormente, Cox Energy Solar, S.A.).

“Cox Energy Latin América” significa Cox Energy Latin América, S.L. Unipersonal (renombrada, Cox Energy, S.L.U.).

“Cox Energy” o la “Emisora” significa Cox Energy, S.A.B. (antes Cox Energy América, S.A.B. de C.V. y cuyo cambio de denominación que fue aprobado en la Asamblea General de Accionistas de 3 de mayo de 2023).

“Desarrollo” significa la etapa de proyecto definido por la Emisora con factibilidad técnica y financiera, dependiendo de si existe posibilidad de suelo y/o acceso viable operativamente a la red eléctrica.

“Desarrollo Avanzado” significa la etapa de proyecto definido por la Emisora en situación técnica y financiera avanzada dado que el suelo está asegurado o existe más del 50% de probabilidad de obtenerse, se han realizado las solicitudes para acceder a la red eléctrica con una estimación superior al 90% de conseguirse y se ha solicitado el permiso medioambiental.

“En Construcción” significa la etapa de proyecto definido por la Emisora que se encuentra con orden al constructor para el inicio de los trabajos sobre el terreno. En esta fase, la finalización del proyecto está prácticamente libre de riesgo.

“EPC” o “*Engineering, Procurement and Construction*” significa todo lo que incluye el contrato, desde el diseño, los suministros necesarios a la construcción.

España significa el Reino de España.

Euro o € significa la moneda de curso legal en la Unión Europea.

“Folleto Informativo” o “Folleto” tiene el significado que se le otorga a dicho término en la portada del presente Folleto.

“Integración” tiene el significado que se le otorga a dicho término en la portada del presente Folleto.

“ISCC” significa las plantas de energía solar integrada de ciclo combinado.

“NIIF” o “IFRS” significa las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el *International Accounting Standards Board – IASB* (Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad).

México significa los Estados Unidos Mexicanos.

“MWn” significa el Megavatio nominal. La potencia nominal hace referencia a la potencia del inversor (el equipo eléctrico que transforma la energía generada por los paneles en apta para el consumo).

“MWp” significa el Megavatio pico. Potencia pico hace referencia a la cantidad de MW instalados.

“O&M” significa las actividades de Operación y Mantenimiento.

“Pacto de socios” significa el Pacto de socios de CA Infraestructuras 2023, S.L. entre Cox Energy Latin América, S.L.U. y Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal y CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. Unipersonal, de fecha 7 de diciembre de 2023.

“Participaciones” significa el 100% de las participaciones sociales representativas del capital social de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. Unipersonal.

Peso, ps, MXN o mxn significa la moneda de curso legal en México.

“PMGD” o “Pequeños Medios de Generación Distribuida” significa el régimen especial de Chile para proyectos de generación distribuida. Es un medio de generación cuyos excedentes de potencia son < 9.0 MW, conectado a una concesionaria de distribución. Los proyectos PMGD tienen derecho a recibir remuneración sobre su generación a un precio estabilizado regulado.

“PPA” o “Power Purchase Agreement” significa el acuerdo o contrato de energía, generalmente a largo plazo.

“PwC” significa PricewaterhouseCoopers, S.C.

“RNV” significa el Registro Nacional de Valores, de México.

“Transacción” significa la integración en Cox Energy, S.A.B. de C.V. de las unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa (CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. o “CA Infraestructuras”).

“Vendedor” significa Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal.

A menos que se indique lo contrario, la información financiera contenida en este Folleto Informativo se presenta en pesos (Ps. \$). Este Folleto Informativo contiene conversiones de ciertos montos en euros a pesos utilizando tipos de cambio particulares únicamente para la conveniencia del lector. Dichas conversiones no deben considerarse como afirmaciones de que los montos en euros representan en realidad dichos montos en pesos o que podrían convertirse a pesos utilizando el tipo de cambio aquí mencionado o de cualquier otra forma. Asimismo, los tipos de cambio usados para dichas conversiones no son necesariamente los mismos que se utilizan al preparar los estados financieros consolidados, lo que significa que algunos conceptos denominados en euros, incluyendo gastos y pasivos denominados en euros, pudieron haber sido convertidos a pesos usando un tipo de cambio (o un promedio de tipo de cambio a lo largo de un periodo) y reconvertidos en euros para conveniencia del lector usando tipos de cambio diferentes.

A menos que se indique lo contrario, el tipo de cambio utilizado en las conversiones para fines de referencia es:

Fecha	Euros	USD	MXN	Resolución del BOE
31/12/2023	1	1.1050	18.7231	De 29 de diciembre de 2023, del Banco de España, por la que se publican los cambios del euro correspondientes al día 29 de diciembre de 2023, publicados por el Banco Central Europeo, que tendrán la consideración de cambios oficiales, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36 de la Ley 46/1998, de 17 de diciembre, sobre la Introducción del euro

Salvo que en el contexto de este documento se indique lo contrario, las referencias a "Cox Energy", la "Compañía" o la "Emisora", se entenderán como referencias a Cox Energy, S.A.B. de C.V. y sus subsidiarias.

Para consultar el significado de las abreviaturas y los términos que se utilizan con mayúscula inicial en este Folleto Informativo, véase la sección "Glosario de Términos y Definiciones".

1 | Resumen ejecutivo

Adquisición de participaciones sociales representativas del capital social de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. Unipersonal ("CA Infraestructuras")

Breve descripción de los participantes

El presente resumen sólo brinda una breve descripción de los participantes y de los aspectos más relevantes de la Reestructura Societaria y no pretende contener toda la información que pudiera ser relevante sobre la misma, por lo que se complementa con la información detallada y la información financiera incluida en otras secciones de este Folleto Informativo, así como en el Reporte Anual 2023 y los Estados Financieros reportados por la Emisora en 2023 y 2024, disponibles en la página de Internet de la propia Compañía <https://www.coxenergy.com>, en la página de la Bolsa www.biva.mx y en la página de la CNBV www.gob.mx/cnbv.

Cox Energy, S.A.B. de C.V. (la "Emisora")

Cox Energy, S.A.B. de C.V., es una sociedad anónima bursátil de capital variable, constituida mediante escritura pública número 14,213, otorgada ante el licenciado Guillermo Escamilla Narváez, titular de la Notaría Pública número 243 de la Ciudad de México, y está inscrita en el Registro Público de Comercio de la Ciudad de México bajo el folio mercantil electrónico número 532445-1 de fecha 27 de agosto de 2021.

El capital social en circulación de la Emisora está representado por 171,531,966 acciones emitidas y suscritas, comunes, ordinarias, sin expresión de valor nominal, con derecho de voto pleno y sin restricciones por su tenencia. El capital mínimo fijo sin derecho a retiro está representado por 150,000,000 acciones de la Serie Única Clase "I", ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal. La parte variable emitida del capital social está representada por 30,441,176 acciones de la Serie Única Clase "II" (en circulación y en Tesorería), ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal, de libre suscripción, de las que 21,531,966 acciones están suscritas y 8,909,210 acciones permanecen emitidas y no suscritas y son mantenidas por la Emisora en Tesorería.

A la fecha del presente Folleto Informativo el principal accionista de la Emisora es Cox ABG Group, S.A. con un porcentaje de participación total del 78.2801%.

Las acciones de Cox Energy cotizan en la BIVA desde julio de 2020, por lo que la Emisora reporta periódicamente su información corporativa, financiera y operativa, a la cual puede accederse a través de la BIVA y de Cox Energy, donde puede consultarse información corporativa, financiera y operativa de la Emisora y sus subsidiarias.

Cox ABG Group, S.A. (la "Última controladora")

Cox ABG Group, S.A., anteriormente Cox Energy Solar, S.A., y sus entidades dependientes integran el Grupo Coxabengoa.

La Sociedad se constituyó como sociedad anónima en España, el 25 de julio de 2014, por un periodo de tiempo indefinido, con domicilio social en calle Conde de Aranda número 22, Madrid (España). Con fecha 14 de marzo de 2017, se modificó su domicilio social, que se encuentra actualmente situado en a la calle Velázquez, 4 de Madrid, España. Con fecha 22 de enero de 2024 se ha cambiado la denominación de la sociedad, Cox Energy Solar S.A. por Cox ABG Group, S.A., y se ha trasladado el domicilio social a la Calle del Eucalipto 25, 1ª planta, 28016 Madrid, España.

Al 31 de diciembre de 2023 Cox ABG Group, S.A. está controlada por Inversiones Riquelme, S.L.U., constituida con fecha 25 de julio de 2014, siendo su principal accionista con una participación del 72,83%.

Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal (el "Vendedor")

Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal se constituyó por tiempo indefinido el día 30 de enero de 2023 y está inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, Hoja M-793109, Tomo 45064, Folio 100, inscripción 1ª. La sociedad tiene domicilio en calle Velázquez, número 4, de Madrid, y tiene NIF número B44627370.

La sociedad está íntegramente participada por Cox ABG Group, S.A.

Cox Energy, S.L. Unipersonal (el "Comprador")

Cox Energy Latin América, S.L. Unipersonal sociedad de nacionalidad española y número de identificación fiscal B-88275318, fue constituida por tiempo indefinido el día 21 de diciembre de 2018 e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al Tomo 39106, Folio 116, Hoja M-694817, Inscripción 1ª.

Con fecha 15 de diciembre de 2023 y por acuerdo de la Junta General Extraordinaria y Universal, la subsidiaria modificó su denominación social pasando a llamarse Cox Energy, S.L. Unipersonal. Así mismo, en esa misma Junta, se aprobó el traslado del domicilio social a la calle Eucalipto, 25, de Madrid, en España.

La sociedad está íntegramente participada por Cox Energy, S.A.B. de C.V.

CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. (la "Sociedad Adquirida")

CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. es una sociedad limitada de nacionalidad española con domicilio social en Complejo Palmas Altas, Energía Solar 1, de Sevilla, constituida por tiempo indefinido el día 21 de junio de 2023 e inscrita en el Registro Mercantil de Sevilla al folio 70 del Tomo 7448 Sección General de Sociedades, hoja número SE-140230, inscripción 1ª y NIF B-13967245.

La sociedad tenedora de las participaciones sociales de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. fue Cox Infraestructuras, S.L., sociedad de nacionalidad española y cuyo único socio es Cox ABG Group, S.A.

Aspectos Relevantes de la Reestructura Societaria

La Reestructura Societaria que se describe en el presente Folleto Informativo consiste en la integración de las unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa (CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. o "CA Infraestructuras"), respaldada por la autorización de la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora del pasado día 6 de diciembre de 2023, y que facultó a ésta para adquirir hasta el 100% de las participaciones sociales de CA Infraestructuras en una o varias operaciones.

En base a dicha autorización y al contrato de compraventa de participaciones sociales de CA Infraestructuras (el "Contrato de compraventa") entre Cox Energy, S.L. Unipersonal (el "Comprador") y Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal (el "Vendedor") de fecha 7 de diciembre de 2023, la primera adquiere el 5,00% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras y, de manera simultánea, emite una oferta irrevocable de compra respecto de un 46,00% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras. Así mismo, el Vendedor cede irrevocablemente el ejercicio de los derechos políticos de voto del resto de participaciones no transmitidas a favor del Comprador, pudiendo éste comparecer y asistir en nombre y representación del Vendedor en sus Juntas Generales, emitiendo el voto en aquel sentido que considere pertinente, de tal suerte que el Comprador ostentará la totalidad de los derechos de voto de la sociedad adquirida.

Las Partes han acordado como precio de compraventa del 5% del capital social un importe de EUR 5 (cinco) Millones (el "Precio I"), equivalente a MXN 93.62 Millones de acuerdo con el Tipo de cambio oficial del euro al 29 de diciembre de 2023.

De igual manera, las Partes han acordado como precio de compraventa del 46% del capital social un importe de EUR 46 (cuarenta y seis) Millones (el "Precio II"), equivalente a MXN 861.26 Millones de acuerdo con el Tipo de cambio oficial del euro al 29 de diciembre de 2023.

El precio no está sujeto a ajustes y será pagado con recursos propios por el Comprador en la fecha de cumplimiento de determinadas condiciones, según se describe más adelante en el presente Folleto.

2 | Información detallada sobre la Reestructuración Societaria

2.1 | Descripción detallada de la Reestructuración Societaria

La Transacción materia del presente Folleto informativo consiste en la integración de las unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa ("CA Infraestructuras"), respaldada por la autorización de la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora del pasado día 6 de diciembre de 2023, y que facultó a ésta para adquirir hasta el 100% de las participaciones sociales de CA Infraestructuras en una o varias operaciones.

En base a dicha autorización y el contrato de compraventa de participaciones sociales de CA Infraestructuras (el "Contrato de compraventa") entre Cox Energy Latin América, S.L. Unipersonal (el "Comprador"), sociedad de nacionalidad española y subsidiaria de la Emisora, y Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal (el "Vendedor") de fecha 7 de diciembre de 2023, la primera adquiere el 5.00% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras y, de manera simultánea, emite una oferta irrevocable de compra respecto de un 46.00% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras. Así mismo, el Vendedor cede irrevocablemente el ejercicio de los derechos políticos de voto del resto de participaciones no transmitidas a favor del Comprador, pudiendo éste comparecer y asistir en nombre y representación del Vendedor en sus Juntas Generales, emitiendo el voto en aquel sentido que considere pertinente, de tal suerte que el Comprador ostentará la totalidad de los derechos de voto de la sociedad adquirida. Dicha cesión estará en vigor en tanto en cuanto no se materialice el otorgamiento de los instrumentos públicos de compraventa contemplados en el Contrato de compraventa. A los efectos, el Comprador y el Vendedor (las "Partes") suscriben junto al Contrato de compraventa un pacto de socios que establece los pactos y condiciones vinculantes para los Socios entre sí y con CA Infraestructuras (el "Pacto de socios") como consecuencia de la cesión irrevocable de todos los derechos políticos a favor del Comprador.

CA Infraestructuras es, a su vez, propietaria del 95% de las acciones representativas del capital social de Centro Morelos 264, S.A. de C.V.; el 100% de las acciones representativas del capital social de Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd; el 100% de las acciones representativas del capital social de Abener Argelia, S.L.; el 51% de las acciones representativas del capital social de Solar Power Plant One (SPP1); el 100% de las acciones representativas del capital social de Abengoa Bioenergía Brasil, S.A. y el 100% de las acciones representativas del capital social Abengoa Bioenergía Inovações Ltda.

A su vez, Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd participa en el 51% de las acciones representativas del capital social de las subsidiarias Kaxu CSP South Africa (Pty) Limited y Khi CSP South Africa (Proprietary) Limited.

Asimismo, Abengoa Bioenergía Brasil, S.A. es propietaria del 100% de las acciones representativas del capital social de Abengoa Bioenergía Agroindustria, Ltda., Abengoa Bioenergía Santa Fe, Ltda. y de Abengoa Bioenergía Trading Brasil, Ltda.

Antecedentes

Con fecha 18 de abril de 2023 Cox ABG Group, S.A. resultó adjudicataria por el Tribunal de Instancia Mercantil de Sevilla, Sección 3ª, de las unidades productivas de Abengoa determinadas en la oferta presentada por aquella, y comprensiva de los activos y pasivos de las sociedades concursadas.

Con fecha 28 de julio de 2023 Abengoa es adjudicado definitivamente a Cox Infraestructuras, S.L., una subsidiaria de Cox ABG Group, S.A.

Posteriormente, y como parte del proceso de reestructuración societaria de las unidades productivas de Abengoa, estas se asignaron a cinco unidades de negocio, todas participadas en su totalidad por Cox Infraestructuras, S.L.

Sobre Abengoa

- Fundada en 1941 en Sevilla, España, llegando a operar en 48 países a través de sus subsidiarias, sociedades de participación, instalaciones y oficinas distribuidas en los cinco continentes.
- Ha desarrollado su actividad como compañía internacional que aplica soluciones tecnológicas innovadoras para el desarrollo sostenible en los sectores de infraestructuras, energía y agua. Especializada en el desarrollo de proyectos llave en mano, o de ingeniería, suministro y construcción (*EPC*) para terceros en cuatro áreas fundamentales: energía, agua, servicios y transmisión e infraestructuras.
- Ha acumulado una dilatada experiencia en el sector de la generación eléctrica con tecnologías de ciclo abierto, ciclos combinados, cogeneración, parques eólicos, plantas termosolares y fotovoltaicas y plantas de biomasa. En materia de agua, ofrece soluciones integrales para clientes industriales e instituciones públicas en las áreas de desalación, potabilización, tratamiento y reutilización de aguas residuales urbanas e industriales e infraestructuras hidráulicas (regulación, transporte, distribución, regadío, centrales hidroeléctricas y sistemas para la gestión hidrológica).
- Cuenta con más de 75 años de experiencia en el marco de la ingeniería, construcción y mantenimiento industrial y de infraestructuras en los sectores de la energía, industria, medio ambiente, transporte y comunicaciones, abarcando el desarrollo de proyectos de líneas de transmisión y distribución eléctrica, electrificación ferroviaria, instalaciones e infraestructuras para todo tipo de plantas y edificios, así como la fabricación auxiliar eléctrica, de electrónica y de estructuras metálicas. Suministra, asimismo, servicios de operación e implementación de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo integrales de plantas de generación renovable, convencional y de tratamiento de aguas, con el objetivo de optimizar su fiabilidad, prestaciones y disponibilidad, minimizar el consumo de combustibles, químicos y consumibles, así como la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y maximizar su producción.

Abengoa ha acumulado una gran experiencia en el campo de la producción eléctrica, superando los 13 GW instalados y en desarrollo, utilizando tecnologías como ciclo abierto, ciclo combinado, cogeneración, parques solares, plantas de energía solar, plantas fotovoltaicas y plantas de biomasa. En cada sector, ha realizado proyectos que abarcan toda la cadena de valor, incluyendo el desarrollo, ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha de la instalación, además de ofrecer su operación y mantenimiento. Con 1.9 GW de capacidad instalada, ha sido líder mundial en tecnología termosolar, tanto en capacidad tecnológica como en capacidad instalada, equivalente a casi el 30% de la capacidad mundial, habiendo participado en el 52% de la capacidad termosolar que se está construyendo en la actualidad. Su línea de negocio en este sector ha incluido los servicios de ingeniería, consultoría, *EPC*, y los servicios de operación y mantenimiento, *O&M*.

La ventaja competitiva fundamental de Abengoa para la realización de proyectos de alto valor añadido ha sido el avance tecnológico, basado en la creación de proyectos de I+D+i que mejoran la funcionalidad de los bienes y servicios ofrecidos, así como la adquisición de nuevas capacidades. De esta forma, ha acumulado 342 patentes concedidas y ha llevado a cabo proyectos de investigación y avance tecnológico en el área solar, agua, ferroviaria, sistemas eléctricos de potencia, aeroespacio e hidrógeno.

La línea de negocio de energía (Abengoa Energía),

- cuenta con experiencia en ingeniería y construcción en energía y medioambiente, siendo especialista en la ejecución de proyectos complejos "llave en mano" consistentes en el diseño, ingeniería, compra de equipos, construcción y puesta en marcha (proyectos *EPC*) de plantas de energía renovable (bioetanol y solar - fundamentalmente termosolar); centrales energéticas de generación convencional (cogeneración y ciclo combinado) y de biocombustibles. Así mismo, diseña, suministra, fabrica, monta y comprueba sistemas mecánicos asociados con centrales hidroeléctricas, plantas térmicas, centrales de ciclo combinado, plantas de cogeneración, entre otros.
- en infraestructuras de tipo concesional incluye la operación de activos propios como plantas termosolares y de cogeneración.

- en producción industrial desarrolla su actividad con materias primas aplicadas a los biocombustibles para el transporte, empleados como aditivos de la gasolina o para mezclar directamente con gasolina o gasoil. Asimismo, produce azúcar en las plantas de producción de Brasil y vende electricidad (se vende el excedente que no se necesita para producir el biocombustible) y dióxido de carbono como co-productos del proceso de producción de bioetanol para vender a terceros.

Sobre CA Infraestructuras Energía 2023

CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. es una sociedad limitada de nacionalidad española constituida por tiempo indefinido el día 21 de junio de 2023 y que tiene por objeto social los siguientes:

- La promoción, organización y explotación de actividades y negocios, la dirección y supervisión de obras e instalaciones de todo tipo, consultoría y servicios, diseño, la prestación de servicios de ingeniería conceptual, básica y de detalle, construcción, suministro de equipos, montaje, pruebas y puesta en marcha, operación y mantenimiento de proyectos en el ámbito de la energía termosolar, fotovoltaica, eólica, medioambiental, biocombustible, ciclos combinados, petroquímicas, o cualquier otro tipo de energía renovable o convencional así como cualquier proyecto relacionado con la generación, transmisión, aprovechamiento, transformación, almacenamiento de cualquier clase de energía y productos energéticos
- La dirección y ejecución de toda clase de obras -públicas y privadas-, instalaciones, montajes y mantenimientos, obra civil, eléctrica o mecánica, inmuebles y edificaciones de todo tipo
- La realización de todas las tareas, funciones y servicios necesarios para la gestión de la energía eléctrica propia o de terceros en el mercado eléctrico; actuar en el mercado de Producción de Energía Eléctrica -nacional o internacional-, ya sea como sujeto agente o como sujeto no agente; actuar en nombre propio o ajeno, como representante directo o indirecto, o en cualquier otra modalidad de terceras, en cualquier Mercado de Producción de Energía Eléctrica
- Todos los servicios relacionados en el medio ambiente, polución medioambiental, evacuación y tratamiento de afluentes de todo tipo, incluso consultoría, estudios de viabilidad medioambiental, ejecución y dirección de obras e ingeniería y diseño
- La promoción, organización de actividades en el mercado de aprovechamiento energéticos de residuos agrícolas, forestales biomasa y cultivos agroenergéticos, así como la producción de tales productos y sus derivados
- Servicios de investigación, desarrollo y promoción de nuevas aplicaciones y tecnologías de cualquier tipo de energía; igualmente comprende la difusión de estas aplicaciones y tecnologías, la fabricación, integración, comercialización, venta y distribución de bienes asociados, así como actividades de formación, organización de foros, jornadas técnicas y actividades similares y/o asociadas
- La prestación de servicios de asesoramiento y apoyo, incluidos los de gerencia financiera, económica, legal, de organización empresarial, de control y auditoría, fiscal, recursos humanos, de divulgación, de gestión comercial, aprovisionamiento y gerencia de riesgos

Relación de subsidiarias

- **Centro Morelos 264, S. A. de C. V.** es una sociedad constituida el 28 de octubre de 2012, de conformidad con las leyes de México y que tiene por objeto el desarrollo y ejecución de todas las actividades necesarias o convenientes, ya sea de manera directa o a través de terceros, para la ejecución del proyecto conocido como "264 CC Centro" convocado por la Comisión Federal de Electricidad (la "CFE") en México y consistente en un contrato de obra pública financiada para el diseño y construcción, así como cualesquiera otras actividades que permitan la entrega de una central de generación eléctrica de 642 MW, conformada con tres turbinas de gas y una de vapor.
- **Cox ABG Energy South Africa (Pty) Ltd** (anteriormente Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd.) es una sociedad de derecho sudafricana holding de inversiones y cuya sociedad holding es CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. Dicha sociedad fue constituida el 24 de noviembre de 2011.

- **Kaxu CSP South Africa (Pty) Limited** es una sociedad de derecho sudafricana que tiene por objeto social la adquisición y arrendamiento de terrenos para la construcción de una planta de energía solar de concentración y cuya sociedad holding es Solar Power PV South Africa Proprietary Limited que posee el 51% del capital social. Dicha sociedad fue constituida el 20 de abril de 2020.
- **Khi CSP South Africa (Proprietary) Limited** es una sociedad de derecho sudafricana que tiene como objeto social la adquisición y arrendamiento de terrenos para la construcción de una planta de energía solar de concentración y cuya sociedad holding es Solar Power PV South Africa Proprietary Limited que posee el 51% del capital social. Dicha sociedad fue constituida el 25 de abril de 2010.
- **Abener Argelia S.L.U.** fue constituida en Sevilla con fecha 6 de noviembre de 2006. Su objeto social es la organización y explotación de negocios y actividades tanto en España como en el extranjero, que guarden relación con la promoción o la utilización de fuentes de energía renovables o mejoras de eficiencia energética de procesos industriales en los campos de la Energía, Medioambiente e Industria, por sí misma o mediante la inversión, directa o indirecta, suscripción, adquisición, enajenación, cesión o gravamen de todo tipo de acciones y participaciones sociales.
- **Solar Power Plant One (SPP1)** es una sociedad anónima de proyectos de derecho argelino, creada el 30 de julio de 2006 por los socios NEAL (New Energy Argelia), Spa y Abener Energía, S. A. (Abener), y cuyo único objeto es la construcción y la operación, durante un periodo de 25 años, de una central eléctrica en híbrido solar-gas de 150 MW en Hassi R'Mel (Wilaya de Laghouat). La duración de la sociedad es de 30 años desde la fecha de alta en el Registro de Comercio.
- **Abengoa Bioenergía Brasil, S. A.** es una sociedad que tiene por objeto la representación de otras empresas, nacionales o extranjeras, por cuenta propia o de terceros y la participación en cualesquiera otras sociedades, como socio o accionista. Dicha sociedad fue constituida el 19 de septiembre 2003.
- **Abengoa Bioenergía Agroindustria, Ltda.** es una sociedad con sede en el municipio de Santa Cruz das Palmeiras, Estado de São Paulo, Brasil, constituida el 31 de octubre de 2003. Su actividad es, principalmente, la fabricación y comercialización de azúcar, etanol y derivados a partir de productos de origen agrícola en general, así como la cogeneración y comercialización de energía eléctrica.
- **Abengoa Bioenergía Santa Fe, Ltda.** es una sociedad constituida el 3 de abril de 2000 que tiene por objeto la prestación de servicios combinados de oficina y apoyo administrativo, fotocopiado, preparación de documentos y otros servicios especializados de apoyo administrativo y participación en cualesquiera otras empresas, en Brasil y en el exterior, como socio o accionista.
- **Abengoa Bioenergía Trading Brasil, Ltda.** es una sociedad constituida el 23 de diciembre de 2008, que tiene por objeto la prestación de servicios de administración, consultoría, asesoría, representación comercial y crédito relacionados con el etanol, bioetanol, azúcar y otros derivados y subproductos de la industria sucroalcoholera, la prestación de servicios de transporte de mercancías por carretera, la compra, venta, importación y exportación de etanol, bioetanol, azúcar y otros derivados y subproductos de la industria sucroalcoholera, por cuenta propia o de terceros y participación en otras empresas como socio o accionista.
- **ASA Bioenergy Holding AG** es una sociedad anónima domiciliada en Zug, Suiza. Fue constituida el 3 de mayo de 2002 y tiene por objeto principal la adquisición y la permanente gestión de participaciones en sociedades de cualquier clase. El 29 de noviembre de 2019 su accionista adoptó la disolución de la sociedad, la liquidación se registró el 3 de diciembre de 2019 en el Registro Mercantil de Zug.
- **Abengoa Bioenergía Inovações Ltda.** (en recuperación judicial) es una sociedad constituida el 4 de junio de 2012, que tiene por objeto la participación en cualesquiera otras sociedades, como socio o accionista, concesión de licencias de propiedad intelectual, conocimientos técnicos y tecnologías, la prestación de servicios de administración, asesoría y consultoría en las tecnologías por ella licenciadas, así como obras de montaje industrial.
- **CA Infraestructuras Construcción 2023, S.L.** es una sociedad constituida el 20 de noviembre de 2023, domiciliada en calle Energía Solar, número 1, Campus Palmas Altas, de Sevilla, con NIF provisional B-56692106 y que tiene por objeto la construcción, montaje, pruebas y puesta en marcha, operación, mantenimiento, conservación, suministro, distribución y ejecución de toda clase de proyectos y obras, tanto públicas como privadas, en el ámbito de la energía termosolar, fotovoltaica, eólica, medioambiental, biocombustible, ciclos combinados,

petroquímicas o cualquier otro tipo de energía renovable o convencional así como cualquier proyecto relacionado con la generación, transmisión, aprovechamiento, transformación, almacenamiento de cualquier clase de energía y productos energéticos. Su objeto social comprenderá también las obras civiles, eléctricas o mecánicas, o de edificación complementarias y fabricación auxiliar respecto a dichas actividades.

Denominación social	Domicilio	Sociedad titular de la participación	Actividad	Comentarios
CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.	Sevilla (ES)	Cox Infraestructuras, S.L.	Área de actividades del segmento operativo de ingeniería y construcción	
Centro Morelos 264, S.A. de C.V.	CDMX (MX)	Abener Energía, S.A.U.	Área de actividades del segmento operativo de ingeniería y construcción	
Coabengoa Energy South Africa (Pty) Ltd (anteriormente, Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd.)	Gauteng (ZA)	Abengoa Solar internacional, S.A.	Área de actividades del segmento operativo de Concesión	
Kaxu CSP South Africa (Proprietary) Limited	Cape Town (ZA)	Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd.	Área de actividades del segmento operativo de ingeniería y construcción	
Khi CSP South Africa (Proprietary) Limited	Cape Town (ZA)	Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd.	Área de actividades del segmento operativo de ingeniería y construcción	
Abener Argelia, S.L.U.		Abener Energía, S.A.U.		
Solar Power Plant One (SPP1)	Argel (DZ)	Abener Energía, S.A.U. Abener Argelia, S.L.U. (3 acciones)	Área de actividades del segmento operativo de Concesión Producción en Régimen Especial: Solar Termosolar. Tipo de energía primaria: Luz Solar	En actividad
Abengoa Bioenergía Brasil, S.A.	Sao Paulo (BR)	Asa Bioenergy Holding AG (33.04%) Abengoa Bioenergía, S.A.	Área de actividades del segmento operativo de Bioenergía	En recuperación judicial
Abengoa Bioenergía Agroindustria, Ltda.	Sao Paulo (BR)	Abengoa Bioenergía Brasil, S.A. (99.99%) Abengoa Bioenergía Santa Fe, Ltda. (0.01%)	Área de actividades del segmento operativo de Bioenergía Sociedad con Actividad Eléctrica. Incluye Producción en Régimen Especial: Cogeneración. Tipo de energía primaria: Gas Natural	En recuperación judicial
Abengoa Bioenergía Santa Fe, Ltda.	Sao Paulo (BR)	Abengoa Bioenergía Brasil, S.A. (99.99%) Abengoa Bioenergía Trading Brasil Ltda. (0.01%)	Área de actividades del segmento operativo de Bioenergía	En recuperación judicial
Abengoa Bioenergía Trading Brasil, Ltda.	Sao Paulo (BR)	Abengoa Bioenergía Brasil, S.A. (99%) Abengoa Bioenergía Agroindustria, Ltda. (1%)	Área de actividades del segmento operativo de Bioenergía	En recuperación judicial
ASA Bioenergy Holding AG in Liquidation	Zug (SZ)	Abengoa Bioenergía, S.A. (100%)	Área de actividades del segmento operativo de Bioenergía	En liquidación
Abengoa Bioenergía Inovações, Ltda.	Sao Paulo (BR)	ASA Bioenergy Holding AG (99.99%) Abengoa Bioenergía Santa Fe, Ltda. (0.01%)	Área de actividades del segmento operativo de Bioenergía	En recuperación judicial
CA Infraestructuras Construcción 2023, S.L.	Sevilla (ES)	CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U.	Área de actividades del segmento operativo de ingeniería y construcción	

2.2 | Objetivo de la transacción

Somos una empresa integrada verticalmente en los sectores energéticos (es decir, poseemos y controlamos componentes de generación, transmisión y distribución). Brindamos una variedad de servicios en la industria energética, incluidos servicios de ingeniería, adquisición y construcción ("EPC") y operación y mantenimiento ("O&M").

Como resultado de la Integración somos el resultado de la integración entre la Emisora, promotor y operador de energías renovables, y determinadas unidades productivas de Abengoa adjudicadas a Cox ABG en abril de 2023 en el marco del concurso de acreedores del grupo Abengoa (grupo multinacional español especializado en infraestructuras, agua y energía).

Con esta integración dispondremos de un modelo de negocio integrado de servicios que abarca toda la cadena de valor de la energía (es decir, generación, transmisión y comercialización de energía limpia). Nuestro modelo de negocio de servicios integrados se ve reforzado por una variada oferta de tecnologías (que incluyen energía solar fotovoltaica ("Solar PV"), centrales eléctricas de ciclo combinado y plantas de energía solar integrada de ciclo combinado ("ISCC"), termosolar, bioenergía, hidrógeno, conversión de residuos en energía, conversión de residuos en combustible, almacenamiento y almacenamiento en baterías, y energía eólica terrestre) que respaldan la transición global hacia la energía limpia.

Además, la Integración se ha traducido en la expansión del alcance geográfico de nuestras operaciones, que ahora se extienden a América Latina, el sur de Europa y la región de Oriente Medio y Norte de África (MENA), así como en cambios en el alcance de nuestras actividades operativas, que se ilustran en la siguiente tabla:

	Pre-Integración	Post-Integración
Energía		
Generación (Solar PV)	✓	✓
Generación (otras tecnologías)	-	✓
Transmisión	-	✓
EPC	-	✓
Servicios		
De O&M	-	✓
Comercialización de energía	✓	✓

Por lo tanto, después de la integración, nuestro negocio abarca una cartera diversificada internacional y tecnológicamente.

Nuestro negocio busca combinar las capacidades y la presencia de la Emisora y las unidades productivas de Abengoa Energía, aprovechando las sinergias derivadas de la Integración y las capacidades complementarias de las entidades para maximizar la creación de valor en el negocio de energía, incluso como resultado del valor de ventas cruzadas que somos capaces de proporcionar como resultado de los servicios integrados de EPC y O&M.

Nuestra división de energía comprende tanto la generación de energía limpia, con experiencia en hibridación y procesos de conversión de residuos en biocombustibles y energía, como las actividades de transmisión y distribución eléctrica, incluido el desarrollo de infraestructura y tecnología de transmisión.

Somos un desarrollador, propietario y operador de proyectos y, como resultado de la Integración, un actor integrado en el diseño y construcción de líneas de transmisión y subestaciones, con un portafolio tecnológicamente diversificado que abarca diferentes tecnologías que incluyen energía solar fotovoltaica, centrales de ciclo combinado e ISCC, termosolar, bioenergía, hidrógeno, conversión de residuos en energía, conversión de residuos en combustible, almacenamiento y almacenamiento en baterías.

Con respecto a nuestras actividades de generación de energía, a la fecha de este Folleto Informativo, poseemos una cartera de cuatro plantas en operación de 383 MW de capacidad bruta (de los cuales 198 MW son capacidad atribuible) que combinan diferentes tecnologías como Solar PV, ISCC y bioenergía y contamos con una cartera de 3.671,51 MW de capacidad bruta en diferentes estados de desarrollo.

Nuestro objetivo es convertirnos en un actor global en la generación de energía limpia mediante la búsqueda de oportunidades para cubrir todas las fases de la cadena de valor de la energía, desde el desarrollo del proyecto

hasta la operación, así como la generación y transmisión de energía, y nuestro objetivo es ser pioneros y líderes tecnológicos en nuestras actividades e industria.

Nuestra estrategia de activos contempla la aplicación de una estrategia "build to own" en mercados de rápido crecimiento (como América Latina), junto con la rotación de activos en mercados maduros como España. Nuestra estrategia contempla además aumentar la diversificación de nuestras actividades mediante, por ejemplo, la operación de activos de transmisión. También buscamos incrementar nuestra actividad de suministro de energía a través de la comercialización de energía y el fomento de alternativas de autoconsumo.

Como resultado de la Integración, las actividades de generación y transmisión de nuestra división de energía, incluida la construcción de líneas de transmisión y distribución, están respaldadas por nuestros servicios de EPC, operación y mantenimiento y comercialización.

Adquirimos las actividades de EPC y O&M de Abengoa y las incorporamos a nuestro negocio como parte de la Integración. En este sentido, operamos como un actor integrado especializado en la ejecución de proyectos complejos llave en mano con varias certificaciones de proyectos (es decir, proyectos en los que nuestras divisiones han participado durante la fase de construcción, la fase de operación, o ambas) incluyendo el diseño, la ingeniería, la adquisición de equipos, la construcción y la puesta en marcha ("proyectos EPC") de (i) plantas productoras de energía renovable, energía convencional y bioenergía; (ii) las infraestructuras de transmisión y distribución, incluidas las líneas de transmisión y las subestaciones en diversas zonas geográficas.

Como parte de nuestra plataforma de servicios integrada verticalmente, ofrecemos servicios completos de operación y mantenimiento, incluida la operación y el mantenimiento rutinario, preventivo, planificado, técnico y correctivo de las instalaciones e infraestructuras energéticas de nuestra propiedad y de terceros.

Algunos hitos que ejemplifican nuestras capacidades complementarias en esta categoría incluyen:

- EPC. Como proveedor de EPC, hemos construido o estamos construyendo un acumulado de 5.3 GW de proyectos de energía renovable y más de 27,000 kilómetros de líneas de transmisión.
- O&M. Como proveedor de O&M, tenemos contratos con varias plantas de energía con una vida útil restante de entre 10 y 20 años, más de 2,477 MW en certificaciones de O&M de energía renovable.
- Comercialización. Como proveedor de energía, tenemos experiencia en la distribución de energía, ya sea autogenerada o comprada, para prestar servicios completos de comercialización de energía en España, México y Chile con más de 3,000 clientes.

En el **Anexo 9.3** del presente Folleto informativo se detallan referencias significativas que aporta CA Infraestructuras (Abengoa) por tecnología.

Cartera de proyectos en ejecución de CA Infraestructuras, por tecnología

En el **Anexo 9.4** de este Folleto informativo se detallan los proyectos de CA Infraestructuras que, actualmente, están en fase de ejecución.

2.3 | Precio de la transacción

Las Partes han acordado como precio de compraventa del 5.00% del capital social un importe de EUR 5 (cinco) Millones (el "Precio I"), equivalente a MXN 93.62 Millones de acuerdo con el Tipo de cambio oficial del euro al 29 de diciembre de 2023.

De igual manera, las Partes han acordado como precio de compraventa del 46.00% del capital social un importe de EUR 46 (cuarenta y seis) Millones (el "Precio II"), equivalente a MXN 861.26 Millones de acuerdo con el Tipo de cambio

oficial del euro al 29 de diciembre de 2023.

El Comprador abonará el Precio I mediante transferencia bancaria a favor del Vendedor en el plazo máximo de 6 meses, sin que quede condicionada la presente compraventa a condición resolutoria o suspensiva alguna.

El Comprador abonará el Precio II mediante transferencia bancaria a favor del Vendedor en el plazo máximo de 6 meses desde que se cumplan las siguientes cuestiones y procesos administrativos pendientes de ejecutar y materializar relacionados con ciertos activos de CA Infraestructuras, a saber, entre otros:

- Obtención de las preceptivas autorizaciones y licencias administrativas nacionales o supranacionales, en su caso, que fueran necesarias como consecuencia del cambio de control de CA Infraestructuras
- Cambio efectivo de titularidad y de control en las sociedades Centro Morelos 264, S.A. de C.V.; Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd; Abener Argelia, S.L.; Solar Power Plant One (SPP1); Asa Bioenergy Holding, AG y Abengoa Bioenergía Brasil, S.A. a favor de la propia CA Infraestructuras y que están integradas en su activo como consecuencia de la aportación no dineraria de la Unidad Productiva Autónoma efectuada el pasado día 28 de julio de 2023
- Novación subjetiva extintiva a favor de CA Infraestructuras en el Proyecto Dubai Solar Power Plant - DSP IV (Dewa)
- Novación subjetiva extintiva a favor de CA Infraestructuras, en su calidad de nueva avalada, en aquellos avales que estén vigentes en garantía del proyecto anterior

Las Partes acuerdan que las anteriores cuestiones deberán haberse cumplido y finalizado antes del 1 de agosto de 2024. En tanto en cuanto no se logren los anteriores hitos, la oferta irrevocable de compra del 46.00% no será eficaz ni exigible, de modo que no producirá efectos entre las Partes. Sin perjuicio de lo anterior, si llegado el plazo antes indicado quedara alguna cuestión pendiente de cumplimiento, el Comprador podrá renunciar a la misma, entendiéndose cumplidas las cuestiones antes mencionadas.

Sin perjuicio de lo anterior, las Partes acuerdan que el Comprador podrá optar (dentro del plazo permitido para la satisfacción respectiva del Precio I y II) y el Vendedor no podrá oponerse (estando obligado a ello), a que el pago dinerario del precio que quede pendiente en cualquier momento se capitalice en el capital social de la propia Compradora o en el de la Emisora ("Deudor Solidario"), mediante la conversión de dicho crédito en participaciones sociales, mediante un aumento de capital de nuevas participaciones (con prima de asunción acorde) o, *mutatis mutandi*, en acciones (con prima de emisión), con los mismos derechos y obligaciones que las participaciones o acciones existentes, conforme determine un tercero experto independiente, a elegir de común acuerdo por las Partes.

El precio no está sujeto a ajustes.

2.4 | Fecha de aprobación de la operación

El Consejo de Administración de la Emisora mediante Resolución Unánime fuera de sesión del Consejo de Administración, de fecha 17 de noviembre de 2023, adoptó los siguientes acuerdos:

- Contratar la firma de servicios de valoración independiente Kroll, para llevar a cabo el informe de valoración independiente sobre la posible operación referida en la Resoluciones Unánimes del Consejo de Administración de fecha 20 de septiembre de 2023. Se resuelve de forma unánime, tomar nota respecto de la conformidad del Comité de Auditoría y del Comité de Prácticas Societarias y Sostenibilidad
- Tomar nota respecto de la opinión favorable hecha por el Comité de Auditoría y del Comité de Prácticas Societarias y Sostenibilidad respecto de los trabajos y el contenido del Informe realizado por Kroll.
- Autorizar que Cox Energy S.A.B. de C.V. por sí mismo o a través de alguna de sus subsidiarias, incluyendo a Cox Energy Latin América, S.L., adquiera, integre o consolide hasta el 100% de las participaciones sociales de CAIE, en una o más operaciones
- Aprobar que la Emisora lleve a cabo la respectiva Reestructura Societaria consistente en la integración de la sociedad CA Infraestructuras Energía 2023 como una de sus subsidiarias, lo anterior sujeto a la obtención de las

autorizaciones gubernamentales y/o corporativas que en su caso sean procedentes, incluyendo las aprobaciones y resoluciones que en su caso tome la Asamblea de Accionistas de la Emisora y la publicación del Folleto Informativo

- Resolver que, derivado de que las negociaciones y en su caso el proceso de adquisición, integración o consolidación presentan carácter confidencial y que, derivado de que existen condiciones inherentes a la operación que impiden que la Emisora cuente con la información necesaria para elaborar la declaración de información sobre dicha reestructuración societarias, la Emisora realizará la publicación del Folleto informativo a más tardar el día hábil siguiente al que disponga de toda la información necesaria para la elaboración de dicho documento.

En fecha 6 de diciembre de 2023 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora facultó a la Emisora para adquirir hasta el 100% de las participaciones sociales de CA Infraestructuras en una o varias operaciones.

Mediante Contrato de compraventa de participaciones sociales de CA Infraestructuras entre Cox Energy Latin América, S.L. Unipersonal (el "Comprador") y Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal (el "Vendedor") de fecha 7 de diciembre de 2023, la primera adquirió el 5.00% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras y, de manera simultánea, emitió una oferta irrevocable de compra respecto de un 46.00% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras.

2.5 | Tratamiento contable de la operación

Cox Energy, S.A.B. de C.V. adquiere, a través de su subsidiaria Cox Energy Latin América, S.L.U., el 5.00% de las participaciones representativas del capital de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U., y emite una oferta irrevocable de compra respecto del 46.00% así como la cesión irrevocable del ejercicio de los derechos políticos de voto del resto de participaciones no transmitidas a favor del Comprador.

Así mismo, el Vendedor cede irrevocablemente el ejercicio de los derechos políticos de voto del resto de participaciones no transmitidas a favor del Comprador, pudiendo éste comparecer y asistir en nombre y representación del vendedor en sus Juntas Generales, emitiendo el voto en aquel sentido que considere pertinente, de tal suerte que el Comprador ostentará la totalidad de los derechos de voto de la sociedad adquirida. Dicha cesión estará en vigor en tanto en cuanto no se materialice el otorgamiento de los instrumentos públicos de compraventa contemplados en el contrato de compraventa. A los efectos, el Comprador y el Vendedor suscriben junto al contrato de compraventa un pacto de socios que establece los pactos y condiciones vinculantes para los socios entre sí y con CA Infraestructuras como consecuencia de la cesión irrevocable de todos los derechos políticos a favor del Comprador.

Bajo este marco, la Emisora ha analizado si el acuerdo de adquisición del 5.00% de las participaciones representativas del capital de CA Infraestructuras, la oferta irrevocable de compra respecto del 46.00% y la cesión irrevocable del ejercicio de los derechos políticos de voto del resto de participaciones no transmitidas a favor del Comprador otorga Control bajo la perspectiva de IFRS 10 a los efectos de su consolidación en los estados financieros consolidados de Cox Energy, S.A.B. de C.V.

Cox Energy, S.A.B. de C.V. interpreta que la consolidación de una entidad controlada según define la norma IFRS 10 se produce cuando la entidad controladora ejerce control sobre las políticas financieras y operativas de la entidad controlada (CA Infraestructuras).

Dicha influencia, o control, se pone de manifiesto a través del poder de la entidad controladora para tomar decisiones relevantes, en el marco definido por el Contrato de compraventa y el Pacto de socios que acompaña al contrato de compraventa y los acuerdos en ellos contenidos y que afectará, definitivamente, el rendimiento y los beneficios económicos de la entidad controlada.

El vendedor de las participaciones de CA Infraestructuras es la sociedad Cox Infraestructuras, S.L., subsidiaria de Cox ABG Group, S.A., la controladora de la Emisora antes y después de la transacción, por lo cual la operación de reorganización se consideró una operación de adquisición de negocio bajo control común.

Por tanto, la Emisora entiende que la Transacción se corresponde con la compra de un negocio bajo IFRS3, en la medida que estaría dentro del alcance de la definición de una combinación de entidades o negocios bajo control común, siendo una combinación de negocios en que todas las entidades o negocios que se están combinando son controladas en última instancia por la misma parte o partes, antes y después de la combinación de negocios y el control no es transitorio.

El objeto de la Transacción consiste en la integración de las unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa (identificada como “verticales” independientes) como complemento de la actividad de la Emisora. Las unidades productivas anteriormente citadas se configuran como ramas de actividad en la medida que se trata de elementos patrimoniales (bienes, derechos y obligaciones) que pueden conformar de manera autónoma una unidad económica.

Si bien, tal y como expresó en 2020 el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, IFRS no contiene guías para el tratamiento contable de combinaciones de entidades o negocios bajo control común, generalmente se requiere, con base a la sustancia económica, hechos y circunstancias de cada transacción, desarrollar una política que sea relevante para las necesidades de toma de decisiones de los usuarios y que sea fiable. Así como aplicarla consistentemente a transacciones similares. Por lo cual, en base a los hechos y circunstancias, dada la reorganización de los negocios llevada a cabo y la estimación de valores de mercado realizada, y considerando que la literatura de la norma internacional permite a la sociedad registrar la operación de obtención de control mediante combinación de negocios por el método de compra a valor razonable, siendo éste el valor de la contraprestación pagada, este fue aplicado.

Los principales impactos contables que se registran en los estados financieros consolidados de Cox Energy, a fecha de la operación, son los siguientes:

Activos y pasivos identificables adquiridos, cuyo valor razonable a la fecha de adquisición se ha estimado de forma preliminar:

<u>Descripción</u>	Importe
Propiedades, paneles, mobiliario y equipo - Neto	\$ 1,086,042
Activos intangibles	21,678
Concesiones	1,803,415
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultados	1,347
Préstamos a partes relacionadas	189,799
Otros activos	76,432
Activos por derecho de uso	571,935
Activos por impuestos diferidos	261,391
Inventarios	536,342
Clientes	159,804
Otras cuentas por cobrar	518,719
Efectivo y equivalentes de efectivo	407,847
Efectivo restringido	<u>148,983</u>
Total activos	\$ 6,199,626
Préstamos bancarios	\$ 642,060
Pasivos por arrendamiento	416,306
Préstamos a partes relacionadas	64,015
Otros pasivos	120,560
Impuesto Sobre la Renta Diferido	2,522
Provisiones	758,945
Préstamos con entidades de crédito	114,119

Cuentas por pagar y gastos acumulados	2,008,366
Impuestos a la utilidad corriente	<u>62,995</u>
Total pasivos	\$ <u>4,189,888</u>
Total activos netos asumidos	\$ 2,009,378
Participación no controladora	(1,458,787)
Mas: crédito mercantil ^(b)	<u>416,320</u>
Activo	
Contraprestación ^(a)	\$ <u>967,271</u>

^(a) Este valor de la contraprestación de \$967,271 fue determinado con base en los activos y pasivos, así como en el negocio adquirido para lo cual se tuvo el apoyo de un experto independiente utilizando una metodología basada en flujos de efectivo descontados. El modelo financiero por flujos descontados fue basado en una serie de datos e hipótesis para crear una representación del comportamiento esperado las unidades productivas de los negocios de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. durante un período de tiempo.

^(b) Crédito mercantil. El crédito mercantil de \$416.3 representa la diferencia preliminar entre la contraprestación transferida, el valor razonable preliminar de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de la adquisición y el PPA preliminar asignado a proyectos.

Estas estimaciones preliminares serán revisadas una vez que se termine el proceso de valuación de los activos netos identificables adquiridos en los próximos 12 meses, y estos valores preliminares serán actualizados en la medida que se identifiquen ajustes por hechos y circunstancias que existan a la fecha de adquisición.

La participación no controladora fue reconocida con base en la participación proporcional de los pasivos netos asumidos del negocio.

No ha surgido pasivo contingente alguno de esta adquisición que deba ser registrado; tampoco existen acuerdos de contraprestación contingente.

Los ingresos aportados por el negocio adquirido incluidos en el estado consolidado de resultados desde la fecha efectiva de la adquisición del 7 de diciembre de 2023 al 31 de diciembre de 2023 fueron de \$112 millones (\$141 Millones la participación no controladora). El total de ingresos para el periodo de consolidación desde la fecha efectiva asciende a \$560,126. Para el periodo de 12 meses el total de los ingresos se aproximaría a \$2,725 millones.

2.6 | Consecuencias fiscales de la transacción

La transacción no tiene efectos fiscales en las sociedades que afecten al perímetro de consolidación de la Emisora.

Los efectos fiscales de esta Transacción son exclusivamente para el Vendedor, Cox Infraestructuras, por lo que no se prevén consideraciones fiscales para CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. ni para el Comprador, Cox Energy, S.L.

3 | Información concerniente a cada una de las partes involucradas en la transacción

Este resumen no pretende cubrir de manera exhaustiva toda la información acerca de la Emisora por lo que se complementa con la información contenida en los eventos relevantes publicados por la Emisora, el reporte anual de la Emisora para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023 así como los Informes Trimestrales de Resultados publicados correspondientes al I, II, III y IV trimestres de 2023 y al I trimestre de 2024, que se encuentran disponibles en la página de Internet www.coxenergy.com y en la página de Internet de la BIVA www.biva.com.

Cox Energy, S.A.B. de C.V. (la Emisora)

Cox Energy, S.A.B. de C.V. (anteriormente, Cox Energy América, S.A.B. de C.V.), sociedad anónima bursátil de capital variable, se constituyó en México bajo la denominación Cox Energy México, S.A. de C.V. con fecha 4 de marzo de 2015 de conformidad con las leyes vigentes en los Estados Unidos de México, mediante escritura pública número 14,213, otorgada ante el licenciado Guillermo Escamilla Narváez, titular de la Notaría Pública número 243 de la Ciudad de México, y está inscrita en el Registro Público de Comercio de la Ciudad de México bajo el folio mercantil electrónico número 532445-1 de fecha 27 de agosto de 2021.

Mediante resoluciones unánimes adoptadas fuera de asamblea de accionistas de fecha 24 de junio de 2020 y 26 de junio de 2020, la Emisora adoptó la modalidad de Sociedad Anónima Bursátil de Capital Variable y cambió su denominación a Cox Energy América, S.A.B. de C.V., como consta en las escrituras públicas número 86,686 de fecha 24 de junio de 2020 y 86,805 de fecha 29 de junio de 2020, ambas otorgadas ante la fe del licenciado Guillermo Oliver Bucio, titular de la Notaría Pública número 246 de la Ciudad de México.

Las disposiciones legales aplicables en cuanto al régimen societario de la Emisora y sus Acciones fueron emitidas de conformidad con la Ley General de Sociedades Mercantiles de México, la Ley del Mercado de Valores de México y las disposiciones secundarias emitidas por aquel país en relación con la misma.

Con fecha 13 de abril de 2023, y previa solicitud de la Emisora, la Secretaría de Economía de México - Dirección General de Normatividad Mercantil, resolvió autorizar el uso de la denominación o razón social Cox Energy, con el consiguiente cambio de Cox Energy América, S.A.B. de C.V. a Cox Energy, S.A.B. de C.V. Dicha modificación de la razón social de la Emisora fue aprobada por la Asamblea General de Accionistas celebrada el 3 de mayo de 2023 y por consiguiente reformó sus Estatutos Sociales.

La duración de la Emisora es indefinida.

La Emisora está domiciliada en Ciudad de México, México. Su oficina corporativa se encuentra ubicada en Montes Urales 415, Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo, C.P. 11000, Ciudad de México, México y es residente fiscal en México con RFC clave CEM150304EM9.

El identificador de entidad jurídica, código LEI, de la Emisora es 4469000001D3NRJ10W91.

Características de las acciones de la Emisora

Las acciones representativas del capital social de la Emisora se encuentran inscritas en el Registro Nacional de Valores de México, que mantiene la Comisión Nacional Bancaria de Valores, y tienen aptitud para cotizar y efectivamente cotizan en la Bolsa Institucional de Valores, S.A. de C.V. con la clave de pizarra COXA*.

De forma dual, la totalidad de acciones emitidas y suscritas de la Emisora cotizan desde el 3 de julio de 2023 en el segmento de negociación BME Growth de BME MTF Equity de España bajo el símbolo COX.

A la fecha del presente Folleto Informativo, el capital social en circulación de la Emisora está representado por

171,531,966 acciones emitidas y suscritas, comunes, ordinarias, sin expresión de valor nominal, con derecho de voto pleno y sin restricciones por su tenencia.

A la fecha del presente Folleto Informativo, el capital mínimo fijo sin derecho a retiro está representado por 150,000,000 acciones de la Serie Única Clase "I", ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal.

La parte variable emitida del capital social está representada por 30,441,176 acciones de la Serie Única Clase "II" (en circulación y en Tesorería), ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal, de libre suscripción, de las que 21,531,966 acciones están suscritas y 8,909,210 acciones permanecen emitidas y no suscritas y son mantenidas por la Emisora en Tesorería.

Las acciones de Tesorería no podrán, en ningún caso, ser ofrecidas en suscripción en menos de su valor, ni se entregarán los títulos correspondientes sino contra el pago total y en efectivo de dicho valor y de la prima que en su caso haya señalado el Consejo de Administración.

Las acciones emitidas y no suscritas que se conserven en Tesorería no podrán ser representadas ni votadas en asambleas, ni podrán ejercerse derechos sociales o económicos de tipo alguno respecto de estas.

Tanto las acciones de la Serie Única Clase "I" como las acciones de la Serie Única Clase "II" confieren a sus tenedores los mismos derechos y obligaciones.

Cada acción otorga a su tenedor los mismos derechos patrimoniales o pecuniarios que las demás acciones de la serie a la que corresponda, por lo que todas las acciones participan, sujeto a lo previsto por el artículo 117 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, por igual y sin distinción alguna, en cualquier dividendo, reembolso, amortización o distribución de cualquier naturaleza en los términos de los estatutos sociales.

Ambas clases de acciones, Clase "I" y Clase "II", están unificadas en un único código ISIN: MX01CO0U0028.

Reestructuraciones Societarias precedentes

La Emisora ha comunicado la siguiente Reestructura Societaria con anterioridad a la presente:

- Con fecha 3 de mayo de 2023, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora aprobó la adquisición del 100% de las participaciones representativas del capital social de Cox Energy Europa, S.L. Unipersonal, que es, a su vez, propietaria del 40% de las participaciones representativas del capital social de Ibox Energy y del 100% de las participaciones representativas del capital social de Cox Energía Comercializadora, S.L. Unipersonal, ambas sociedades de derecho español. La sociedad tenedora de la totalidad de participaciones representativas del capital de Cox Energy Europa fue Cox ABG. Con fecha 29 de septiembre de 2023 se otorgó escritura de elevación a público del contrato de compraventa de participaciones por el que la Emisora adquiere a través de su subsidiaria Cox Energy Latin América la totalidad de las participaciones representativas del capital social de Cox Energy Europa, ampliando, de esta manera, el marco geográfico de sus operaciones a España.

Accionistas significativos

A la fecha del presente Folleto Informativo la relación de accionistas significativos de la Emisora era la siguiente:

Accionista	Porcentaje de participación directa	Porcentaje de participación indirecta	Porcentaje de participación directa e indirecta
Cox ABG Group, S.A.	78.2801%	-	78.2801%
Inversiones Riquelme, S.L. ⁽¹⁾	-	57.0114%	57.0114%
D. Enrique Riquelme Vives ⁽¹⁾	0.0017%	52.0316%	52.0333%
Ondainvest, S.L.	2.5227%	6.8595%	9.3822%

(1) El señor Riquelme Vives tiene una participación total del 84.40% en el capital de Inversiones Riquelme Vives, S.L. y una participación del 100.00% en el capital de Lusaka Investments, S.L. Dichas sociedades mantienen una participación del 72.83% y 5.00%, respectivamente, en el capital de Cox ABG Group, S.A. En consecuencia, la participación total de D. Enrique Riquelme Vives en el capital de Cox ABG Group, S.A. es del 66.4685%, siendo su participación indirecta en el capital de la Emisora de 52.0316%.

Objeto social

- Ser accionista de empresas dedicadas a la generación, comercialización y/o distribución de energía eléctrica tanto en México como en el extranjero
- Adquirir por cualquier medio legal, acciones, partes sociales, participaciones o intereses en toda clase de sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o entidades de cualquier tipo, sean mexicanas o extranjeras, al momento de su constitución o en un tiempo ulterior, así como vender, ceder, transferir, negociar, gravar o de otra manera disponer o pignorar dichos activos, acciones, partes sociales, participaciones o intereses
- Participar como accionista, socio o inversionista en todo tipo de sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o entidades de cualquier tipo, sean mexicanas o extranjeras, ya sea al momento de su constitución o mediante la adquisición de acciones de sociedades ya constituidas, así como adquirir, vender, ceder, transmitir, negociar, permutar, suscribir, ser propietario de, gravar o de otra manera disponer de o pignorar dichas acciones, participaciones sociales o intereses en cualquier tipo de entidad de conformidad con la legislación aplicable, incluyendo participar en su administración o liquidación, según resulte necesario o conveniente para la realización del objeto social de la Sociedad
- Recibir todo tipo de servicios directa y/o indirectamente a través de terceros, con todo tipo de personas físicas y morales, incluyendo dependencias gubernamentales, dentro de México o en el extranjero incluyendo, de manera enunciativa más no limitativa, servicios profesionales, técnicos y administrativos, así como de personal relacionados con actividades tales como: investigación y desarrollo, logística, capacitación de recursos humanos, ventas, ingeniería, reparación y/o mantenimiento, inspección, asesoría técnica, administración, consultoría, supervisión, control, comercial, salubridad, seguridad, contabilidad, finanzas, capacitación, legal, investigación, operación, desarrollo y mensajería
- Contratar o convenir operaciones de comisión mercantil, de mediación, de asistencia técnica, de prestación de servicios profesionales, de asesoría, gestoría, consultoría, de distribución, de suministro, de arrendamiento y en general todo tipo de contratos o convenios que impliquen servicios de o a favor de terceros, incluyendo el uso de los recursos humanos y materiales, como consecuencia de las obligaciones o derechos contraídos por virtud de la celebración de los contratos a que se refiere este inciso
- La contratación o prestación de los servicios de reparación y mantenimiento de toda clase de maquinaria y equipo y en general, la prestación de toda clase de servicios necesarios, convenientes o conducentes para el desarrollo del objeto social de la Sociedad
- Fungir como representante legal o mandatario de toda clase de personas físicas o morales, nacionales o extranjeras, públicas o privadas, siempre que lo anterior le permita dar cumplimiento a su objeto social
- Celebrar toda clase de contratos y convenios de sociedad, asociación, coinversión, *joint venture*, asociación en participación y otros semejantes, incluyendo fideicomisos de administración y/o de voto
- Adquirir, enajenar, vender, arrendar, subarrendar, usar, disfrutar, poseer, permutar, enajenar, transmitir, usufructuar, licenciar, dar o recibir en comodato, gravar, afectar en fideicomiso y disponer de, bajo cualquier forma legal, toda clase de bienes muebles e inmuebles, incluyendo cualesquiera derechos reales o personales sobre ellos, edificios, bodegas e instalaciones, incluyendo como depositario y depositante, y tener derechos sobre dichas propiedades, así como sobre todo tipo de maquinaria, plantas, vehículos, implementos, equipo, herramientas, accesorios, oficinas y otras provisiones necesarias o convenientes para la realización de su objeto social o para las operaciones u objetos sociales de las sociedades mercantiles o civiles, asociaciones e instituciones, sean mexicanas o extranjeras, en las que la Sociedad tenga interés o participación de cualquier naturaleza
- La adquisición, enajenación, arrendamiento, administración o negociación bajo cualquier figura jurídica permitida por la ley, de todo tipo de maquinarias, equipos, refacciones y accesorios para los mismos, así como toda clase de productos, materiales o artículos de comercio, por cuenta propia o ajena
- Solicitar, obtener, registrar, adquirir, desarrollar, comercializar, ceder, hacer mejoras, utilizar, otorgar y recibir licencias, o disponer bajo cualquier título legal toda clase de patentes, marcas, certificados de invención, nombres comerciales, modelos de utilidad, diseños industriales, secretos industriales, procesos, know how, dominios o cualesquiera otros derechos de propiedad industrial, así como derechos de autor, opciones sobre ellos y preferencias, ya sea en México o en el extranjero
- La contratación y registro de dominios de internet para la explotación, utilización y desarrollo de sitios de internet para la promoción, divulgación y el desarrollo de sus actividades, así como la comercialización de bienes y servicios a través de sitios de internet

- Solicitar, obtener, licenciar, ceder, usar, explotar y disponer de cualquier tipo de permiso, licencia, concesión y/o autorización emitidas por autoridades federales, estatales o municipales y realizar toda clase de actos relacionados con los mismos; y en caso de que sea permitido por la legislación aplicable, participar en concursos, ofertas, licitaciones públicas de cualquier naturaleza de conformidad con la legislación aplicable de la materia respectiva y el procedimiento establecido por la dependencia o entidad correspondiente
- La celebración de todo tipo de contratos civiles, mercantiles, administrativos, laborales y de seguro que, conforme a las leyes aplicables en materia de inversión extranjera, le esté permitido celebrar, así como participar, individualmente o en asociación con terceros, en licitaciones o subastas privadas y en licitaciones públicas, procedimientos de adjudicación directa o de invitación restringida para la adquisición o arrendamiento de bienes con el Estado y sus entidades y empresas paraestatales, así como para la prestación de servicios a dichas entidades
- Celebrar toda clase de acuerdos, actos jurídicos, convenios, contratos y documentos, incluyendo sin limitación alguna, de intermediación, compra-venta, suministro, distribución, remesa, agencia, fideicomiso, comisión, mediación, hipoteca, fianza, depósito, arrendamiento, subarrendamiento, administración, servicios, asistencia técnica, consultoría, propiedad intelectual, comercialización, co-inversión, asociación y otros acuerdos, como sea necesario o apropiado con el fin de que la Sociedad lleve a cabo su objeto social
- Abrir, operar y cerrar cuentas bancarias, de inversión y de intermediación bursátil en México y en el extranjero, así como llevar a cabo transferencias, electrónicas de fondos, operaciones de reperto de valores, operaciones con derivados y las demás operaciones financieras necesarias para el cumplimiento de su objeto social
- Otorgar y recibir toda clase de financiamientos, préstamos o créditos, con o sin garantía, incluyendo la emisión de títulos de crédito en oferta pública o privada y que representen créditos con el gran público inversionista, así como constituir gravámenes sobre cualesquier derechos, sean bienes muebles o inmuebles de la Sociedad, en la medida en que sea necesario o conveniente para el desarrollo del objeto social de la Sociedad, incluso con partes relacionadas
- Constituir y otorgar todo tipo de garantías reales y/o personales, por cualquier medio legal, de forma gratuita u onerosa, incluyendo afectaciones fiduciarias, fianzas, la constituciones de hipotecas o prendas, depósitos o cualquier otro tipo de garantías, para el cumplimiento de obligaciones propias y/o de terceros, de personas físicas o morales, nacionales o extranjeras, constituirse como obligado solidario, codeudor, garante, fiador, y/o cualquier otro tipo de mancomunidad, o en cualquier otro carácter y conforme a las leyes de cualquier jurisdicción, para garantizar obligaciones propias o de terceros, de personas físicas o morales, ya sean nacionales o extranjeras
- Emitir, librar, suscribir, aceptar, girar, endosar, avalar, adquirir, vender, permutar, gravar y, en general, negociar cualquier tipo de títulos de crédito y llevar a cabo cualquier tipo de operaciones de créditos y garantías, de conformidad con la legislación aplicables, pudiendo concretar con instituciones de crédito, nacionales o extranjeras, así como con agentes e intermediarios de valores, en fondos de inversión y organizaciones auxiliares de crédito y en cualquier organismo, sociedad o agrupación, todo tipo de operaciones necesarias o convenientes para su desarrollo y cumplimiento de su objeto social, incluso celebrar reportos, préstamos, fideicomisos, mandatos, comisiones o cualquier contrato o convenio, ya sea con propósito de inversión de sus recursos, para obtener financiamientos o, en su caso, para afectar, transmitir o dar en garantía los títulos o documentos a que se refiere este inciso
- Celebrar cualquier tipo de operaciones financieras derivadas de conformidad con la legislación aplicable, independientemente de su denominación, moneda y su forma de liquidación o de los activos subyacentes de que se trate
- Contratar y subcontratar a otras sociedades y personas, así como el personal necesario para el cumplimiento y realización de cualesquiera actividades que conforman el objeto social de la Sociedad, incluyendo sin limitación, operaciones de comisión mercantil, de mediación, de asistencia técnica, de distribución, de suministro, de arrendamiento y en general todo tipo de contratos o convenios que impliquen servicios de o a favor de terceros; y delegar en una o varias personas el cumplimiento de mandatos, comisiones de servicios y demás actividades propias de su objeto, y establecer agencias, locales o sucursales dentro o fuera de México
- Realizar cualquier pago de diviendo o cualesquier distribuciones, reducción de capital, amortización y pagos de reembolso, cuotas de liquidación y cualquier otra cantidad derivada de las utilidades de la Sociedad que sea pagada y/o distribuida por la Sociedad (ya sea en efectivo, inmuebles o valores) en favor de los accionistas de la Sociedad
- Realizar, por sí mismo o a nombre de terceros, la capacitación, investigación o programas de desarrollo, de cualquier naturaleza, necesarios o convenientes para la realización del objeto social de la Sociedad
- En general, celebrar y llevar a cabo, por su cuenta o por cuenta de terceros, toda clase de contratos y actos jurídicos, que se relacionen de manera directa o indirecta con el objeto social de la Sociedad o sean afines a estos, en términos del artículo 4 de la Ley General de Sociedades Mercantiles y las disposiciones legales que, en su caso, resulten aplicables, ya sean principales o auxiliares, civiles o mercantiles, o de cualquiera otra naturaleza, que sean resulten necesarios o convenientes.

Participadas de la Emisora

En el **Anexo 9.1** se detallan las subsidiarias y asociadas de la Emisora a la fecha del presente Folleto informativo.

Portafolio de la Emisora

Somos un desarrollador y operador verticalmente integrado con un portafolio geográficamente diversificado (a través de nuestra presencia en diez países de América Latina, África y Europa) y tecnológicamente diversificado que abarca la producción de energía mediante tecnologías Solar PV, Termosolar, ISCC, Biomasa (Cogeneración) y Autoconsumo, con un portafolio de c. 4,054.51 MW de capacidad bruta instalada total.

A la fecha de Folleto Informativo hemos suscrito contratos de compraventa de energía en relación con cuatro de nuestros proyectos operativos (Meseta de los Andes y San Javier, ubicadas en Chile; SPP1 ubicado en Argelia y São João, ubicada en Brasil):

Proyecto	Ubicación	COD	Esquema de remuneración
Solar PV			
• Meseta de los Andes (Sonnedix Cox Energy Chile, S.p.A.)	Chile	2023	PPA con Disco's hasta 2041 (compañías de distribución de Chile)
• San Javier	Chile	2024	PMGD hasta 2032, renovable por un periodo adicional de 8 años
ISCC			
• Solar Power Plant One	Argelia	2011	PPA con Sonatrach hasta 2040
Cogeneración (Biomasa)			
• São João	Brasil	2007	PPA con compañías de distribución de Brasil hasta 2024

A la fecha de este Folleto Informativo nuestro portafolio incluye proyectos en desarrollo en diferentes estados:

Portafolio de proyectos en desarrollo clasificados según su estado	
	(en MW)
Desarrollo inicial (I.D.)	2,027.00
Desarrollo avanzado (A.D.)	1,159.61
Backlog	436.90
En Construcción (U.C.)	48.00
Capacidad bruta instalada total en desarrollo ⁽¹⁾	3,671.51

⁽¹⁾ Comprende la capacidad bruta instalada total de cada una de las plantas, en lugar de la capacidad bruta instalada proporcional en referencia a la participación de nuestro Grupo en la respectiva SPV

Previamente a la Reestructuración Societaria consistente en la adquisición del 60% del capital social de Ibox, todas nuestras plantas solares fotovoltaicas ubicadas en España han sido desarrolladas o construidas bajo la *Joint Venture* de Ibox junto con Ibexia España Development, S.L.

Con anterioridad a la Reestructuración Societaria, nuestro portafolio de Energía se distribuye (por Ubicación, Estatus, Capacidad instalada Total y Atribuible a la Emisora y Tecnología) como sigue:

Tecnología		Solar PV		Termosolar		ISCC		Biomasa ⁽²⁾	
		Total ⁽¹⁾	Atribuible	Total ⁽¹⁾	Atribuible	Total ⁽¹⁾	Atribuible	Total ⁽¹⁾	Atribuible
Capacidad instalada (en MW)									
	Estatus	Total ⁽¹⁾	Atribuible	Total ⁽¹⁾	Atribuible	Total ⁽¹⁾	Atribuible	Total ⁽¹⁾	Atribuible
Argelia	COD	-	-	25	12.75	125	63.75	-	-
Brasil	COD	-	-	-	-	-	-	70	70
Chile	COD	163	51	-	-	-	-	-	-
España	U.C.	48	19.2	-	-	-	-	-	-
España	Backlog	97.5	39	-	-	-	-	-	-
Chile	Backlog	339.4	339.4	-	-	-	-	-	-
Chile	A.D.	154.61	154.61	-	-	-	-	-	-
Colombia	A.D.	54	54	-	-	-	-	-	-
España	A.D.	189	75.6	-	-	-	-	-	-
México	A.D.	750	750	-	-	-	-	-	-

Panamá	A.D.	12	12	-	-	-	-	-	-
Brasil	I.D.	80	80	-	-	-	-	-	-
Colombia	I.D.	352	352	-	-	-	-	-	-
España	I.D.	601	240.4	-	-	-	-	-	-
Guatemala	I.D.	109	109	-	-	-	-	-	-
Marruecos	I.D.	450	450	-	-	-	-	-	-
Sudáfrica	I.D.	435	435	-	-	-	-	-	-
TOTAL		3,834.51	3,161.21	25	12.75	125	63.75	70	70

- (1) Capacidad bruta instalada. Comprende la capacidad instalada bruta total de cada una de las plantas solares fotovoltaicas, en lugar de la capacidad instalada bruta proporcional en proporción a la participación de nuestro Grupo en el respectivo SPV
- (2) Además, 235,000 toneladas anuales de producción de azúcar y 129,000 m3/año de etanol hidratado

Como consecuencia de la Reestructuración Societaria derivada de la adquisición del 60% del capital social de Ibox la Emisora refleja un incremento de los negocios actuales centrados en el desarrollo de proyectos de generación de energía renovable de origen solar fotovoltaico en España. De esta manera, nuestro portafolio actualizado se distribuye (por Ubicación, Estatus, Capacidad instalada Total y Atribuible a la Emisora y Tecnología) como sigue:

Tecnología		Solar PV		Termosolar		ISCC		Biomasa ⁽²⁾		
		Estatus	Total ⁽¹⁾	Atribuible	Total ⁽¹⁾	Atribuible	Total ⁽¹⁾	Atribuible	Total ⁽¹⁾	Atribuible
Capacidad instalada (en MW)										
Argelia	COD	-	-	25	12.75	125	63.75	-	-	-
Brasil	COD	-	-	-	-	-	-	70	70	-
Chile	COD	163	51	-	-	-	-	-	-	-
España	U.C.	48	48	-	-	-	-	-	-	-
España	Backlog	97.5	97.5	-	-	-	-	-	-	-
Chile	Backlog	339.4	339.4	-	-	-	-	-	-	-
Chile	A.D.	154.61	154.61	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	A.D.	54	54	-	-	-	-	-	-	-
España	A.D.	189	189	-	-	-	-	-	-	-
México	A.D.	750	750	-	-	-	-	-	-	-
Panamá	A.D.	12	12	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	I.D.	80	80	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	I.D.	352	352	-	-	-	-	-	-	-
España	I.D.	601	601	-	-	-	-	-	-	-
Guatemala	I.D.	109	109	-	-	-	-	-	-	-
Marruecos	I.D.	450	450	-	-	-	-	-	-	-
Sudáfrica	I.D.	435	435	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL		3,834.51	3,722.51	25	12.75	125	63.75	70	70	

- (1) Capacidad bruta instalada. Comprende la capacidad instalada bruta total de cada una de las plantas solares fotovoltaicas, en lugar de la capacidad instalada bruta proporcional en proporción a la participación de nuestro Grupo en el respectivo SPV
- (2) Además, 235,000 toneladas anuales de producción de azúcar y 129,000 m3/año de etanol hidratado

En el **Anexo 9.2** de este Folleto Informativo se detalla nuestro Portafolio de energía.

También nos especializamos en la ejecución de proyectos complejos llave en mano consistentes en el diseño, ingeniería, adquisición de equipos, construcción y puesta en marcha de (i) plantas de energía renovable, energía convencional y bioenergía y (ii) infraestructuras de transmisión y distribución, incluyendo líneas de transmisión y subestaciones (proyectos EPC).

Como parte de nuestro modelo de negocio de cadena de valor integral, buscamos agregar valor a través de cada una de las fases de un proyecto de generación: (i) desarrollo, (ii) construcción y (iii) operación y mantenimiento.

Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal (el "Vendedor")

Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal fue constituida por tiempo indefinido el día 30 de enero de 2023 y está inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, Hoja M-793109, Tomo 45064, Folio 100, inscripción 1ª. La sociedad tiene domicilio en calle Velázquez, número 4, de Madrid, y tiene NIF número B44627370 y siendo su objeto social, entre otros, la participación directa o indirecta en otras sociedades que se tomaran con la finalidad de dirigir y gestionar estas participaciones.

La sociedad está íntegramente participada por Cox ABG Group, S.A.

Cox ABG Group, S.A.

Cox ABG Group, S.A., anteriormente Cox Energy Solar, S.A., y sus entidades dependientes integran el Grupo Coxabengoa.

La Sociedad se constituyó como sociedad anónima en España, el 25 de julio de 2014, por un periodo de tiempo indefinido, con domicilio social en calle Conde de Aranda número 22, Madrid (España). Con fecha 14 de marzo de 2017, se modificó su domicilio social, que se encuentra actualmente situado en a la calle Velázquez, 4 de Madrid, España. Con fecha 22 de enero de 2024 se ha cambiado la denominación de la sociedad, Cox Energy Solar S.A. por Cox ABG Group, S.A., y se ha trasladado el domicilio social a la Calle del Eucalipto 25, 1ª planta, 28016 Madrid, España.

Cox ABG Group es la sociedad dominante de un grupo de entidades y de activos que tienen como objeto participar en el mercado de la generación de energía eléctrica renovable, principalmente de origen solar fotovoltaico, mediante un modelo de negocio dirigido a la creación de valor en proyectos de generación, en diferentes estados de desarrollo, a través de: (i) su plataforma europea basada, principalmente, en España, Portugal e Italia y (ii) su plataforma en América Latina con diferentes proyectos en México, Chile, Colombia y la región de Centroamérica y Caribe, entre otros países.

En general, el Grupo Coxabengoa realiza las siguientes actividades:

- › Generar, comercializar y/o distribuir energía eléctrica al amparo de las Leyes y Reglamentos correspondientes en cada país en los que opera.
- › Diseñar, proyectar, construir y operar toda clase de obras civiles y electromecánicas y, en particular, de centrales eléctricas a través de las cuales generará la energía para los fines permitidos por las Leyes y Reglamentos aplicables a cada país.
- › Operar y administrar centrales eléctricas, principalmente, bajo tecnología fotovoltaica.
- › Prestación de servicios de asesoramiento a vinculadas.

En particular, el Grupo Coxabengoa realiza las siguientes actividades:

- a. Actividad de representación: Dicha actividad corresponde a la asesoría que se proporciona en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la gestión de energía a centrales de generación de Energías Renovables.
- b. Actividad de suministro de energía eléctrica (Suministro Eléctrico): Dicha actividad consiste en el conjunto de productos y servicios requeridos para satisfacer la demanda y el consumo de energía eléctrica de los Usuarios Finales (Calificados o no Calificados).
- c. Actividad de generación de energía: Dicha actividad corresponde a venta de electricidad generada por los activos del Grupo Coxabengoa y es destinada exclusivamente a la satisfacción de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios auto consumidores (autoconsumo).
- d. Actividad de compra- venta de Cels: Dicha actividad consiste en la compraventa de Certificados de Energía Limpia (Cels) para acreditar que un porcentaje de la energía suministrada proviene de energías renovables.
- e. Actividad de comercialización de energía: Dicha actividad consiste en la comercialización de energía eléctrica a consumidores que tengan la condición de cualificados o a cualesquiera otros sujetos del sistema eléctrico, mediante cualquier tipo de contratación legalmente permitida.

- f. Actividad de diseño, construcción y administración de centrales eléctricas: Dicha actividad consiste en el diseño, construcción y administración de plantas fotovoltaicas y paquetes solares, de redes eléctricas y telecomunicaciones, a través de los cuales se generará la energía para los fines permitidos por las Leyes y Reglamentos aplicables a cada país.
- g. Actividad de servicios de asesoramiento a partes vinculadas: Dicha actividad corresponde a servicios de asesoramiento a empresas vinculadas y asociadas, de temas relacionados con la regulación local y funcionamiento dentro del mercado eléctrico, así como de asesoramiento en el desarrollo de proyectos de construcción de plantas fotovoltaicas bajo la normativa regulatoria de cada país.

El Grupo Coxabengoa realiza las anteriores actividades en México, Chile, Colombia y España.

Durante el ejercicio 2023 Cox ABG Group ha adquirido las unidades productivas del grupo Abengoa, donde se incluyen filiales que acumulan una dilatada experiencia en el sector de la generación eléctrica con tecnologías de ciclo abierto, ciclos combinados, cogeneración, parques eólicos, plantas termosolares y fotovoltaicas y plantas de biomasa. En materia de agua, ofrece soluciones integrales para clientes industriales e instituciones públicas en las áreas de desalación, potabilización, tratamiento y reutilización de aguas residuales urbanas e industriales e infraestructuras hidráulicas (regulación, transporte, distribución, regadío, centrales hidroeléctricas y sistemas para la gestión hidrológica).

Asimismo, cuentan con más de 75 años de experiencia en el marco de la ingeniería, construcción y mantenimiento industrial y de infraestructuras en los sectores de la energía, industria, medio ambiente, transporte y comunicaciones, abarcando el desarrollo de proyectos de líneas de transmisión y distribución eléctrica, electrificación ferroviaria, instalaciones e infraestructuras para todo tipo de plantas y edificios, así como la fabricación auxiliar eléctrica, de electrónica y de estructuras metálicas. Es especialista en la ejecución de proyectos "llave en mano". Suministra, asimismo, servicios de operación e implementación de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo integrales de plantas de generación renovable, convencional y de tratamiento de aguas, con el objetivo de optimizar su fiabilidad, prestaciones y disponibilidad, minimizar el consumo de combustibles, químicos y consumibles, así como la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y maximizar su producción. Igualmente, agrupa activos propios de carácter concesional, donde los ingresos están regulados mediante contratos de venta a largo plazo, tipo compra garantizada ("Take or Pay") o suministro-venta de energía ("Power Purchase Agreement")

En base a lo anterior, el Grupo Coxabengoa configura las anteriores actividades dentro de los siguientes segmentos:

- › Agua: especialista en el diseño y la construcción de plantas desaladoras, con más de 30 plantas en España, África, Latinoamérica, Estados Unidos, Asia y Oriente Medio, para la producción de agua potable o industrial, mediante procesos de membrana convencionales y avanzados, a partir de agua de mar o salobre.

El Grupo Coxabengoa cuenta con experiencia en tratamiento de aguas, tanto en potabilización como en tratamiento y reutilización de aguas residuales de origen urbano e industrial, incluyendo la digestión y valorización de los fangos. Destacan iniciativas hidráulicas, con instituciones públicas y privadas en la implantación, mejora y explotación de infraestructuras de regulación, transporte, distribución, regadío y centrales hidroeléctricas.

- › Energía: experiencia en el sector de la generación eléctrica con tecnologías de ciclo abierto, ciclos combinados, cogeneración, parques eólicos, plantas termosolares y fotovoltaicas y plantas de biomasa que. En todos estos sectores, el grupo realiza proyectos llave en mano que engloban toda la cadena de valor: desarrollo, ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha de la instalación, además de ofrecer su operación y mantenimiento. Cabe destacar su alta capacidad de diseño e hibridación entre tecnologías para ofrecer la solución óptima a sus clientes. Adicionalmente, esta actividad incluye los negocios de bioenergía con un alto componente tecnológico, como los biocombustibles.

El Grupo Coxabengoa es líder mundial en energías renovables enfocado tanto "Utility Scale" para la industria o gran consumidor ("Wholesale"), así como generación, distribución y comercialización en el mercado minorista ("Retail").

En la actividad de Energía se incluye igualmente los negocios de ingeniería, construcción y mantenimiento industrial y de infraestructuras en los sectores de la energía, industria, medio ambiente, transporte y comunicaciones, abarcando el desarrollo de proyectos de líneas de transmisión y distribución eléctrica, electrificación ferroviaria, instalaciones e infraestructuras para todo tipo de plantas y edificios, así como la fabricación auxiliar eléctrica, de electrónica y de estructuras metálicas.

- › **Servicios:** El Grupo Coxabengoa suministra servicios de operación e implementación de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo integrales de plantas de generación renovable, convencional y de tratamiento de aguas, con el objetivo de optimizar su fiabilidad, prestaciones y disponibilidad, minimizar el consumo de combustibles, químicos y consumibles, así como la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y maximizar su producción.

Adicionalmente, el Grupo Coxabengoa apuesta por la innovación como motor de desarrollo tecnológico y de generación de valor. Esto le capacita para mejorar las particularidades de los productos y servicios aportándoles un alto valor añadido, a la vez que le confiere una ventaja competitiva en el mercado internacional. En la actualidad, trabaja en cinco líneas de investigación en las que viene llevando a cabo desarrollos innovadores estratégicos: Hidrógeno, Aeroespacio y Defensa, Sistemas eléctricos de potencia, Termosolar y Ferroviaria.

Al 31 de diciembre de 2023 Cox ABG Group, S.A. está controlada por Inversiones Riquelme, S.L.U., constituida con fecha 25 de julio de 2014, siendo su principal accionista con una participación del 72,83%.

Cox ABG Group, S.A. forma parte del Grupo Coxabengoa en los términos previstos en el artículo 42 del Código de Comercio de España. La sociedad última del Grupo Coxabengoa es Inversiones Riquelme Vives, S.L.U. con residencia en España.

A cierre del ejercicio 2023, el Grupo Coxabengoa está integrado por 131 sociedades: la propia sociedad dominante, 124 sociedades dependientes, 4 sociedades asociadas y 2 negocios conjuntos; asimismo, las sociedades del Grupo Coxabengoa participan en 41 Uniones Temporales de Empresa.

La siguiente tabla muestra la información referente a la tenencia superior al 5,00% de los accionistas de Cox ABG Group, S.A. a la fecha del presente Folleto informativo:

Accionista	Porcentaje de participación
Inversiones Riquelme, S.L.	72.83%
Lusaka Investments, S.L.	5.00%
Cenon Investments, S.L.	5.08%
Ondainvest, S.L.	11.42%

Cox Energy, S.L. Unipersonal (el “Comprador”), subsidiaria de la Emisora

Cox Energy Latin América, S.L. Unipersonal sociedad de nacionalidad española y número de identificación fiscal B-88275318, fue constituida por tiempo indefinido el día 21 de diciembre de 2018 e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al Tomo 39106, Folio 116, Hoja M-694817, Inscripción 1ª.

La sociedad está íntegramente participada por Cox Energy, S.A.B. de C.V.

Con fecha 15 de diciembre de 2023 y por acuerdo de la Junta General Extraordinaria y Universal, la subsidiaria modificó su denominación social pasando a llamarse **Cox Energy, S.L. Unipersonal** con la correspondiente modificación del artículo 1 de sus Estatutos Sociales. Así mismo, en esa misma Junta, se aprobó el traslado del domicilio social a la calle Eucalipto, 25, de Madrid, en España con la modificación del artículo 2 de sus Estatutos Sociales.

La subsidiaria tiene por objeto la adquisición, tenencia, gestión, administración y transmisión de valores representativos de los fondos propios de entidades tanto residentes como no residentes en territorio español, mediante la organización de medios materiales personales.

CA Infraestructuras Energía 2023, S.L Unipersonal (la “Sociedad Adquirida”)

CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. Unipersonal se constituyó en España el 21 de junio de 2023, con NIF Provisional número B13967245 y domicilio social y fiscal en Calle Energía Solar, 1, 41014, Sevilla, España.

La sociedad tiene por objeto social:

- La promoción, organización y explotación de actividades y negocios, la dirección y supervisión de obras e instalaciones de todo tipo, consultoría y servicios, diseño, la prestación de servicios de ingeniería conceptual, básica y de detalle, construcción, suministro de equipos, montaje, pruebas y puesta en marcha, operación y mantenimiento de proyectos en el ámbito de la energía termosolar, fotovoltaica, eólica, medioambiental, biocombustible, ciclos combinados, petroquímicas, o cualquier otro tipo de energía renovable o convencional así como cualquier proyecto relacionado con la generación, transmisión, aprovechamiento, transformación, almacenamiento de cualquier clase de energía y productos energéticos
- La dirección y ejecución de toda clase de obras públicas y privadas, instalaciones, montajes y mantenimientos, obra civil, eléctrica o mecánica, inmuebles y edificaciones de todo tipo
- La realización de todas las tareas, funciones y servicios necesarios para la gestión de la energía eléctrica propia o de terceros en el mercado eléctrico; actuar en el mercado de Producción de Energía -nacional o internacional-, ya sea como sujeto agente o como sujeto no agente
- Todos los servicios relacionados en el medio ambiente, polución medioambiental, evacuación y tratamiento de afluentes de todo tipo, incluso consultoría, estudios de viabilidad medioambiental, ejecución y dirección de obras e ingeniería y diseño
- La promoción, organización de actividades en el mercado de aprovechamiento energéticos de los residuos agrícolas, forestales biomasa y cultivos agroenergéticos, así como la producción de tales productos y sus derivados
- Servicios de investigación, desarrollo y promoción de nuevas aplicaciones y tecnologías de cualquier tipo de energía; igualmente comprende la difusión de estas aplicaciones y tecnologías, la fabricación, integración, comercialización, venta y distribución de bienes asociados, así como actividades de formación, organización de foros, jornadas técnicas y actividades similares y/o asociadas
- La prestación de servicios de asesoramiento y apoyo, incluidos los de gerencia financiera, económica, legal, de organización empresarial, de control y auditoría, fiscal, recursos humanos, de divulgación, de gestión comercial, aprovisionamiento y gerencia de riesgos

Todas las actividades contenidas en el objeto social podrán ser desarrolladas por la Sociedad en forma total o parcial, de modo indirecto, mediante la titularidad de acciones, participaciones u otro método de contribución que la ley disponga, en sociedades o entidades de idéntico o análogo objeto.

La duración de la sociedad es por tiempo indefinido.

Selección de magnitudes financieras de la sociedad adquirida y sus subsidiarias al 30 de noviembre de 2023 (anterior a la firma del Contrato de compraventa)

Subsidiaria	Total Activo	Patrimonio Neto	Total Activo	Patrimonio Neto
Al 30 de noviembre de 2023				
En miles de EUR				
En miles de MXN (*)				
CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U.	78,244	16,843	1,464,970	315,353
Centro Morelos 264, S.A. de C.V.	5,956	(12,807)	111,515	(239,787)
Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd.	1,481	602	27,729	11,271
Kaxu CSP South Africa (Proprietary) Limited	2,420	1,076	45,310	20,146
Khi CSP South Africa (Proprietary) Limited	1,223	736	23,289	13,780
Abener Argelia, S.L.U.	6	(6)	112	(112)
Solar Power Plant One (SPP1)	139,822	85,252	2,617,901	1,596,182
Abengoa Bioenergía Brasil, S.A.	371,102	371,102	6,948,180	6,948,180
Abengoa Bioenergía Agroindustria, Ltda.	173,381	89,627	3,246,230	1,678,095
Abengoa Bioenergía Santa Fe, Ltda.	70	70	1,311	1,311
Abengoa Bioenergía Trading Brasil, Ltda.	-	-	-	-
ASA Bioenergy Holding AG	5,613	4,037	105,093	75,585
Abengoa Bioenergía Inovações, Ltda.	180	180	3,370	3,370

(*) TC a 31 de diciembre de 2023: 1 EUR = 18.7231 MXN

- Estados financieros consolidados de CA Infraestructuras y sociedades dependientes

Al 30 de noviembre de
2023

	En Miles de EUR	En miles de MXN
Activos intangibles y materiales	4,888	91,519
Inmovilizaciones en proyectos	154,886	2,899,946
Otros activos no corrientes	9,380	175,623
Activos por impuesto diferido	13,782	258,042
ACTIVO NO CORRIENTE	181,936	3,406,406
		-
Existencias	28,279	529,471
Clientes y otras cuentas a cobrar	40,462	757,574
Inversiones financieras	7,896	147,838
Efectivo y equivalentes	21,504	402,622
ACTIVO CORRIENTE	98,141	1,837,504
TOTAL ACTIVO	280,077	5,243,910
Capital y reservas	19,701	368,864
Diferencias de conversión	1,691	31,661
Ganancias acumuladas	8,842	165,550
Socios externos	42,021	786,763
TOTAL PATRIMONIO NETO	72,255	1,352,838
Financiación de proyecto	19,098	357,574
Financiación corporativa	20,541	384,591
Subvenciones y otros pasivos	35,976	673,582
Pasivos por impuestos diferidos	133	2,490
Provisiones para otros pasivos y gastos y Otros	11,246	210,560
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	86,994	1,628,797
Financiación de proyecto	14,755	276,259
Financiación corporativa	7,426	139,038
Proveedores y otras cuentas a pagar	82,014	1,535,556
Pasivos por impuesto corriente	16,633	311,421
Provisiones para otros pasivos y gastos y Otros	-	-
TOTAL PASIVO CORRIENTE	120,828	2,262,274
TOTAL PASIVO	207,822	3,891,072
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	280,077	5,243,910

(*) TC a 31 de diciembre de 2023: 1 EUR = 18.7231 MXN

4 | Factores de riesgo

La Emisora ha identificado los siguientes factores de riesgo relacionados con la Reestructuración Societaria que pudieran afectar significativamente el desempeño de Cox Energy y su rentabilidad, así como influir en el precio de las Acciones. Los nuevos riesgos descritos son aquéllos que actualmente creemos que podrían afectar adversamente a la Emisora, aunque podrían existir riesgos adicionales que no se describen en esta sección o que actualmente desconocemos o que en este momento no consideramos relevantes que pudieran resultar relevantes y afectar nuestro negocio.

Algunas declaraciones en esa sección del Folleto informativo, incluyendo las declaraciones en los factores de riesgo que se describen a continuación, son estimaciones futuras.

Cualquier persona que desee invertir en nuestras Acciones deberá considerar la información contenida en el Reporte anual por el ejercicio concluido el 31 de diciembre de 2023 en su totalidad, incluyendo los "Factores de Riesgo" que se encuentra disponible en la página de internet de la CNBV www.gob.mx/cnbv, de BIVA www.biva.mx y de la Emisora www.coxenergy.com y en el Documento Informativo de Incorporación de las acciones de la Emisora en el segmento de negociación BME Growth de BME MTF Equity, en España, y que se encuentra disponible, además, en www.bmegrowth.es.

Como consecuencia de la reestructuración societaria materia de la Transacción, la Emisora adquiere CA Infraestructuras Energía 2023, lo cual podría repercutir en el precio de mercado de las acciones de la Emisora.

Factores de Riesgo relacionados con nuestro Negocio e Industria y Riesgos específicos de la Emisora

I. El desarrollo del portafolio de proyectos solar fotovoltaico de la Emisora está sujeto a ajustes y cancelaciones inesperados no siendo, por lo tanto, un indicador de nuestros futuros ingresos o ganancias. Restricciones en la disponibilidad de la red eléctrica, incluida nuestra incapacidad de obtener acceso a líneas de transmisión/distribución o el control de sitios adecuados de manera rentable podría afectar negativamente nuestro negocio, estrategia de crecimiento, resultados de operaciones, situación financiera y perspectivas

Hemos establecido ciertos criterios y procedimientos para la clasificación de nuestros proyectos. Estos criterios y procedimientos se utilizan con fines de planificación interna y no han sido verificados ni revisados por terceros. Bajo nuestra metodología interna, un proyecto potencial es clasificado en base a su etapa de desarrollo y la probabilidad de finalización con éxito, lo que significa que el proyecto inicia su operación comercial.

Nuestras definiciones de categorías o estados pueden no ser necesariamente las mismas que las utilizadas por otras empresas que realizan actividades similares a la nuestra. Como resultado, la capacidad instalada objetivo de nuestro portafolio puede no ser comparable con el portafolio informado por otras compañías. Nuestros proyectos se clasifican con base a su etapa de desarrollo y la probabilidad de finalización con éxito, representando nuestros proyectos anteriores a la etapa de Operación la base de nuestras futuras inversiones.

Los proyectos se clasifican de acuerdo con procedimientos y criterios que han sido diseñados para ser lo más objetivos posibles.

Estimamos, por ejemplo, la tasa de éxito de nuestros proyectos de *Backlog* en torno al 85%, pero no podemos determinar la tasa de éxito de nuestros proyectos de Desarrollo por encima del 35% ya que depende de una variedad de condicionantes que no están bajo nuestro control. No puede haber garantía de que nuestra evaluación de la probabilidad de éxito de un proyecto sea precisa, lo que puede tener un impacto negativo en nuestras perspectivas de crecimiento y, por lo tanto, en nuestro negocio, estrategia de crecimiento, resultados de operaciones, situación financiera y perspectivas. En cualquier caso, hay aspectos que afectan la clasificación de un proyecto potencial como un éxito, muchos de los cuales están sujetos a incertidumbres y están fuera de

nuestro control, como la obtención de permisos finales, acuerdos de compra en términos factibles, acceso a financiación de proyectos, etcétera.

Estimamos la probabilidad de éxito del proyecto con base al estado de finalización de los hitos clave del proyecto y a nuestra experiencia de desarrollo de los proyectos.

Dada la etapa inicial de su evaluación, es posible que nuestros proyectos de Desarrollo y de Desarrollo Avanzado no se completen por completo o que nunca se traduzcan en *Backlog*. Además, es posible que nuestro *Backlog* no se complete por completo debido a razones inesperadas o que nunca se traduzca en activos en construcción. Además, la cantidad de nuestro portafolio que está sujeta a retrasos o cancelaciones en un momento dado es en gran medida un reflejo de los riesgos específicos del proyecto y del mercado, así como de las tendencias económicas globales generales y, en cualquier fecha, puede no ser indicativo de los resultados reales de operaciones en cualquier período subsiguiente.

Periódicamente reevaluamos nuestro portafolio y lo ajustamos para el riesgo de contraparte, problemas ambientales o técnicos no detectados previamente, trabajo adicional a realizar o costes incurridos.

II. Es posible que no podamos desarrollar o adquirir atractivos parques solares adicionales para ampliar nuestro portafolio de proyectos de generación solar fotovoltaico

Nuestra estrategia actual de negocios comprende planes para desarrollar nuestros propios proyectos para, posteriormente, explotarlos comercialmente.

Además, podríamos adquirir puntualmente parques solares en diversas etapas de desarrollo de acuerdo con parámetros financieros y de rentabilidad determinados por la Emisora. Competimos por la adjudicación de proyectos en función de, entre otras cuestiones, los precios, la experiencia técnica y de ingeniería, las capacidades de financiación, la experiencia previa y la trayectoria. Es difícil predecir cuándo y si un nuevo parque solar nos será adjudicado. El proceso de licitación y selección también se ve afectado por una serie de factores, incluyendo factores que pueden estar fuera de nuestro control, tales como las condiciones del mercado o los programas de incentivos del gobierno. Nuestros competidores pueden tener mayores recursos financieros, una presencia comercial localizada más efectiva o establecida, o una mayor disposición o capacidad para operar con pocos o ningún margen operativo durante periodos de tiempo prolongados.

Otras dificultades en la ejecución de esta estrategia de crecimiento incluyen:

- la obtención de permisos y autorizaciones de construcción, ambientales y de otro tipo;
- asegurar el control del terreno, techo u otro sitio;
- la gestión de los requisitos regulatorios de las operaciones locales, la inversión de capital o abastecimiento de componentes;
- conexión a la red eléctrica dentro de los plazos y el presupuesto previstos;
- conexión a la red eléctrica cuando la capacidad de la red es insuficiente;
- identificar, atraer y mantener especialistas en desarrollo, especialistas en ingeniería técnica y otro personal calificado;
- la gestión de los activos adquiridos o de los activos en poder de filiales;
- asegurar financiación a coste competitivo en términos atractivos;
- operar y mantener parques solares para mantener la generación de energía y el rendimiento del sistema; y,
- priorizar con precisión la entrada en mercados geográficos, incluyendo estimaciones sobre la demanda de mercado que puede abordarse.

III. Riesgos derivados del desarrollo, la construcción y explotación de nuevos proyectos

El desarrollo y construcción de nuevos proyectos es un reto y podría no tener éxito; los proyectos en proceso podrían no recibir los permisos requeridos, derechos de propiedad, *PPAs*, acuerdos de interconexión y transmisión; y la financiación o construcción de nuestra cartera de reserva (*Backlog* portafolio) podría no comenzar o continuar conforme a lo programado, lo que podría aumentar nuestros costes, retrasar o cancelar

un proyecto y tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación.

El desarrollo y la construcción de nuevos proyectos implican numerosos riesgos e incertidumbres y requieren una amplia investigación, planificación y proceso de auditoría. Incurrir en gastos importantes de capital para el análisis de la viabilidad del terreno, los derechos sobre el terreno y la interconexión, ingeniería preliminar, la obtención de permisos, los gastos legales y de otro tipo podría ser necesario antes de poder determinar si un proyecto es económica o tecnológicamente viable.

En virtud de lo anterior, es posible que algunos de nuestros proyectos puedan no ser finalizados o incluso que no sea posible proceder con su construcción y que no podamos recuperar las cantidades invertidas en dicho proyecto.

IV. Riesgo de generación distribuida

La Emisora presenta la información correspondiente a sus segmentos reportables con el objeto de reflejar la relevancia de sus operaciones y diferentes negocios y su presencia en las diferentes áreas geográficas. La información por segmentos operativos y reportables se presenta de manera consistente con la información incluida en los reportes internos proporcionados a su consejo de administración.

Hasta la fecha del presente Folleto informativo, el modelo de negocio de la Emisora se basa en tres líneas de negocio que son generación, autoconsumo y comercialización.

En autoconsumo la Emisora ofrece un servicio completo que incluye la ingeniería, la instalación, la gestión de las autorizaciones administrativas, y el mantenimiento. Los clientes tienen la opción de adquirir la planta de autoconsumo mediante el pago correspondiente (*Build & Sell*) o bien establecer un acuerdo *PPA* por el que se comprometen a consumir la energía generada por la instalación durante un plazo determinado de años, momento en el que la instalación puede ser adquirida por el cliente con un coste marginal muy bajo. Los contratos de *PPA* pueden incluir unos pagos mensuales mínimos (que en algunos casos quedan sin efecto cuando la instalación se conecta a la red para poder evacuar la energía no consumida) y una opción de compra a partir del primer año, si bien las condiciones pactadas, no hacen atractiva la opción hasta el octavo año.

En los *PPA* de autoconsumo las obligaciones de la Emisora se circunscriben a mantener la planta en funcionamiento, siempre y cuando, el cliente haya satisfecho los pagos estipulados. Los *PPA* no garantizan el suministro de mínimo de energía, pero sí que garantizan un precio fijo de la energía realmente consumida por el cliente. Los *PPA* si reconocen el derecho de la Emisora de verter los excedentes a la red, sin que ello suponga un ingreso para el cliente.

En base al modelo de negocio descrito, existe el riesgo en los *PPA* de autoconsumo que se produzcan paradas de la planta por problemas imputables al diseño, o a los materiales de la instalación y que dé lugar a reclamaciones de daños y perjuicios o a la rescisión de los contratos, causando efectos negativos en la cifra de negocios de la Emisora, en sus resultados de explotación, y en su situación financiera y perspectivas.

También podrían producirse paradas en la producción o imposibilidad de verter la energía a la red y vender a terceros a precio de mercado si, aquellas instalaciones de autoconsumo en instalaciones privadas, como podría ser en techos de naves de fábricas, tejados de particulares, etc., sufren daños por daños materiales en esas ubicaciones como incendios, destrucción del edificio, daños vandálicos, o incluso bloqueo en las instalaciones motivadas por huelgas, manifestaciones, etc. que impidan el acceso a las instalaciones, y mantenerlas adecuadamente. Este tipo de riesgos suele transferirse al mercado asegurador, pero podría ser insuficiente dicha cobertura, y verse los ingresos de la Emisora reducidos.

V. Los ingresos de nuestro negocio de generación de energía dependen en gran medida de los acuerdos de tasa fija a largo plazo bajo los *PPAs* que restringen nuestra capacidad de aumentar los ingresos de estas operaciones

Los ingresos obtenidos a través de los proyectos de la actividad de Infraestructura de tipo concesional dependen significativamente de las tarifas reguladas o en su caso de los precios acordados a largo plazo por un periodo de entre 25 y 30 años según el activo.

El margen de maniobra de la Emisora para modificar las tarifas o precios es muy limitado (quedando supeditado a incrementos referenciados al IPC y a eventuales peticiones de reequilibrio económico de la concesión) ante circunstancias operativas adversas, como pueden ser fluctuaciones en los precios de las materias primas, los tipos de cambio, los costes de mano de obra y subcontratas, tanto durante la fase de construcción como en la fase operativa de estos proyectos. En otros contratos, es posible que no podamos ajustar nuestras tarifas o tasas como resultado de las fluctuaciones en los precios de las materias primas, los tipos de cambio, inflación, los costes de mano de obra y de los subcontratistas durante la fase de operación de estos proyectos, o que esta revisión sea insuficiente para cubrir estos incrementos de coste, lo cual podría reducir nuestra rentabilidad.

Unos costes operativos por encima de lo esperado, especialmente tras muchos años en operación, en la mayoría de los casos no podrían ser repercutidos a la tarifa o al precio y por tanto detraerían el margen operativo y en consecuencia la rentabilidad del proyecto se vería reducida. Normalmente estos proyectos se calculan con unas tarifas o precios por encima del coste de operación y mantenimiento.

Adicionalmente, en algunos casos, si no cumplimos con ciertas condiciones preestablecidas, el cliente, conforme al *PPA*, podría reducir las tarifas o tasas que se nos deben pagar o podría imponernos penalizaciones (lo que podría eventualmente conducir a la terminación del *PPA*).

VI. Los ingresos de nuestro negocio de generación de energía están parcialmente expuestos a los precios de mercado eléctrico

Un determinado porcentaje de la capacidad futura de producción de nuestro parque solar fotovoltaico en funcionamiento puede no encontrarse bajo un *PPA* a largo plazo. Por lo tanto, los ingresos y los costes de operación de dicho parque fotovoltaico dependerán en cierta medida de los precios de mercado para la venta de electricidad.

Los precios de mercado pueden ser volátiles. No es posible garantizar que los precios de mercado permanecerán en niveles que nos permitan mantener los márgenes de utilidad y las tasas de retorno de la inversión deseadas.

VII. Nuestro desempeño podría verse afectado negativamente por problemas relacionados con nuestra dependencia con terceros contratistas y proveedores

Nuestros proyectos dependen de la prestación de servicios, equipos o software que pretendemos subcontratar de terceros. El mal funcionamiento de nuestros activos, la entrega de productos o servicios que no cumplen con los requisitos reglamentarios o que son de otro modo defectuosos, la demora en la provisión de productos y servicios o el incumplimiento de cualquier garantía, podrían afectar negativamente nuestro negocio.

En algunos países, el Grupo puede depender de un número limitado de proveedores y subcontratistas para proporcionar y externalizar sus servicios.

Si el Grupo no es capaz de obtener a tiempo los materiales y componentes necesarios para que sus proyectos cumplan con sus estándares de calidad, cantidad y coste, su capacidad para construir o desarrollar un proyecto podría verse interrumpida y sus costes de producción podrían incrementarse. Como resultado, el Grupo está expuesto a riesgos de terceros con respecto a los proveedores y / o contratistas que pueden ser contratados para construir, operar o mantener sus proyectos.

Si el Grupo no puede subcontratar determinados servicios y/o adquirir equipos y/o materiales de acuerdo con las correspondientes previsiones, estándares de calidad, especificaciones y presupuestos, o empeora las relaciones con los proveedores y subcontratistas, la capacidad del Grupo para llevar a cabo sus actividades puede verse afectada. Cualquier retraso, incumplimiento de las obligaciones contractuales u otro evento fuera del control del Grupo o que el Grupo no habría podido prever, que sea atribuible a un subcontratista o proveedor,

podría provocar retrasos en el progreso general de un proyecto. Esto, a su vez, puede conducir a un riesgo de penalizaciones, terminación de contratos o responsabilidades, lo que podría tener un impacto negativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones del Grupo.

VIII. Podríamos estar sujetos a litigios, reclamaciones y procedimientos administrativos sancionadores

Estamos sujetos al riesgo de reclamaciones legales, denuncias o demandas, procedimientos judiciales y/o administrativos, así como acciones de ejecución en el curso ordinario de nuestro negocio y de otro tipo.

El Grupo no puede garantizar que los resultados de los procedimientos o acciones legales, administrativas o regulatorias actuales o futuras no dañen materialmente su negocio, condición financiera, resultados de operaciones y perspectivas.

El Grupo tampoco puede garantizar que no incurrirá en pérdidas en relación con procedimientos o acciones legales, administrativas o regulatorias actuales o futuras que excedan cualquier disposición que pueda haber dejado de lado con respecto a dichos procedimientos o acciones o que excedan cualquier cobertura de seguro disponible, cualquiera de los cuales podría tener un efecto adverso material en el negocio del Grupo, situación financiera y resultados de las operaciones.

IX. Riesgo de tratamiento de residuos

Las empresas importadoras o vendedores de aparatos eléctrico y /o electrónicos, como paneles fotovoltaicos, están obligadas a hacerse cargo de los productos que ponen en los distintos mercados. El no correcto tratamiento de los residuos por parte de la Sociedad podría conllevar determinadas sanciones, que según su gravedad y recurrencia podrían llegar a tener un impacto significativo. Para cumplir con la normativa vigente la Compañía cuenta con proveedores especializados y homologados.

X. Somos una sociedad controladora (*Holding*) y nuestros únicos activos materiales son nuestras participaciones en las sociedades de proyectos que son o serán propietarias de nuestros proyectos, de cuyas distribuciones dependemos para pagar dividendos, impuestos y otros gastos

Somos una sociedad controladora y nuestros únicos activos son nuestras participaciones (en ocasiones, minoritarias) en las sociedades de proyectos que son o serán propietarias de nuestros proyectos.

En su caso, sujeto al cumplimiento de los correspondientes convenios entre accionistas, tenemos la intención de hacer que dichas sociedades de proyecto lleven a cabo distribuciones por un importe suficiente para cubrir los impuestos y dividendos aplicables, si los hubiere, declarados por la Emisora.

En la medida en que necesitemos fondos para pagar un dividendo en efectivo a los tenedores de nuestras Acciones, y una o más de dichas sociedades de proyectos se encuentren limitadas para llevar a cabo dichas distribuciones conforme a los términos de su financiación u otros contratos o leyes y regulación aplicables, esto podría afectar de forma significativa y adversa nuestro flujo de efectivo y situación financiera.

XI. La Emisora tiene un accionista de control. Dependencia con el accionista mayoritario y riesgo de conflictos de interés por partes vinculadas

Aunque se han hecho los máximos esfuerzos para que la Emisora sea independiente y autónoma de su máximo accionista Cox ABG Group, S.A. en el corto plazo existe alguna vinculación que afectara a dicha autonomía.

Los intereses de los accionistas significativos pueden diferir de los de la Sociedad.

A la fecha del presente Folleto informativo la participación de Cox ABG Group, S.A., accionista principal en el capital de la Emisora, es del 78.2801%.

El señor Riquelme Vives, consejero y presidente ejecutivo de la Emisora, mantiene una participación en el capital de Cox ABG Group del 66.4685%, siendo su participación directa e indirecta en el capital de la Emisora de 52.0333%.

El principal accionista significativo de la Emisora puede influir en aquellas cuestiones que requieran la aprobación de los accionistas, incluyendo el nombramiento y cese de los miembros del Consejo de Administración, el pago de dividendos, los cambios en el capital social emitido de la Sociedad y la adopción de ciertas modificaciones de los estatutos. No puede haber garantía de que ningún accionista significativo actual o futuro actúe de una manera que sea en el mejor interés de la Emisora, lo que podría, a su vez, afectar negativamente el negocio del Grupo, los resultados prospectivos de las operaciones, la condición financiera y los flujos de efectivo.

La Emisora está, y podría continuar estando en el futuro, expuesta a los riesgos relacionados con la realización de operaciones vinculadas. La Sociedad ha realizado y realiza operaciones con partes vinculadas, principalmente con filiales, y podría seguir haciéndolo en el futuro. Hasta la fecha, estas operaciones se han realizado en condiciones de mercado. En caso de que, en el futuro, dichas operaciones no se realizasen en condiciones de mercado, ello podría afectar negativamente a los resultados y/o la situación financiera de la Sociedad.

XII. Riesgo de obtención de menor beneficio neto derivado de la rotación de activos

La Emisora llevará a cabo una estrategia de rotación selectiva de sus activos conforme a la cual, y para maximizar el rendimiento esperado de aquéllos, la Emisora venderá determinados activos de forma oportuna en función de las condiciones adecuadas de mercado, maduración del activo y estrategia de la Emisora respecto a dichos activos, consiguiendo monetizar anticipadamente el valor de dichos proyectos para maximizar el retorno al accionista.

La Emisora no puede garantizar que, en el futuro, derivado de esta rotación oportuna de activos, se pueda maximizar el nivel de beneficio neto obtenido ya que las oportunidades de negocio dependerán de las condiciones de mercado y otros factores fuera del control de la Emisora.

XIII. Los productos y servicios del sector de energías renovables son parte de un mercado sujeto a intensas condiciones de competencia

Todas las actividades desarrolladas por el Grupo a través de cada uno de sus segmentos de negocio se desarrollan en sectores altamente competitivos que requieren importantes recursos humanos, materiales, técnicos y financieros y en los que operan otras empresas especializadas y grandes grupos internacionales. Los grupos y empresas con los que el Grupo compite en sus diferentes segmentos de negocio pueden tener mayores recursos materiales, técnicos y financieros que el Grupo, o más experiencia o mejor conocimiento de los mercados en los que el Grupo opera o busca expandir su negocio, o requerir un menor retorno de su inversión y, en consecuencia, poder presentar mejores ofertas técnicas o económicas que las del Grupo.

Esta competencia podría intensificarse debido a nuevas empresas o inversores privados que buscan entrar en el mercado o debido a la consolidación de los mercados en los que opera el Grupo.

Asimismo, el Grupo depende de licitar con éxito y adjudicarse proyectos en los diferentes segmentos de negocio en los que presta servicios. Los competidores pueden ofertar agresivamente en las licitaciones en las que participa el Grupo y pueden calcular sus ofertas basándose en supuestos de precios bajos para los componentes del proyecto, así como bajos costos de construcción, mantenimiento, capital, mano de obra y otros. Dichas ofertas pueden ejercer una presión a la baja sobre el precio medio de venta y dificultar que el Grupo presente ofertas ganadoras o que presente ofertas a precios que garanticen rendimientos específicos o suficientes.

Estos desarrollos en las actividades del Grupo requieren inversiones en nuevas tecnologías, investigación y desarrollo, así como en la captación y retención de personal cualificado. En este sentido, los competidores del

Grupo pueden estar en una mejor posición para invertir en soluciones relacionadas con la transición energética y asignar recursos para la exploración de nuevas tecnologías potenciales e investigación y desarrollo. Además, los competidores pueden ser más atractivos y efectivos para atraer y retener talento. Estos factores pueden llevar al Grupo a no alcanzar una posición competitiva en el contexto de la transición energética y tener un impacto negativo en el negocio, la posición financiera y los resultados del Grupo.

Cualquiera de los factores anteriores podría afectar nuestra capacidad para competir con éxito en nuestra industria, lo que podría tener un efecto adverso material en nuestro negocio, estrategia de crecimiento, resultados de operaciones, condición financiera y perspectivas.

XIV. Las incertidumbres sobre el estado actual de la economía mundial podrían afectar negativamente a nuestro negocio

Nuestro rendimiento comercial se ve afectado por las condiciones económicas globales y, en general, se encuentra estrechamente relacionado con el desarrollo económico y el desempeño de las regiones en las que llevamos a cabo nuestras actividades. Nuestras operaciones comerciales, así como nuestra situación financiera y resultados de operación, podrían verse afectados negativamente si el entorno económico mundial empeora.

Adicionalmente, cambios políticos podrían tener efecto sobre el desempeño operativo de la Emisora.

XV. Internacionalización y riesgo país

La Emisora tendrá proyectos en diferentes áreas geográficas y en países emergentes. Las distintas operaciones e inversiones de la Emisora podrán verse afectadas por distintos tipos de riesgo relacionados con las condiciones económicas, políticas y sociales de los distintos países con los que operará la Emisora, particularmente en aquellos países (Argelia, Sudáfrica y otros países latinoamericanos) con un mayor grado de inestabilidad de los distintos factores citados, y que suelen denominarse de forma conjunta como “riesgo país”, entre los cuales cabe destacar:

- Los efectos de la inflación y/o posible devaluación de las monedas locales
- Posibles restricciones a los movimientos de capital
- La posibilidad de que se realicen expropiaciones, nacionalizaciones de activos o incrementos de la participación de los gobiernos en la economía y gestión de la compañía
- La posible imposición de nuevos y elevados impuestos o tasas
- La posibilidad de que se produzcan crisis económicas, o situaciones de inestabilidad o de disturbios públicos

Además, en los últimos años, se han vivido episodios de inestabilidad política y civil, con cambios de regímenes y conflictos armados en determinados países de Oriente Medio y África. Dichos acontecimientos han incrementado la inestabilidad política y la incertidumbre económica en determinados países de Oriente Medio y África donde opera la Emisora.

Por otra parte, los cambios políticos en algunos gobiernos con una planificación de la economía que fomente la inversión nacional frente a la inversión extranjera podrían provocar que el volumen de inversiones en la tipología de proyectos que desarrolla la Emisora se reduzca notablemente, reduciendo el volumen de ventas en dicha geografía.

Uno de los principales mercados de la Emisora está siendo Oriente Medio. Teniendo en cuenta la vinculación de estas economías a la variación del precio del crudo, un potencial escenario de precios bajos del crudo generaría una reducción importante del PIB del país, el desarrollo de una política de restricción fiscal, que podrían originar incrementos fiscales relevantes, demora o cancelación de proyectos y un aumento del riesgo de impago de los clientes.

Aunque las actividades en países emergentes no están concentradas en ningún país específico, la ocurrencia de uno o más de estos riesgos en un país o región en el que opera la Emisora puede tener un efecto significativamente negativo en el negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Emisora.

La política de la Emisora consiste en clasificar los países en los que opera en función del nivel de riesgo, y establecer unos requerimientos específicos para trabajar en dichos países, dependiendo de su clasificación de riesgos, como la obligatoriedad de cubrir el riesgo país mediante pólizas de seguro de riesgo país (que cubren supuestos como la violencia política, expropiación, nacionalización, confiscación, riesgo regulatorio, falta de transferencia de importes relacionados con la inversión, dividendos, amortización de créditos, incumplimientos contractuales por parte de las autoridades del país receptor respecto a la inversión asegurada y la revolución o guerra), el traslado del riesgo a entidades financieras mediante los correspondientes contratos de financiación u otros mecanismos, establecer un importe máximo de avales en los proyectos, y unos requerimientos mínimos de margen, evitar acumular los excedentes de tesorería de la actividad en esos países, establecer las divisas fuertes, tipo USD o EUR, como divisa de contrato. No obstante, no es posible asegurar que estos mecanismos aseguren la plena cobertura de las posibles contingencias o la plena recuperación de los daños en todos los casos.

Existen riesgos relacionados con la seguridad del personal en las filiales y en la actividad de ingeniería y construcción, así como en la actividad de operación y mantenimiento de los activos operados por la Emisora, como consecuencia del entorno de inseguridad y de tensión social y política que afecta a alguno de los países en los que estamos implantados. Esta situación podría derivar en riesgos de asaltos, secuestros, robos, o detención ilegal de nuestros empleados, así como robos y actos vandálicos a nuestras instalaciones, que podría derivar, también, en responsabilidades hacia la Emisora en materia del deber de protección de sus empleados.

A su vez, la política de la Emisora también consistirá en cubrir el riesgo país mediante pólizas de seguro de riesgo país y el traslado del riesgo a entidades financieras mediante los correspondientes contratos de financiación u otros mecanismos. No obstante, no es posible asegurar que estos mecanismos aseguren la plena cobertura de las posibles contingencias o la plena recuperación de los daños en todos los casos.

XVI. Nuestras proyecciones de crecimiento y rentabilidad futura dependen en gran medida de la liquidez global y de la disponibilidad de opciones de financiación adicionales en términos aceptables

Requerimos de una cantidad importante de efectivo para financiar la instalación y construcción de nuestros proyectos y otros aspectos de nuestras operaciones (incluyendo el acceso al terreno y el análisis de viabilidad de nuestros proyectos). Podríamos también requerir efectivo adicional debido a las condiciones comerciales cambiantes u otros desarrollos futuros, incluyendo cualquier inversión o adquisición que decidamos emprender para continuar siendo competitivos.

Adicionalmente, no podemos garantizar que tendremos éxito en encontrar fuentes adicionales de financiamiento adecuadas en los plazos requeridos o en absoluto, o en condiciones o a costes que consideremos atractivos o aceptables, lo que podría hacer imposible para nosotros el ejecutar plenamente nuestro plan de crecimiento. Adicionalmente, el aumento de los tipos de interés podría tener un impacto negativo en nuestra capacidad para obtener financiación en términos favorables y en nuestro coste de capital.

La instalación y construcción de instalaciones de generación de energía requiere una inversión inicial importante y podría transcurrir un periodo de tiempo significativo antes de que podamos recuperar nuestras inversiones a través de los ingresos recurrentes a largo plazo de nuestros parques solares en operación. Nuestra capacidad para obtener financiación externa se encuentra sujeta a una serie de incertidumbres.

Cualquier financiación de capital adicional podría tener un efecto dilutivo para nuestros accionistas y cualquier financiación de deuda podría implicar cláusulas restrictivas. Recursos adicionales podrían no estar disponibles en términos comercialmente aceptables para nosotros. Fallas en la administración de gastos discrecionales y la recaudación de capital adicional o financiación de deuda, según sea necesario, podría tener un impacto negativo en nuestra capacidad para lograr los objetivos comerciales que nos hemos propuesto.

XVII. Riesgos derivados de la exigencia de un elevado nivel de inversión en activos fijos (*Capex*) que incrementa la necesidad de financiación ajena

Las futuras operaciones de la Emisora son intensivas en capital, por lo que la Compañía se endeudará con financiación corporativa y con financiación "sin recurso", entendida como tal la que no tiene recurso a la sociedad matriz o accionista de control u otra compañía del Grupo, sino aquella cuyo repago está exclusivamente garantizado por los flujos y activos de los proyectos financiados bajo esta modalidad, así como por las acciones de las sociedades proyecto.

Las elevadas necesidades de inversión implican una dependencia del acceso a los mercados de capitales y a la financiación bancaria tanto para la financiación de nuevos proyectos como para atender las necesidades financieras corporativas generales.

En relación a la deuda sin recurso de las sociedades proyecto, cabe decir que la mayoría de los proyectos de la Sociedad son desarrollados en entornos regulados, en los que el repago de la deuda se realiza en un horizonte temporal largo acorde con un contrato de concesión, una tarifa regulada o, en su caso, contratos de venta de energía, por lo que el apalancamiento de estos proyectos es mayor que en las financiaciones con recurso a la matriz u otras compañías del grupo (financiaciones corporativas).

La Emisora se compromete a realizar solo aquellos proyectos que cumplan los requisitos internos (rentabilidad, encaje estratégico, limitación de inversión por parte del Grupo) y para los cuales se haya conseguido financiación. Como consecuencia, el crecimiento de la Emisora estará necesariamente relacionado con la disponibilidad de obtención de fondos en el entorno financiero en que opera.

El coste de la financiación, y en último término la propia disponibilidad de esta puede provocar que la Emisora no pueda invertir en sus proyectos y deba abandonarlos, con la consiguiente pérdida de los costes de desarrollo incurridos y rentabilidad futura esperada.

El incumplimiento de las obligaciones de pago asumidas por las sociedades prestatarias -generalmente, sociedades proyecto- podría tener importantes consecuencias para la Sociedad y su grupo, entre las que cabe destacar la reducción de los dividendos, intereses o pagos a percibir por la Emisora, con los que a su vez ésta repaga la deuda corporativa o las pérdidas en las que podría incurrir la Emisora en el supuesto que las garantías otorgadas por las sociedades proyecto en virtud de los contratos de financiación sin recursos suscritos fueran ejecutadas.

La Emisora estima que los flujos de caja generados por sus proyectos y sus niveles de efectivo y de crédito disponible, resultarán adecuados para cumplir con las necesidades futuras de liquidez de la Emisora durante al menos los próximos doce meses.

XVIII. Es posible que estemos sujetos a mayores gastos financieros si no administramos de manera eficiente nuestra exposición a los riesgos de tipos de interés y cambiarios

Estamos expuestos a diversos tipos de riesgo de mercado en el curso ordinario de nuestras operaciones, incluyendo el impacto de las fluctuaciones de los tipos de cambio y de los cambios en los tipos de interés.

Riesgo de tasa de interés de flujo de efectivo. La evolución de los tipos de interés y sus coberturas pueden afectar a los resultados de la Sociedad:

El Grupo está expuesto al riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés del mercado que afectan los flujos de efectivo. El Grupo mantiene ciertos instrumentos de deuda para cubrir sus necesidades operativas.

En el contexto actual de alta presión inflacionista, cualquier aumento de los tipos de interés llevado a cabo por los bancos centrales aumentaría los costes financieros del Grupo relacionados con su endeudamiento a tipo variable y aumentaría los costes de emisión de nueva deuda.

Los efectos de las subidas de tipos de interés podrían afectar negativamente a la situación financiera y a los flujos de caja del Grupo. Además, dicho aumento podría requerir que el Grupo dedique una parte significativa de sus flujos de efectivo al pago de su deuda actual y podría poner en peligro la capacidad del Grupo para obtener endeudamiento adicional, o su capacidad para hacerlo en condiciones favorables podría ser limitada.

Riesgo de tasa de interés de tipo de cambio. La evolución de los tipos de cambio de divisas y sus coberturas puede afectar a los resultados de la Sociedad:

La Emisora estará expuesta a riesgos de tipo de cambio de las divisas asociadas a transacciones denominadas en una moneda que no es la moneda funcional de cada una de las subsidiarias que componen el Grupo.

A medida que se incremente la actividad internacional del Grupo gran parte de sus transacciones se podrán realizar en monedas distintas a la funcional de cada subsidiaria.

XIX. Los seguros contratados por la Sociedad podrían ser insuficientes para cubrir los riesgos procedentes de los proyectos y los costes de los seguros podrían elevarse

Como riesgo inherente a un proyecto de infraestructura de tipo concesional se identifica el impacto de riesgos de la naturaleza que puedan provocar daños materiales a la misma que impida el desarrollo de su actividad, así como actos vandálicos, robos, incendios, o actos vinculados a la situación de riesgo geopolítico de la geografía en la que se ubica el activo concesional, como pudiera ser una expropiación política o un cambio legislativo que le impidiese operar adecuadamente. Ante estos riesgos, la compañía cuenta con programas de seguros para transferir las consecuencias económicas de estos riesgos al mercado asegurador.

A pesar de que la Emisora trata de obtener las coberturas adecuadas para los principales riesgos asociados a cada proyecto, no es posible verificar que dichos seguros sean suficientes para cubrir todas las posibles pérdidas que puedan acontecer.

Todos los seguros contratados por la Emisora cumplen los requisitos exigidos por las entidades que financian los proyectos y cuentan con las coberturas verificadas por los expertos independientes de cada proyecto.

Por otra parte, las pólizas de seguros contratadas están sujetas a revisión por parte de las compañías aseguradoras. En caso de que las primas de seguros se incrementaran en el futuro, y no se pudieran trasladar dichos incrementos a los clientes, tales costes adicionales podrían tener un efecto negativo para la Emisora.

XX. No retener a la gerencia, al personal clave o a atraer empleados calificados podría limitar nuestro crecimiento

La pérdida de personal clave o las deficiencias en su capacitación pueden aumentar el riesgo de una ejecución insatisfactoria de los proyectos. Adicionalmente, la Compañía puede enfrentarse a una menor disponibilidad de personal cualificado debido al aumento de la demanda a nivel mundial en áreas como las energías renovables.

En particular, la falta de contratación y retención de personal cualificado con experiencia en el campo de los servicios de transición energética puede reducir la capacidad del Grupo para proporcionar servicios.

La pérdida no planificada de los servicios de cualquier miembro de nuestra alta dirección puede afectar negativamente a nuestro negocio y resultar en un retraso en la administración o en los procesos de toma de decisiones hasta que se pueda encontrar un reemplazo adecuado.

Puede haber un número limitado de personas con las competencias necesarias para servir en estos puestos y no podemos asegurar que podamos localizar o emplear a dicho personal calificado en términos aceptables para nosotros, o en absoluto, que puedan afectar nuestras relaciones con clientes y / o proveedores. Estos factores podrían tener un efecto adverso material en nuestro negocio, condición financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo.

Actualmente, las ratios de rotación de personal clave se encuentran en cifras de un dígito, y dentro de los rangos habituales de mercado en los sectores en los que opera.

XXI. Las actividades de la Emisora podrían verse negativamente afectadas en caso de disminuir el apoyo de la opinión pública sobre las mismas

Existen determinadas personas, asociaciones o grupos que pueden oponerse a los proyectos llevados a cabo por la Emisora como puedan ser la instalación de plantas de energía renovable.

Aunque el desarrollo de este tipo de proyectos requiere generalmente un estudio de impacto medioambiental y un trámite de audiencia pública previo a la concesión de las correspondientes autorizaciones administrativas, la Emisora no puede garantizar que un determinado proyecto vaya a ser aceptado por la población afectada.

Si parte de la población o alguna compañía se movilizará contra la construcción de un proyecto o interpusiera acciones legales, ello podría dificultar la obtención de las correspondientes autorizaciones administrativas. Adicionalmente, las acciones legales pueden dar lugar a la adopción de medidas cautelares que paralicen la construcción, lo que podría impedir la puesta en marcha del proyecto en el plazo previsto o el cumplimiento de los objetivos de negocio del Grupo.

Por otra parte, tampoco es posible descartar que surja un rechazo de la opinión pública por el uso de caña de azúcar en la producción de etanol, dado que son bienes de consumo de primera necesidad significativamente relacionados con la escasez en el mercado de alimento. Los gobiernos, en respuesta a presiones de la opinión pública, podrían adoptar medidas para que la demanda de caña de azúcar fuera desviada al mercado alimentario en lugar de a la producción de bioetanol.

XXII. Riesgo de Crédito de la contraparte

Nuestro negocio está expuesto al riesgo de crédito de la contraparte (cliente, proveedores, socios, entidades financieras, entidades aseguradoras, etc.), el cual podría impactar en nuestro negocio, nuestra situación financiera y el resultado de las operaciones.

Aunque se gestiona el riesgo de crédito a través de mecanismos de aseguramiento de cobro como el *factoring* sin recurso, seguros de riesgo de crédito, formas de pago mediante carta de crédito irrevocable, aseguramiento de la obtención de la financiación de los clientes como condición precedente para la asunción de compromisos, cobros en *PPA* con garantía soberana o con clientes de rating altos, y diversos análisis de viabilidad financiera de la contraparte, podrían darse situaciones sobrevenidas que nuestra estrategia de mitigación no consiga limitar completamente nuestra exposición, y el negocio podría verse afectado.

XXIII. Riesgos derivados de la existencia de cláusulas de resolución y/o renovación de los contratos de concesión gestionados por la Emisora

Los proyectos consistentes en la explotación de concesiones, o acuerdos *PPA*, se rigen por lo establecido en contratos públicos o por el clausulado específico acordado con la contraparte, en la que ésta, especialmente si es una administración pública competente, tiene ciertas prerrogativas como monitorizar el cumplimiento efectivo de los contratos a través de la exigencia de presentación de informes técnicos, administrativos o financieros, o la modificación unilateral (sujeta a ciertos límites) de los compromisos establecidos. En todo caso, estos contratos están sujetos a cláusulas de revocación o resolución, que pueden ser aplicables ante un cumplimiento inadecuado de los compromisos (de inversión, de cumplimiento con estándares de eficiencia y seguridad, etc.) establecidos en dichos contratos.

XXIV. La Emisora está sujeta al riesgo de baja competitividad en sus servicios y productos

Con el objeto de asegurar la viabilidad a largo plazo de la Compañía, ésta debe ser capaz de ofrecer soluciones energéticas tanto de origen renovable como convencional sobre la base de un producto competitivo y sin necesidad de subvenciones para poder tener una rentabilidad mínima aceptable. Si el desarrollo tecnológico no permite una reducción de costes lo suficientemente amplia para permitir que estas tecnologías sean viables sin necesidad de estar subvencionadas, estaría expuesta a la aparición de otras tecnologías sustitutivas que podrían mostrar ese nivel de competitividad requerido, viéndose afectado el volumen de desarrollos futuros.

Por otro lado, las diversas tecnologías que desarrolla la emisora tienen diversas barreras de entrada, siendo la fotovoltaica una tecnología con un nivel de barreras de entrada bajo, por lo que es un mercado con alta competencia

que implica un nivel de competitividad en el precio ofrecido al mercado tanto de producción de energía, como de construcción de estos que, en algunos mercados, implique una baja rentabilidad, afectando a los potenciales ingresos de la Emisora.

Factores de Riesgo relacionados con las Condiciones Legislativas y Regulatorias aplicables

I. Riesgos globales y locales relacionados con incertidumbre económica, regulatoria, social y política

Llevamos a cabo nuestras operaciones comerciales en varios países y, por lo tanto, nuestro negocio está sujeto a condiciones económicas, regulatorias, sociales y políticas diversas y en constante cambio en las jurisdicciones en las que operamos.

II. Riesgos relacionados con México

La Emisora se constituyó en México de conformidad con las leyes vigentes en los Estados Unidos de México. El desarrollo de los negocios de la Emisora está, por tanto, regulado por diversas leyes, reglamentos y disposiciones gubernamentales, federales, estatales y municipales, de México. Por tanto, la Emisora sigue muy de cerca los cambios regulatorios en los distintos mercados en los que mantiene sus operaciones, y en particular, en México.

En México, algunas de las principales leyes que aplican a la Emisora son las relativas a la energía eléctrica, impuestos, gobierno corporativo, bursátil y cuestiones ambientales, tales como el Código de Comercio, la Ley General de Sociedades Mercantiles, la Ley del Mercado de Valores, la Ley de Inversión Extranjera, el Código Fiscal de la Federación, la Ley del Impuesto Sobre la Renta, la Ley del Impuesto sobre el Valor Agregado, la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (aplicable únicamente a los proyectos legados), la Ley de la Industria Eléctrica, entre otras. Adicionalmente, le son aplicables, entre otras, la Ley Federal del Trabajo, la Ley Federal de Derechos, la Ley Federal del Procedimiento Administrativo, la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares, la Ley General de Responsabilidades Administrativas, la Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita y la Ley del Seguro Social, así como los reglamentos de algunas de dichas leyes.

Adicionalmente, el resultado del proceso electoral que se desarrollará durante el 2024 podría generar un factor de incertidumbre en función de las políticas a desarrollar en materia de inversiones en energías renovables, modificaciones de regímenes de costes de porteo, participación público-privada, etc., cuyo resultado pudiese afectar a potenciales desarrollos y proyectos a llevar a cabo por la Emisora, con el correspondiente impacto en sus resultados financieros.

III. Las actividades de la Emisora se encuentran sometidas a múltiples jurisdicciones con distintos grados de exigencia normativa que requiere un esfuerzo significativo de la Sociedad para su cumplimiento

Como resultado de la internacionalización del Grupo, la mayor parte de sus negocios se generan fuera de México a través de las diferentes empresas que conforman el Grupo.

La internacionalización significa que el negocio de la Emisora está sujeto a riesgos globales generales asociados con un negocio internacional, como restricciones al comercio internacional, inestabilidad política, fluctuaciones en el crecimiento económico local, alta inflación, devaluación, depreciación o valoración excesiva de monedas locales, retrasos en el transporte, cambios en el entorno de tasas de interés y cambios en los impuestos locales y leyes y regulaciones generales.

Además, la expansión y consolidación del Grupo en determinados mercados crea exposición a ciertos riesgos que no están presentes en economías más maduras. Los mercados en alza están sujetos a riesgos políticos y

legales menos comunes en México y España, incluida la inestabilidad política y social, cambios en el marco regulatorio y las políticas gubernamentales, cambios en las políticas fiscales y controles de precios. Los mercados en alza también están más expuestos que los mercados desarrollados al riesgo de inestabilidad macroeconómica y volatilidad en términos de PIB, inflación, tipos de cambio y de interés, devaluación de la moneda extranjera y cambios políticos que afectan las condiciones económicas. La inestabilidad en un mercado en alza puede dar lugar a restricciones a los movimientos de divisas o a la repatriación de beneficios e importaciones de bienes de capital.

No es posible que el Grupo haga una predicción fiable en cuanto a la probabilidad de materialización de cualquiera de estos riesgos potenciales, aunque dicha materialización podría tener un efecto adverso material en el negocio, la posición financiera y los resultados del Grupo.

La prestación de servicios en un entorno multijurisdiccional requiere esfuerzos adicionales por parte del Grupo para cumplir con todos los requisitos legales de cada una de las jurisdicciones donde opera. El incumplimiento de cualquiera de las múltiples normas requeridas puede resultar, entre otros, en la revocación de concesiones y licencias o en la imposición de multas o sanciones.

El cumplimiento de los requisitos reglamentarios y, en particular, de los requisitos derivados de las estrictas regulaciones ambientales en determinados países puede implicar costes significativos para las operaciones del Grupo, lo que podría tener un efecto adverso material en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones del Grupo.

La legislación está sujeta a posibles cambios, que incluso podrían tener efectos retroactivos y, por lo tanto, afectar negativamente al mantenimiento y/o renovación de aquellas licencias y autorizaciones ya otorgadas, la obtención de nuevas licencias y el valor de los activos. Estos cambios regulatorios también podrían conducir a un aumento en los costes de inversión o gastos corrientes. Cualquiera de estas circunstancias podría tener un impacto adverso material en el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera del Grupo.

Cualquier cambio en la legislación fiscal vigente en los países donde opera el Grupo o un cambio en la interpretación de dicha legislación por parte de las autoridades fiscales, así como cualquier cambio en las normas contables como resultado de la aplicación de la normativa fiscal, puede tener un efecto adverso importante en la situación financiera del Grupo.

Con el fin de mitigar los riesgos derivados de la prestación de servicios del Grupo en múltiples jurisdicciones, el Grupo implementará una serie de medidas, entre las que se incluyen las siguientes: selección de proyectos basada en un análisis detallado de clientes y países (establecimiento de una presencia local antes de la licitación), y otros aspectos como márgenes y riesgos específicos del proyecto, uso de esquemas de construcción modular en lugares donde la escasez de mano de obra o las condiciones del sitio permiten ahorros en comparación con otras opciones, la inclusión en los contratos, cuando sea posible, de la remisión de disputas a tribunales o árbitros en los países donde el Grupo tiene experiencia, la inclusión en los contratos, cuando sea posible, de cláusulas que permitan ajustar los precios en caso de cambios en las leyes aplicables, adopción de medidas de flexibilización con el fin de adaptar la actividad del Grupo a los requisitos de contenido local, desarrollo de políticas de Erosión de la Base Imponible y Traslado de Beneficios ("BEPS"), implementación de un Manual de Riesgo Fiscal Interno del Grupo que establece la estrategia fiscal del Grupo y los procedimientos internos de gestión de riesgos fiscales, implementación de acciones de capacitación y planes de investigación internos, definición de estrategias fiscales con asesores locales en la fase de licitación y seguimiento, en la fase de ejecución, de las evaluaciones fiscales presentadas con el apoyo de asesores locales e identificación de eventos o desviaciones de la inicial.

La Emisora no puede garantizar que las políticas establecidas para mitigar los riesgos derivados de la prestación de servicios en múltiples jurisdicciones y la sumisión a diferentes sistemas legislativos sean adecuadas o suficientes para cubrir dichos riesgos, o que circunstancias no previstas por estas medidas puedan surgir en el futuro que requieran el ajuste de estas medidas. La materialización de cualquiera de los riesgos, o una combinación de estos, derivados de la prestación de servicios en múltiples jurisdicciones y de estar sujeto a diferentes sistemas legislativos podría afectar el negocio, la condición financiera y los resultados del Grupo.

IV. Nuestro negocio está sujeto a una estricta regulación ambiental

Estamos sujetos a una estricta regulación ambiental. que, entre otras cuestiones, nos obliga a obtener y mantener autorizaciones, licencias, permisos y otras aprobaciones regulatorias y a cumplir con los requisitos de dichas licencias, permisos y otras aprobaciones, así como a realizar estudios de impacto ambiental sobre los cambios en los proyectos actuales y futuros.

No podemos asegurar que:

- la oposición pública no resultará en demoras, modificaciones o cancelación de algún proyecto o licencia;
- las leyes o regulación no cambiarán o se interpretarán de tal manera que aumenten nuestros costes de cumplimiento o que afecten de forma significativa o adversa nuestras operaciones o plantas; o
- las autoridades gubernamentales aprobarán nuestros estudios de impacto ambiental cuando sea necesario para implementar los cambios propuestos en los proyectos en explotación comercial.

Consideramos que actualmente estamos cumpliendo con todas las regulaciones aplicables, incluyendo aquellas que rigen el medio ambiente. Si bien empleamos políticas sólidas con respecto al cumplimiento de la regulación ambiental, en ocasiones existen violaciones a la regulación. Sin embargo, no podemos garantizar que continuaremos cumpliendo o que evitaremos multas, penalizaciones, sanciones y gastos importantes relacionados con cuestiones de cumplimiento regulatorio en el futuro. La violación de dichas regulaciones podría dar lugar a una responsabilidad significativa, incluyendo multas, daños, honorarios y gastos, y clausura de sitios.

Una aplicación más estricta de las leyes o regulaciones en los países donde operamos, la entrada en vigor de nueva legislación, el descubrimiento de contaminación ambiental actualmente desconocida o la introducción de requisitos nuevos o más estrictos para la obtención de licencias y autorizaciones, podrían tener un impacto significativo adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultado de operación y flujo de efectivo.

V. Factores de Riesgo en Materia Fiscal (o Tributaria)

No hay garantía alguna de que las administraciones (locales, regionales y nacionales) no decidirán aumentar las contribuciones (o tributos) actualmente aplicables a las plantas de energías renovables. Estas administraciones también podrían imponer nuevas contribuciones (o tributos) que podrían afectar los ingresos de las plantas de energía renovable. Dichos cambios podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de operación y flujo de efectivo.

Estamos expuestos a riesgos relacionados con cambios en la legislación fiscal (o tributaria) mexicana, por lo que pueden tener un impacto negativo en nuestro negocio.

En el futuro podría promulgarse legislación fiscal (o tributaria), ya sea nacional o internacional, que afecte negativamente nuestra estructura y responsabilidad actual o futura. Adicionalmente, es posible que no podamos recuperar saldos favorables de contribuciones (o tributos) si se producen cambios en la legislación.

La Emisora, sus afiliadas o subsidiarias residentes o con establecimiento permanente en México podrán estar sujetas a auditorías por parte de las autoridades fiscales (o tributarias).

VI. Riesgo derivado de la dependencia de normativa favorable a la actividad de la energía renovable

Las energías renovables están madurando rápidamente pero su coste de generación eléctrica es todavía sensiblemente mayor comparado con las energías convencionales (nuclear, carbón, gas, hidroeléctrica). Para que los proyectos de generación renovable sean económicamente viables, los gobiernos han establecido mecanismos de apoyo en forma de tarifas subvencionadas, complementadas en casos particulares con ayudas directas a la inversión (principalmente en EE.UU.).

Las tarifas subvencionadas varían según la tecnología (eólica, fotovoltaica, termosolar, biomasa, Hidrógeno) ya que están en diferentes estados de maduración y el ánimo del regulador está en favorecer el desarrollo de cada una de ellas otorgando a los promotores un incentivo económico suficiente, en la forma de retorno razonable a su inversión. Sin estos apoyos, algunos proyectos de renovable serían, hoy por hoy podrían no ser viables.

Los regímenes de ayudas a la generación de energías renovables han sido objeto de procedimientos legales en el pasado en distintas jurisdicciones (incluyendo que dichos regímenes constituyen ayudas de estado no permitidas en la Unión Europea).

Si la totalidad o parte de los regímenes de ayudas e incentivos a la generación de energías renovables en alguna jurisdicción en la que opera la Emisora deviniera ilegal, se eliminara o redujera, la Emisora podría tener dificultades para competir en la promoción de energías renovables frente a otras formas de energía renovable y convencional, y en el caso de su actividad de Ingeniería y Construcción a terceros, su contratación se podría ver reducida como consecuencia de la reducción de inversión en renovable por otros desarrolladores.

Por otro lado, un cambio en los objetivos marcados en las agendas de los gobiernos para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, podría modificar las políticas de estos en el desarrollo de las fuentes renovables de energía, y afectaría a la futura cartera de negocio de la Emisora en dicha actividad.

VII. Riesgo derivado de incumplimiento de las *U.S. Foreign Corrupt Practices Act* y similares en materia anticorrupción

La legislación anticorrupción tanto en US como en otras jurisdicciones, generalmente, prohíben a las compañías y a sus intermediarios pagos a funcionarios, políticos, etc. para obtener mejora en la posición de la Compañía en futuros negocios, así como la contratación o la compra de material cuyo origen provenga de países sancionados, como podría ser Irán.

A su vez, el ámbito internacional de la Compañía implica que opere en partes del mundo con un nivel de transparencia bajo, y de bajo rigor en materia anticorrupción.

Nuestras políticas de cumplimiento, incluyendo el código de conducta de la compañía es muy estricto en ese sentido, y la formación al personal de la organización en esa materia el alto, y en todos los contratos con terceros se incluyen cláusulas de prohibición de actos dolosos, malas prácticas y acciones que puedan considerarse como corrupción, y contamos con un amplio abanico de procedimiento y mecanismos de control para evitar que este riesgo se materialice.

No obstante, no podemos asegurar que, en la totalidad de los casos, estas políticas, procedimientos y mecanismos de control sean eficaces frente a actos de corrupción cometidos por empleados, proveedores, agentes, o que el origen de algún material en toda la cadena de suministro no tenga un origen de un país sancionado., y en caso de producirse, podríamos estar expuestos a sanciones, penalizaciones, cancelaciones de contratos, reclamaciones judiciales e investigaciones, afectando a la reputación de la Emisora, así como a su rentabilidad.

Factores de Riesgo relacionados con catástrofes naturales, cambio climático y conflictos geopolíticos

I. Incertidumbre por riesgos derivados de catástrofes naturales

Algunos de los activos de la Emisora podrían estar ubicados en áreas que sean más susceptibles que otras, y podrían verse afectados de manera significativa por desastres naturales. En particular, varios activos de la Emisora podrían ubicarse en regiones susceptibles a desastres naturales, como terremotos o huracanes.

Es posible que la Emisora no esté debidamente preparada mediante la contratación de seguros, planes de contingencia, o capacidad de recuperación en el supuesto que ocurra cualquiera de estos desastres naturales, incidentes o crisis y, en consecuencia, su negocio y resultados de operación podrían verse afectados en forma adversa y significativa.

II. Incertidumbre por riesgos geopolíticos y conflictos internacionales

La situación financiera y los resultados de operación de la Emisora pueden verse afectadas por incertidumbre política en alguno de los países donde la Emisora desarrolla su actividad o por conflictos internacionales.

La situación generada por los conflictos bélico de Ucrania e Israel y Gaza, y sus consecuencias a nivel internacional y económico, ha generado un elevado grado de incertidumbre sistémica que dificulta la toma de decisiones de todos los actores económicos y que, en función de su evolución y extensión en el tiempo, podría impactar la evolución del negocio de la Emisora.

III. Cambio Climático

El impacto del cambio climático podría afectar en aquellos activos o concesiones de contratos de larga duración, produciéndose fenómenos de la naturaleza catastrófica como una mayor presencia de tornados, lluvias torrenciales, huracanes, etc. que provoquen daños a las instalaciones, o situaciones como la subida del nivel del mar que hagan inaccesible o inhabiliten algunas ubicaciones para el desarrollo de futuros proyectos.

Además de estos fenómenos climáticos, situaciones de sequía, especialmente en Brasil, podría afectar a la producción de la caña de azúcar, a su disponibilidad y al precio de producción, afectando a la producción de azúcar y bioetanol, reduciendo la rentabilidad de la planta de bioetanol de Brasil.

Factores de Riesgo relacionados con la reestructuración societaria

La reestructuración societaria llevada a cabo por la Emisora, por la cual, se integran en la Emisora la sociedad CA Infraestructuras Energía 2023, cuya actividad se desarrolla en la construcción e ingeniería de proyectos de generación eléctrica con tecnologías de ciclo abierto, ciclos combinados, cogeneración, parques eólicos, plantas termosolares y fotovoltaicas y plantas de biomasa, con una experiencia que, en su conjunto, superan los 15 GW instalados y en construcción.

Adicionalmente, como filial de esta sociedad, se integraría bajo el perímetro de la Emisora la planta de producción de bioetanol a partir de la fermentación del bagazo de la caña de azúcar en el Estado de Sao Paulo, Brasil, que cuenta con una planta de cogeneración de 70MW, y la concesión SSP1, consistente en una planta de ciclo combinado con hibridación solar de 150MW con 20MW de campo termosolar en Hassi R'Mel, Argelia.

En todos estos sectores, la Emisora realiza proyectos llave en mano que engloban toda la cadena de valor: desarrollo, ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha de la instalación, además de ofrecer su operación y mantenimiento, destacando su alta capacidad de diseño e hibridación entre tecnologías para ofrecer la solución óptima a sus clientes.

No obstante, esta actividad presenta riesgos intrínsecos a la actividad de ingeniería y construcción industrial que son diferentes a los relacionados con la actividad original de la Emisora, y que podrían afectar su desempeño e influir en el precio de sus Acciones.

I. Riesgos derivados de retrasos y sobrecostes en la actividad de Ingeniería y Construcción debidos a la dificultad técnica de los proyectos y al largo plazo de su ejecución

En relación con la actividad de Ingeniería y Construcción, es preciso señalar que, salvo excepciones en las que la modalidad de contratación se desarrolla bajo esquema de precios unitarios, todos los contratos se realizan bajo la modalidad de construcción "llave en mano" (contratos "EPC"). Estos contratos son acuerdos por los que se entrega al cliente la construcción de una instalación a cambio de un precio fijo.

Estos proyectos están sometidos a plazos muy largos de construcción que pueden oscilar entre 1 y 3 años. Esta modalidad de contrato conlleva un cierto riesgo dado que el precio ofertado antes de iniciarse la ejecución del proyecto se basa en estimaciones de costes que pueden verse alteradas durante el proceso de construcción,

lo que puede provocar la no rentabilidad de determinados proyectos e incluso cuantiosas pérdidas. Los retrasos, además de acarrear sobrecostos, pueden producir el incumplimiento de los plazos de entrega y desencadenar el pago de penalizaciones, según se hayan negociado, al cliente. Adicionalmente, en la mayoría de los contratos EPC la responsabilidad de todos los aspectos de cada proyecto es de la Sociedad, desde la ingeniería, pasando por la construcción, hasta la puesta en marcha del proyecto. A las responsabilidades genéricas de cada proyecto debe añadirse que la Sociedad asume el riesgo técnico y las obligaciones de garantía relacionadas con estos proyectos.

Igualmente, la Sociedad debe asegurarse que respeta en todo momento los niveles mínimos de subcontratación permitidos por la normativa aplicable en el sector de la construcción y de inscribirse en el Registro de Empresas Acreditadas (registro que tiene como objetivo el acreditar que las empresas que operan en el sector de la construcción cumplen los requisitos de capacidad y de calidad de la prevención de riesgos laborales), así como vigilar que las empresas subcontratadas se encuentren debidamente inscritas. De lo contrario, Sociedad podría resultar responsable solidaria en materia salarial y de seguridad social. Estas circunstancias deben tenerse especialmente en cuenta en los contratos "llave en mano".

Los proyectos de la Sociedad suelen conllevar una gestión muy compleja relacionada con la ingeniería y el aprovisionamiento de materiales. La Sociedad podría encontrar dificultades en la fase de ingeniería, en la entrega de equipos, en la calidad de las subcontratas, en los cambios de programación u otros factores (alguno de los cuales escapan a su control), que afectan a su capacidad para completar el proyecto conforme a los planes originales, o para cumplir con las obligaciones del contrato.

Por todo ello, la Emisora podría ser objeto de demandas y reclamaciones que incluirían además las relativas a los costes repercutidos por supuestos defectos o trabajos incompletos, incumplimientos de garantía y/o finalización con retraso del proyecto y demandas por proyectos suspendidos, daños a terceros o incumplimiento de contratos con clientes.

Si tales demandas no se resolvieran mediante acuerdos extrajudiciales, podrían derivar en procesos judiciales o arbitrales largos y costosos. Además, las coberturas de los seguros no suelen hacerse cargo de la responsabilidad de la Sociedad en aquellas ocasiones en que esta ha sido declarada culpable, o cuando la cobertura de las pólizas es muy inferior a la cantidad que debe pagar la Sociedad ante una eventual resolución judicial desfavorable.

Para mitigar estos riesgos, la compañía tiene establecido un Sistema de Gestión de Riesgos que exige la elaboración de un análisis y cuantificación de riesgos de aquellos proyectos significativos que cubre todo el ciclo de vida del proyecto, desde la etapa previa de licitación, hasta el final del periodo de garantía, siendo este análisis revisado con periodicidad, de acuerdo a los estándares establecidos por la ISO 31000 y de acuerdo a los estándares del Project Management Institute, contratando únicamente proyectos de acuerdo al perfil de riesgo asumible por la compañía, y con los planes de contingencia y mitigación acordados.

II. Los proyectos de construcción concernientes a la actividad de Ingeniería y Construcción y las instalaciones de las actividades de Producción Industrial son lugares de trabajo peligrosos

Los empleados y demás personal que trabaja en los proyectos de construcción, correspondientes a la actividad de Ingeniería y Construcción y en las actividades de las actividades de Producción Industrial suelen estar rodeados de equipos mecánicos de gran tamaño, vehículos en movimiento, procesos de fabricación o materiales peligrosos, cuya manipulación se encuentra sometida a una extensa regulación. Los proyectos pueden conllevar la utilización de materiales peligrosos o altamente regulados que, en caso de ser indebidamente manipulados podrían exponer a la Sociedad a denuncias que podrían derivar en responsabilidades de tipo civil, pena, administrativa.

A pesar de que la Sociedad cuenta con grupos funcionales encargados de vigilar que se implementen las medidas de salud y seguridad necesarios, así como procedimientos de trabajo compatibles con la protección del medioambiente, cualquier fallo en el cumplimiento de dicha normativa podría derivar en una responsabilidad para la Sociedad.

Igualmente, se desconoce o no se puede asegurar que la Sociedad controle el cumplimiento de la normativa de prevención de riesgos laborales, por parte de las empresas con las que subcontrate. En caso de incumplimiento de éstas, la Sociedad podría resultar responsable.

Muchos de los clientes de la Sociedad exigen expresamente que la Emisora cumpla con determinados criterios de seguridad para poder optar a presentar ofertas de contratación, y muchos contratos incluyen disposiciones de resolución automática o retirada de la totalidad o parte de las comisiones contractuales o los beneficios en caso de que la Sociedad incumpla ciertos criterios. Como resultado, la incapacidad de la Sociedad para mantener estándares de seguridad adecuados podría derivar en una disminución de la rentabilidad o en la pérdida de clientes o proyectos.

III. Riesgos derivados de la asociación con terceros para la ejecución de determinados proyectos

Derivado de la adquisición de CA Infraestructuras Energía la Emisora realizará proyectos de gran tamaño (tanto en términos de recursos asignados como de los ingresos que de ellos se derivan), que son cada vez más complejos técnicamente. Dada la complejidad de los proyectos resulta necesaria la participación de terceros especializados en los procesos necesarios para llevar a cabo ciertas actividades relacionadas con dichos proyectos.

CA Infraestructuras ha llevado a cabo inversiones en determinados proyectos con terceros en los que dichos terceros aportan sus conocimientos técnicos al proyecto. En determinados casos, dichas colaboraciones se desarrollan mediante contratos UTEs sobre los que la compañía solamente posee un control parcial. Esta clase de proyectos están sujetos al riesgo de bloqueo de decisiones que pueden ser cruciales para el éxito del proyecto o de la inversión en el mismo, o al riesgo de que los referidos terceros puedan implementar estrategias contrarias a los intereses económicos de la compañía resultando en una menor rentabilidad.

Asimismo, el éxito de estas asociaciones depende del cumplimiento satisfactorio por parte de los socios de sus obligaciones. Si los terceros no pueden cumplir satisfactoriamente sus obligaciones como consecuencia de dificultades financieras u otras, dicha asociación puede no poder realizar o cumplir con sus obligaciones frente al cliente. Bajo estas circunstancias, puede ser que la Compañía tenga que hacer inversiones adicionales o prestar servicios adicionales para asegurar la prestación de los servicios, o responsabilizarse de los incumplimientos frente al cliente, o asumir nuevas obligaciones financieras u operativas que podrían dar lugar eventualmente a menores beneficios o a pérdidas.

Los principales riesgos a los que está expuesta la Emisora en esta materia sería la de una inadecuada elección del socio, en términos de su viabilidad financiera, de su capacidad técnica, así como por el posible impacto reputacional. Además, se incrementa el riesgo de potenciales reclamaciones y procesos de disputas entre las partes, y de asunción de responsabilidades frente a clientes, al tener ambas empresas responsabilidad solidaria frente a terceros.

Para mitigar estos riesgos, la Emisora tiene implantada un procedimiento de análisis de viabilidad técnica, financiera y *Due Diligence* para analizar el riesgo reputacional de los potenciales socios, debiendo ser revisados y aprobados todos los acuerdos de colaboración, previos a su firma, por el departamento de Asesoría Jurídica y el *Chief Risk Officer* del Grupo.

IV. Riesgos Relacionados con La Cartera de Proyectos en la Actividad de Ingeniería y Construcción

Es preciso destacar que la definición de cartera hace alusión generalmente a los proyectos, operaciones y servicios para los que la Sociedad asume una obligación. Una gran parte de los proyectos se encuentran en cartera están expuestos a ajustes y cancelaciones inesperadas, cambio en las condiciones geopolíticas de la ubicación en la que se desarrolla el proyecto incluido en la cartera, así como a vencimientos anticipados, variaciones o impagos, ya que los proyectos pueden permanecer en la cartera por un periodo amplio de tiempo. Los contratos de Ingeniería y Construcción que la Emisora suscribe en el marco del desarrollo de sus proyectos suelen ejecutarse en un periodo

que puede superar los 2 años hasta completar la construcción. Esta circunstancia incrementa las posibilidades de que cualquiera de dichos contratos pueda ser resuelto anticipadamente respetando los correspondientes plazos de preaviso. Estos procesos de cancelación están regulados legal o contractualmente, estableciéndose procedimientos compensatorios. No obstante, si existiera incumplimiento o defecto por parte de la Emisora, la Sociedad podría no tener derecho a recibir la indemnización que corresponde al vencimiento anticipado.

La Emisora no puede garantizar que los ingresos previstos derivados de la cartera se realicen o, incluso si se realizan, supongan el beneficio inicialmente esperado en dicha cartera. Debido a posibles terminaciones de proyectos, suspensiones, cambios en el calendario y ámbito del proyecto, no se puede predecir con certeza cuando la cartera se puede actualizar, o si la misma debe ser actualizada. Tampoco puede garantizar que no se produzcan cancelaciones adicionales e, incluso si un proyecto evoluciona según lo previsto, es posible que el cliente sea insolvente y no pague las cantidades adeudadas. Retrasos materiales, cancelaciones e incumplimientos en el pago podrían afectar de forma significativa al negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Emisora.

Es por ello por lo que la monitorización y seguimiento de la cartera es una máxima de este negocio, con el fin de anticiparse a posibles desviaciones en la cartera, y adaptar el plan comercial de la Compañía a nuevos mercados y productos ante posibles cambios.

V. Riesgos derivados de la concentración y rotura de la cadena de suministro.

La actividad de ingeniería y construcción conlleva en su alcance el suministro e instalación de grandes equipos industriales como pueden ser turbinas de gas o de vapor, estructuras metálicas para colectores termosolares o seguidores fotovoltaicos, módulos fotovoltaicos, espejos, aerocondensadores, generadores de vapor, calderas de lecho fluido entre otros, por lo que el papel que juega el proveedor y fabricante de esos equipos críticos es crucial para el buen desempeño de sus proyectos.

Podría darse el riesgo de excesiva concentración en un número reducido de proveedores, o una concentración geográfica en el origen de esos proveedores.

En el caso de un problema de viabilidad financiera de alguno de esos proveedores, de un daño en las instalaciones, huelga de su personal, deterioro geopolítico del país de origen, o un bloqueo de las rutas marítimas comerciales más relevantes, como el bloqueo en 2021 del Canal de Suez, o la situación actual en el Estrecho de Bab el-Mandeb, por el que transcurre el 12% del comercio global, podría provocar retrasos en la entrega de suministros, y en el desarrollo de los proyectos, con el riesgo de incurrir en extra costes y potenciales penalizaciones y ejecuciones de garantías bancarias por parte de los clientes, afectando a la cuenta de resultado de la Compañía.

Para ello se tiene establecido un procedimiento de gobierno de proveedores en el que se analiza la viabilidad técnica, financiera, en ciberseguridad, en cumplimiento, las instalaciones y sus medidas de seguridad y contra incendio, así como el desarrollo de planes de continuidad del fabricante y del propio proyecto, a la hora de buscar planes de suministro alternativo si este riesgo se materializase. También se negocian con los clientes finales cláusulas de Fuerza Mayor que eximan a la Emisora de responsabilidad ante la ocurrencia de un evento de estas características.

A su vez, se monitoriza periódicamente la ratio de concentración de proveedores y del origen geográfico del mismo, estableciéndose unos límites a los mismos para reducir el impacto en la Compañía de este riesgo.

VI. Riesgos derivados de la sensibilidad en el aprovisionamiento de materias primas

Existen riesgos derivados de la evolución del precio de las materias primas, que puede impactar en un mayor coste para el desarrollo de su actividad. La actividad de Ingeniería y Construcción está expuesta principalmente a la evolución de materiales como el acero, el aluminio, el cobre o el zinc, que influyen en la determinación del precio de muchos de los equipos que le Emisora compra a sus proveedores, así como el coste del precio del gas natural o del azúcar, que suele consumirse para la producción de bioetanol, o en la operación de las plantas y activos explotados por la Emisora.

Durante el año 2021 y 2022 se produjo una evolución de la cotización de estas materias primas, con incrementos anuales superiores al 50%, aunque desde marzo de 2022 y durante el 2023, se ha reducido la cotización. No obstante, los futuros describen para los próximos años un moderado repunte de las materias primas industriales.

Por otro lado, el incremento del precio del barril de brent y del gas natural, afecta a los costes de los combustibles utilizados tanto en la maquinaria de construcción como en los vehículos propios de obra, como en los gastos de combustible utilizado para la operación de plantas de producción de energía eléctrica convencional.

Hay que destacar que en la mayoría de los proyectos de construcción industrial se transfiere parte de este riesgo a los clientes mediante fórmulas de revisión de precios, y en esos casos en los que no se puede, se incluyen contingencias y estructuras de cobertura mediante derivados financieros para acotar este riesgo.

VII. Riesgo derivado de la evolución del coste de transporte marítimo

Dentro del alcance de la actividad de Ingeniería y Construcción, se incluye el suministro de equipos y materiales de otros proveedores internacionales, siendo el coste de transporte marítimo internacional un porcentaje del coste de suministro de estos equipos. A este respecto, el Índice de Shanghai (SCFI) que refleja la evolución de las tarifas del mercado de transporte de contenedores de exportación de Shanghai, basadas en datos recopilados de las principales 15 rutas de transporte, sirve de referencia para determinar la evolución del precio de transporte marítimo internacional. Este índice sufrió un incremento en su cotización del 90% a finales del 2023 por las incertidumbres geopolíticas en el Mar Rojo y los ataques de los Hutíes a las principales navieras del mundo, por lo que el coste de suministro de algunos de los equipos se ha incrementado, no siendo posible transferir este coste al cliente en todos los casos.

VIII. Riesgos derivados de la sensibilidad en el aprovisionamiento de materias primas necesarias para la producción de biocombustibles y volatilidad del precio del producto final

Las materias primas representan, aproximadamente, entre el 60% y el 70% de los costes de producción de los biocombustibles. La rentabilidad del sector de biocombustibles depende de la capacidad para gestionar diferencias de precios entre los precios de las materias primas (caña de azúcar, gas natural) y el producto final (bioetanol, azúcar) cuyos precios están sujetos a una elevada volatilidad e incertidumbre.

Los precios y el abastecimiento de la materia prima para la producción de etanol están determinados por diversos factores del mercado típicos de los *commodities* (equilibrio oferta y demanda, corrientes especulativas) o ajenos al mismo, como el clima, los precios de exportación y ciertas políticas gubernamentales proteccionistas.

Como consecuencia de la volatilidad de los precios de dichos *commodities* los resultados operativos del sector de biocombustibles pueden fluctuar de forma considerable. El incremento de los precios de las materias primas o la disminución de los precios de los productos obtenidos (etanol) podría hacer que la explotación de las plantas de producción dejara de ser rentable.

Para mitigar estos riesgos, se emplean estrategias de trading de *commodities*, así como de coberturas mediante derivados financieros.

IX. Consumo de biocombustibles e impacto por aparición de productos sustitutivos

El uso de biocombustibles ofrece una serie de ventajas medioambientales y energéticas en comparación con los combustibles derivados del petróleo, convirtiéndolos en herramientas potencialmente útiles para la implantación de las políticas contra el cambio climático y la reducción de la dependencia del petróleo.

Los biocombustibles no son la única fuente alternativa al uso en el transporte de combustibles derivados del petróleo, como demuestra el desarrollo de las tecnologías relacionadas con los vehículos eléctricos. Es posible que coexistan diferentes fuentes de sustitución con potencial para sustituir progresivamente a los combustibles fósiles en el transporte. La demanda futura para todos los medios de transporte podría cubrirse a través de una combinación de electricidad y biocarburantes, como principales opciones; fueles sintéticos procedentes de

fuentes renovables como solución intermedia, entre otras. Muchas de estas fuentes alternativas reciben y recibirán apoyo público en forma de incentivos de toda naturaleza que pueden reducir el apoyo específicamente prestado a los biocombustibles.

X. El precio del Bioetanol está directamente correlacionado al precio del azúcar, y una reducción del precio del azúcar afectará notablemente a los ingresos de la planta.

El precio del etanol está asociado al precio del azúcar y su correlación con el precio del crudo está creciendo. En el caso de una reducción del precio de la gasolina, el etanol, cuyo mercado principal es Brasil que está ampliamente regulado y el precio tiene que rondar un descuento del 35% al precio de la gasolina para que se consuma, reducirá su precio y los márgenes de producción.

Por su parte, la correlación entre el precio del azúcar y del bioetanol es muy alta, y en ambos casos, la rentabilidad en la planta difiere, siendo en estos momentos más favorable la producción de azúcar que de bioetanol, con la reducción del precio de la gasolina en Brasil.

XI. Las variaciones en el coste de la energía pueden tener un impacto negativo en los resultados de la Emisora

Alguna de las actividades, particularmente la de producción de etanol, conllevan importantes consumos energéticos, sobre todo gas.

La dependencia de la rentabilidad de las actividades intensivas en estos consumos es, por tanto, sensible ante fluctuaciones en sus precios. No es posible asegurar que los mecanismos de cobertura puedan cubrir todos los costes adicionales que puedan generarse por una subida en los precios del gas o de otros consumos energéticos.

Ha habido en los últimos años tendencia al alza de los precios de la energía derivado del incremento del precio del petróleo y gas lo cual ha provocado un incremento en los costes de producción, bien directamente (consumo propio de gas) o indirectamente (materias primas a mayores costes).

XII. Riesgo de responsabilidad solidaria en línea corporativa de avales

La sociedad CA Infraestructuras Energía 2023 es garante en una línea corporativa de avales con otras sociedades filiales del máximo accionista, Cox ABG SA, por importe superior a EUR 140 Millones.

En el caso de una ejecución de un aval por un tercero a alguna de esas compañías, podría derivar en una reclamación de las entidades financieras emisoras de dichos avales a la sociedad CA Infraestructuras Energía 2023, pudiendo impactar en el resultado financiero de la Emisora, aunque la probabilidad estimada de dicha reclamación dada la situación actual del proyecto se considera baja.

5 | Información financiera Proforma

De conformidad con la LMV y la CUE, la Emisora reporta periódicamente su información financiera a la CNBV y a la BIVA. Los inversionistas pueden revisar cualquiera de los materiales presentados (entre otros, el reporte anual correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2023 así como los reportes trimestrales correspondientes al I, II, III y IV trimestres de 2023 y al I trimestre de 2024), estando disponibles en la BIVA a través de su página corporativa www.biva.com y en el sitio corporativo de la Emisora www.coxenergy.com.

La información financiera seleccionada incluida en la presente sección deriva de los Estados Financieros de Cox Energy 2023 y de los Estados Financieros Proforma de la Compañía, los cuales consideran los efectos de la Reestructura Societaria.

En fecha 6 de diciembre de 2023 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas faculta a la Compañía para adquirir hasta el 100% de las participaciones sociales de las unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa (CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. o "CA Infraestructuras") en una o varias operaciones. Y debido a que CA Infraestructuras es una compañía constituida el 21 de junio de 2023 y sus subsidiarias (unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa) se encontraban en proceso de liquidación y bajo la Administración Concursal de E&Y, la administración no es responsable de la información para formular estados financieros proforma comparativos para los periodos a reportar.

Esta información debe ser leída juntamente con la sección VI | Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera Proforma de la Emisora y con los Estados Financieros Proforma, los cuales en conjunto con la demás información financiera contenida en las tablas debajo, han sido preparados de conformidad con las NIIF y se presentan en miles de pesos.

El estado consolidado condensado de situación financiera proforma al 31 de diciembre de 2023 y el estado consolidado condensado de resultados proforma por el ejercicio anual que finalizó el 31 de diciembre de 2023, han sido preparados considerando las normas contables establecidas por las NIIF, así como para determinar los ajustes proforma que se describen en los Estados Financieros Proforma.

Los Estados Financieros Proforma han sido preparados con el único fin de presentar la situación financiera y los resultados de las operaciones de Cox Energy bajo la nueva estructura que estará vigente una vez que surta efectos la Reestructura Societaria y podría no ser un reflejo de la situación financiera real de la Emisora posterior a la Adquisición.

Para más información sobre los Estados Financieros Proforma, ver la sección **9 | Anexos** del presente Folleto Informativo.

A continuación, se muestra el **Estado consolidado de situación financiera** no comparativo al 31 de diciembre de 2023.

(En miles de pesos)	Consolidado Cox Energy (Proforma)	Consolidado CA Infraestructura (Proforma)	Saldo
ACTIVO			
ACTIVO NO CIRCULANTE			
Propiedad, paneles, mobiliario y equipo – Neto	5,318	1,087,622	1,092,940
Activos intangibles	885,393	437,570	1,322,963
Concesiones	-	1,803,435	1,803,435
Inversiones en asociadas	188,767	-	188,767
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	203,350	1,327	204,677
Partes relacionadas	-	100,459	100,460
Activos por derecho de uso	5,634	651,254	656,888
Activo por impuesto diferido	-	202,633	202,633
Otros activos	6,658	77,409	84,067
TOTAL ACTIVO NO CIRCULANTE	1,295,120	4,361,709	5,656,829
ACTIVO CIRCULANTE			
Inventarios	-	431,862	431,861
Clientes	106,930	160,095	267,025
Partes relacionadas	276,193	169,837	446,031
Otras cuentas por cobrar	60,101	498,559	558,660
Efectivo y equivalentes	31,737	481,108	512,845
Efectivo restringido	220,346	145,125	365,471
TOTAL ACTIVO CIRCULANTE	695,307	1,886,586	2,581,893
TOTAL ACTIVO	1,990,427	6,248,295	8,238,722
CAPITAL CONTABLE			
Capital social	924,257	-	924,257
Prima de emisión	582,273	-	582,273
Aportaciones para futuros aumentos de capital	2,916	-	2,916
Ajuste a valor razonable del aumento de capital	695,310	-	695,310
Pérdidas acumuladas	(1,141,224)	135,044	(1,006,180)
Otros resultados integrales	(112,473)	(10,735)	(123,208)
Capital contable atribuible a la Participación no controladora	951,059	124,309	1,075,368
Participación no controladora	17,576	1,458,787	1,476,363
TOTAL CAPITAL CONTABLE	968,635	1,583,096	2,551,731
PASIVO			
PASIVO NO CIRCULANTE			
Préstamos bancarios	18,783	352,841	371,624
Pasivos por arrendamientos	3,116	509,759	512,875
Partes relacionadas	-	39,274	39,274
Otros pasivos	-	120,560	120,560
Garantías financieras otorgadas	11,253	-	11,253
Impuesto sobre la renta diferido	19,076	53,718	72,794
Provisiones	-	838,220	838,220
TOTAL PASIVO NO CIRCULANTE	52,228	1,914,372	1,966,600
PASIVO CIRCULANTE			
Préstamos bancarios	-	280,094	280,094
Cuentas por pagar y gastos acumulados	340,738	1,162,444	1,503,182
Partes relacionadas	620,699	1,105,209	1,725,908
Pasivos por arrendamientos	3,005	114,642	117,647
Impuesto a la utilidad por pagar	5,122	88,438	93,560
TOTAL PASIVO CIRCULANTE	969,564	2,750,827	3,720,391
TOTAL PASIVO	1,021,792	4,065,199	5,686,991
TOTAL CAPITAL CONTABLE Y PASIVO	1,990,427	6,248,295	8,238,722

Resumen de nuevas políticas contables aplicadas derivadas de la integración de CAIE

- Concesiones (inmovilizado en proyectos)

Este rubro integra el inmovilizado material, intangible y activos financieros de las subsidiarias cuya financiación se realiza mediante la modalidad de financiación de proyectos (o "Project Finance").

Los activos con esta modalidad de financiación representan el resultado de proyectos que consisten en el diseño, construcción, financiación, explotación y mantenimiento de una infraestructura (generalmente un activo de gran escala) en propiedad o en concesión, durante un período de tiempo, financiándose en general mediante un préstamo puente (financiación sin recurso en proceso) a medio plazo (2-3 años) y luego a largo plazo mediante la modalidad de *Project Finance* (financiación sin recurso).

La base del acuerdo de financiación entre la compañía y la entidad financiera estriba en la asignación de los flujos de caja que el proyecto genera a la amortización de la financiación y la carga financiera, con exclusión o bonificación cuantificada de cualquier otro recurso patrimonial. Así, la recuperación de la inversión por la entidad financiera se realiza exclusivamente mediante los flujos de caja del proyecto objeto, existiendo subordinación de cualquier otro endeudamiento distinto al derivado de la financiación sin recurso aplicada a proyectos, mientras este no se haya reembolsado totalmente. Por este motivo, el Inmovilizado de proyectos se presenta de manera separada en el Activo de igual manera que la Financiación de proyectos se presenta de manera separada en el Pasivo.

Una vez cancelada la Financiación de proyectos, los activos asociados se reclasifican dependiendo de su naturaleza como Inmovilizado material o Activo intangible en el Estado de situación financiera.

Los activos incluidos en este rubro se clasifican a su vez en los siguientes, dependiendo de su naturaleza y de su tratamiento contable:

- Activos en proyectos concesionales. Se integra con el inmovilizado con financiación de proyectos adscrito a sociedades en régimen de concesión de servicios en aplicación de la interpretación CINIIF 12. La infraestructura usada en una concesión puede clasificarse como activo intangible o financiero, según los derechos de pago establecidos en el acuerdo. La planta Solar Power Plant One, central eléctrica en híbrido solar-gas en Hassi R'Mel, está dentro del alcance de la CINIIF 12 y clasificada como activo concesional intangible.
- Otros activos en proyectos. Se integra con el inmovilizado material y activos intangibles financiados con Financiación de proyectos que no se encuentren en régimen de concesión. Se integra en este rubro la planta de producción de bioetanol a partir de la caña de azúcar, y que integra, además, una planta de cogeneración de energía eléctrica, en Sao Joao, Brasil.

- Inventarios | Activos biológicos

Derivado de la integración de CAIE el rubro de Inventarios integra las Materias primas y de almacenaje, que incluyen principalmente materiales y repuestos necesarios para la actividad de O&M, y el Producto terminado, correspondiente al negocio de bioenergía en Brasil en relación con etanol almacenado.

La Emisora reconoce como activo biológico, clasificado en el rubro de Inventarios, la caña de azúcar en formación, que comprende desde que se prepara el terreno y se siembra el plantón hasta que la planta está lista para la primera producción y recolecta. Se reconocen a su valor razonable, calculado como el valor de mercado menos los costos estimados de cosecha y transporte.

Los productos agrícolas cosechados o recolectados de los activos biológicos, la caña de azúcar cortada, se valoran en el punto de venta o recolección a su valor razonable menos los costos estimados en el punto de venta.

El valor de mercado para los activos biológicos utiliza como referencia el precio futuro del mercado de la caña de

azúcar que se estima en base a datos públicos y estimaciones de los precios futuros del azúcar y etanol.

Las utilidades o pérdidas surgidas como consecuencia del cambio en el valor razonable de estos activos se reconocen en la Utilidad bruta del Estado de resultados consolidado.

Para obtener la valoración de caña de azúcar en crecimiento se adoptan estimaciones sobre la extensión de área plantada, nivel de Azúcar Total Recuperable contenida en la caña estimado por tonelada a recolectar y el nivel medio de estado de crecimiento del producto agrícola en las distintas áreas plantadas.

- Préstamos bancarios

Los recursos ajenos se clasifican en financiación corporativa y de proyectos.

La financiación corporativa está destinada a financiar la actividad de las subsidiarias que no son financiadas bajo la modalidad de financiación de proyectos y está garantizada o bien por el Grupo, o bien por la propia sociedad del Grupo receptora de dicha financiación (financiación "con recurso").

La financiación de proyectos (financiación "sin recurso") se destina a financiar cualquier inversión en inmovilizado en proyectos. Cada proyecto tiene asignado un nivel de apalancamiento objetivo, basado en la capacidad de generación de caja y contratos que dotan a estos proyectos de un nivel de generación de caja recurrente y predecible.

La Emisora identifica como financiación de proyectos la correspondiente a Solar Power Planta One con vencimiento en el año 2026.

- Subvenciones y Otros pasivos

Las subvenciones de capital no reintegrables se reconocen por su valor razonable cuando se considera que existe seguridad razonable de que la subvención se cobrará y que se cumplirán adecuadamente las condiciones previstas al otorgarlas por el organismo competente. Las subvenciones de explotación se registran en el pasivo y se reconocen en otros ingresos de explotación del Estado de resultados consolidado durante el período necesario para correlacionarlas con los costes que pretenden compensar.

Las subvenciones afectas a la adquisición de inmovilizado se incluyen en el rubro de Subvenciones y Otros Pasivos no corrientes como subvenciones diferidas y se abonan en otros ingresos de explotación del Estado de resultados consolidado según el método lineal durante las vidas útiles esperadas de los correspondientes activos.

Derivado de la integración de CAIE se integra en el rubro de Proveedores a largo plazo los pasivos y acuerdos de Abengoa Bioenergía Agroindustria Ltda. en Brasil, en proceso de "recuperación judicial" desde el año 2017.

- Provisiones

La Emisora reconoce las provisiones cuando se cumplen las siguientes condiciones: (i) se tiene una obligación presente o futura como resultado de un evento pasado; (ii) es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar dicha obligación y; (iii) el importe puede estimarse de manera confiable.

- Provisiones por desmantelamiento. La Emisora reconoce una provisión por los costos de desmantelamiento de sus instalaciones de producción, y se determinan como el valor actual de los costos esperados para cancelar la obligación usando flujos de efectivo estimados y se reconocen como parte del costo del activo. Los flujos de efectivo se descuentan a una tasa de descuento antes de impuestos que refleja los riesgos específicos del pasivo por desmantelamiento. La reversión del descuento se reconoce en el estado de resultados como un gasto financiero a medida que se produce. Los costos estimados futuros del desmantelamiento se revisan anualmente y se ajustan según corresponda. Los cambios en los costos estimados futuros o en la tasa de descuento aplicada se

suman o restan al costo del activo. Las provisiones se determinan mediante el descuento de las futuras salidas de efectivo esperadas utilizando tipos de interés de mercado antes de impuestos y, cuando sea apropiado, los riesgos específicos del pasivo; siempre y cuando la actualización de estas tenga un efecto significativo. Cuando se utiliza el método de descuento, el incremento de la provisión originado por el paso del tiempo se reconoce como un gasto financiero. La Emisora reconoce en su Pasivo provisiones por este concepto para hacer frente al desmantelamiento de la planta Solar Power Plant One a la finalización de la concesión otorgada en el año 2036.

- Provisión para contingencias legales. Estas provisiones se miden por el valor actual de los gastos que se espera se requieran para cancelar la obligación presente, teniendo en cuenta la mejor información disponible a la fecha de los estados financieros en función de los supuestos y métodos que se consideren adecuados y teniendo en cuenta la opinión de los asesores legales de la Emisora. En función de la información adicional disponible, las estimaciones se revisan y ajustan. La Emisora reconoce en su Pasivo provisiones por este concepto para hacer frente a responsabilidades derivadas de la integración de CAIE y, concretamente, en las subsidiarias Abengoa Bioenergía Agroindustria Ltda. y Centro Morelos 264, S.A. de C.V.

A continuación, se muestra el **Estado consolidado de resultados** no comparativo al 31 de diciembre de 2023.

(En miles de pesos)	CA		Total
	Cox Energy, S.A.B. de C.V. y Subsidiarias (proforma)	Infraestructuras Energía 2023, S.L. y Subsidiarias (diciembre) (proforma)	
Ingresos procedentes de contratos con clientes	639,792	560,127	1,199,919
Costos por servicios	(569,176)	(182,199)	(751,375)
UTILIDAD BRUTA	70,616	377,928	448,544
Gastos de operación	(400,899)	(123,805)	(524,705)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(21,074)	-	(21,074)
Otros ingresos, neto	35,875	181,707	217,583
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	(386,098)	57,902	(328,196)
UTILIDAD (PÉRDIDA) DE OPERACIÓN	(315,482)	435,830	120,348
RESULTADO DE FINANCIAMIENTO:			
Ingresos financieros	14,925	22,979	37,904
Costos financieros	(112,343)	(80,079)	(192,422)
Pérdida por tipo de cambio – Neto	(2,479)	(22,435)	(24,914)
TOTAL RESULTADO DE FINANCIAMIENTO	(99,897)	(79,535)	(179,432)
Participación en los resultados de asociadas	39,564	-	39,564
Pérdida antes de impuestos a la utilidad	(375,815)	356,295	(19,520)
Impuestos a la utilidad	(3,655)	(102,421)	(106,076)
PÉRDIDA NETA DEL PERÍODO	(379,470)	253,874	(125,596)
Pérdida neta atribuible a:			
Participación controladora	(382,901)	112,304	(270,597)
Participación no controladora	3,431	141,570	145,001
Pérdida por acción:			
Pérdida básica y diluida por acción ordinaria			(158)
PÉRDIDA NETA DEL PERÍODO	(379,470)	253,874	(125,596)
Otros resultados integrales:			
Partidas que pueden ser reclasificadas a resultados			
Diferencias en cambio por conversión de negocios en el extranjero		(39,906)	(39,906)
Otros resultados integrales neto del periodo		(39,906)	(39,906)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL NETO DEL PERÍODO	(379,470)	213,968	(165,502)
Total resultado integral neto del periodo atribuible a:			
Participación controladora	(382,901)	225,810	(157,091)
Participación no controladora	3,431	(11,842)	(8,411)
	(379,470)	213,968	(165,502)

(*) En base al contrato de compraventa de participaciones sociales, la Emisora adquirió CAIE con fecha 6 de diciembre de 2023

6 | Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Emisora

El análisis presentado a continuación ha sido elaborado con la intención de proporcionar la información que facilite el estudio y la comprensión de los estados financieros consolidados base y los Estados Financieros Proforma de Cox Energy, como entidad adquirente, los cuales reflejan los efectos en los estados financieros consolidados base de la Emisora como consecuencia de la Reestructura Societaria.

Este análisis no pretende ser una descripción exhaustiva de la totalidad de los efectos o consecuencias que resulten con motivo de la Reestructura Societaria.

La información y comentarios vertidos en esta sección debe leerse en conjunto con el reporte anual por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023 disponible en la página de Internet de la Compañía <https://www.coxenergy.com>, en la página de la Bolsa www.biva.mx y en la página de la CNBV www.gob.mx/cnbv.

Las cifras contenidas en la presente sección se expresan en miles de Pesos.

Para más información y una descripción detallada de la manera en la que la Información Financiera Proforma fue preparada y en la que la Adquisición es reflejada en la misma, así como de los criterios que sirvieron de base para su compilación, favor de consultar las notas a dicha Información Financiera Proforma que se adjuntan como Anexo 9.5 en el presente Folleto Informativo.

- Ingresos

Los ingresos proforma ascendieron a \$1,199,919 debido principalmente a la incorporación de los activos de CA infraestructuras Energía 2023, S.L. y en menor medida por los ingresos reportados de la consolidación de Cox Energy Europa, S.L.

Asimismo, el crecimiento es resultado del aumento en los ingresos generados por la comercialización de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista en México (MEM).

Los ingresos proforma incluyen las operaciones de Brasil y Argelia, así como los ingresos por Ingeniería y Construcción y Otros, ambos derivados de la integración de CAIE.

Además, los ingresos proforma para la división de clientes, que incluye principalmente comercialización y suministro de energía, venta de CELs y Generación Distribuida se incrementan como consecuencia de la integración de las operaciones de Cox Energy Europa.

Finalmente, los ingresos de la Emisora integran la actividad derivada de la venta de azúcar en Abengoa Bioenergía Brasil, y que aprovecha el bagazo para la generación de energía, ofreciendo la flexibilidad de alternar entre la producción de bioetanol y azúcar en función de las fluctuaciones de los precios de mercado.

- Costos de operación y desarrollo

La Emisora registró unos costos de operación y desarrollo proforma por un total de \$751,375.

Los costos de operación son principalmente resultado de la integración de los activos de CA infraestructuras Energía 2023, S.L. y Cox Energy Europa en el perímetro societarios de la Emisora.

- Gastos de operación

Los gastos de operación comprenden gastos de administración y personal, depreciación y amortización, deterioros,

otros ingresos/gastos y los efectos por cambios en el valor razonable de los activos.

Los gastos de operación proforma alcanzaron \$524,705 atribuibles al aumento en los gastos de administración y personal derivado de la integración de CA Infraestructuras. Además, este rubro del Estado de resultados integra el deterioro de activos intangibles.

El total de gastos de operación proforma fue parcialmente compensado por el registro de \$217,583 en la línea de Otros ingresos.

- EBITDA

El EBITDA consolidado proforma se situó en \$282,382, derivado de la integración de los activos productivos de CAIE. Así mismo, y en menor medida, el EBITDA deriva de la adquisición de la plataforma de Cox Energy Europa.

- Resultado integral de financiamiento

El Resultado Integral de Financiamiento proforma es consecuencia de un mayor gasto financiero derivado de los financiamientos adquiridos de los activos de CAIE y comisiones de avales.

- Utilidad (pérdida) neta

La pérdida neta proforma asciende a \$125,596 y surge, principalmente, de la integración de las operaciones de CAIE en Argelia y Brasil.

Situación financiera, liquidez y recursos de capital

Los estados financieros consolidados de Cox Energy son la base para la preparación de los estados financieros consolidados proforma e incluyen la adquisición de CA Infraestructuras Energía 2023 y sus subsidiarias.

La capacidad de la Emisora de cumplir con el servicio de la deuda y demás obligaciones principalmente depende de las utilidades y flujos de las subsidiarias.

Como sociedad controladora, la Emisora financia las operaciones de sus subsidiarias mediante las funciones normales internas de administración de dinero y tesorería.

Las actividades de financiamiento de la Emisora son dirigidas principalmente a apoyar sus operaciones, así como su crecimiento.

La política de tesorería de la Emisora tiene como objetivo planificar y administrar los flujos de efectivo y el efectivo disponible en forma productiva y bajo un estricto control y seguridad, buscando siempre garantizar la disponibilidad de efectivo para asegurar la operación de los negocios y las inversiones de capital necesarias. Para su cumplimiento, la política de tesorería establece lineamientos relativos al saldo mínimo que debe mantener cada subsidiaria de la Emisora, la mezcla de divisas en las que pueden mantener las inversiones, el perfil y tipo de instituciones financieras en las que se deberá invertir, así como los tipos de instrumentos y plazos.

Efectivo, equivalentes y efectivo restringido

La posición de efectivo, equivalentes y efectivo restringido cerró en \$878,316 al 31 de diciembre de 2023 y se explica principalmente por los activos productivos de energía de CA Infraestructuras, así como la incorporación de los activos de la comercializadora de España (incorporados en Cox Energy Europa) al perímetro de consolidación de la Emisora.

Asimismo, la porción de efectivo restringido por \$365,471 deriva de las garantías y avales otorgados para la operación de las diferentes líneas de negocio.

Activo

El total activo al 31 de diciembre de 2023 alcanzó \$8,238,722. La variación en los distintos rubros del Activo deriva de la integración de CAIE, y que incluye principalmente los activos y concesiones operativas en Brasil y Argelia, y, en menor medida, los activos adquiridos procedentes de Cox Energy Europa.

Pasivo

A 31 de diciembre de 2023 el total pasivo se situó en \$5,686,991 derivado de la integración de CAIE, y que incluye principalmente los activos y concesiones operativas en Brasil y Argelia, y, en menor medida, los activos adquiridos procedentes de Cox Energy Europa.

Capital contable

A 31 de diciembre de 2023 el capital contable alcanzó \$2,551,731 debido a la variación en la participación no controladora derivado de la adquisición de CAIE.

El capital contable registra en 2023 un incremento derivado del proceso de suscripción de acciones vigente.

7 | Contratos relevantes

La Transacción se documentó mediante:

- el Contrato de compraventa de participaciones sociales de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. entre Cox Energy Latin América, S.L. Unipersonal (el "Comprador"), sociedad de nacionalidad española y subsidiaria de la Emisora, Cox Energy, S.A.B. de C.V. (el "Deudor Solidario") y Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal (el "Vendedor") de fecha 7 de diciembre de 2023. El contrato se rige por las disposiciones del derecho común español.
- el Pacto de socios de CA Infraestructuras 2023, S.L. entre Cox Energy Latin América, S.L.U. y Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal y CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. Unipersonal, de fecha 7 de diciembre de 2023. Este Pacto tiene carácter mercantil y será interpretado y cumplido en sus propios términos y, en lo no previsto, se regirá por la legislación española.

8 | Personas responsables

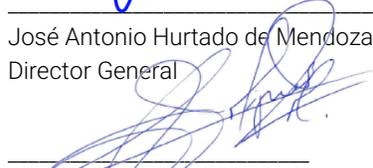
Los suscritos, manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a la Emisora contenida en el presente Folleto Informativo, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación.

Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este Folleto Informativo o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

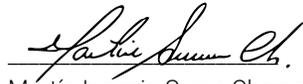
Atentamente,



José Antonio Hurtado de Mendoza García
Director General



Miguel Lopez de Foronda Pérez
Vicepresidente de Administración y Finanzas



Martín Ignacio Sucre Champsaur
Vicepresidente de Asuntos Jurídicos

9|ANEXOS

9.1 | Anexo de Subsidiarias y asociadas de la Emisora

A la fecha del presente Folleto y al 31 de diciembre de 2023 y de 2022 la Emisora mantiene las siguientes tenencias accionarias en las subsidiarias que se muestran a continuación:

	Porcentaje de participación accionaria de la Emisora		Lugar de operación	Actividad principal
	al 31 de diciembre de 2023 (y a la fecha del Folleto)	al 31 de diciembre de 2022		
Cox Energy Finance Latam Corp., S.A.	100	100	Panamá	A
Cox Energy, S.L.U. ⁽³⁾	100	100	España	D
	Porcentaje total de participación de la Emisora (a través de Cox Energy, S.L.U.)			
Cox Energy Latin América Chile, S.L.U. ⁽¹⁾	100	100	España	A
Cox El Guindal, S.p.A.	100	100	Chile	B
Cox Energía Chile S.p.A.	100	100	Chile	B
Cox Energía, S.p.A.	100	100	Chile	B
Cox Energy GD, S.p.A.	100	100	Chile	B
Cox Energy PMGD, S.p.A.	100	100	Chile	B
Cox Energy PMGD II, S.p.A. ⁽²⁾	100	-	Chile	B
Cox Machali, S.p.A.	100	100	Chile	B
Cox Río Maule, S.p.A.	100	100	Chile	B
El Sol de Vallenar, S.p.A.	100	100	Chile	B
Energías del Sol de Chile, S.p.A.	100	100	Chile	A
Parque Eólico Los Guindos, S.p.A.	70	70	Chile	B
San Francisco V, S.p.A.	100	100	Chile	B
San Javier I, S.p.A.	100	100	Chile	B
Portezuelo, S.p.A. ⁽⁶⁾	100	100	Chile	B
Valleland, S.p.A.	100	100	Chile	B
Montenegro, S.p.A. ⁽²⁾	100	-	Chile	B
Cox Energy Colombia, S.A.S.	100	100	Colombia	A
Cox Energy Comercializadora, S.A.S.	100	100	Colombia	A
Pradera Solar, S.A.S. ⁽⁸⁾	-	100	Colombia	B
Rodas Solar, S.A.S. ^{(2),(8)}	100	-	Colombia	B
Barbados Solar, S.A.S. ⁽²⁾	100	-	Colombia	B
Tenerife Solar, S.A.S. ⁽²⁾	100	-	Colombia	B
Calamar Solar, S.A.S. ⁽²⁾	100	-	Colombia	B
Cox Energy Colombia GD, S.A.S. ⁽²⁾	100	-	Colombia	B
Ibergy Energía Comercializadora Internacional, S.L.U. ⁽⁹⁾	-	100	España	A
Ibergy Instaladora, S.L. ^{(1),(9)}	-	100	España	A
Cox Energy Guatemala, S.A.	90	90	Guatemala	A
Alhambra Solar, S.A. de C.V.	99.99	99.99	México	B
Aparse, S, A, de C.V.	99.99	99.99	México	B
Atlacomulco Solar, S.A. de C.V.	99.99	99.99	México	B
Cox Energy Generador, S.A. de C.V.	60	60	México	A
Cox Energy Suministrador, S.A. de C.V.	60	60	México	A
El Pinto Solar, S.A. de C.V.	99.99	99.99	México	B
Iskali Solar, S.A. de C.V.	99.99	99.99	México	B
Cox Energy Asset, S.A.	100	100	Panamá	A
Cox Energy Panamá, S.A.	100	100	Panamá	A
Cox Energy Procurement, S.A.	100	100	Panamá	A
El Sol de Llano Sánchez, S.A.	100	100	Panamá	B
Parita Solar, S.A.	100	100	Panamá	B
Cox Energy Europa, S.L. ⁽⁵⁾	100	-	España	D
	Porcentaje total de participación de la Emisora (a través de Cox Energy Europa)			
Cox Energía Comercializadora, S.L.U. ⁽⁶⁾	100	-	España	A
	Porcentaje de participación directo			
CA Infraestructuras ^{(2),(4)}	51	-	España	D
	Porcentaje total de participación de la Emisora (a través de CA Infraestructuras)			

Centro Morelos 264, S.A. de C.V. ⁽⁴⁾	48.45	-	México	A
Coxabengoa Energy South Africa (Pty) Ltd. ^{(4),(7)}	51	-	Sudáfrica	A
Kaxu CSP South Africa (Proprietary) Limited ⁽⁴⁾	26.01	-	Sudáfrica	A
Khi CSP South Africa (Proprietary) Limited ⁽⁴⁾	26.01	-	Sudáfrica	A
Abener Argelia, S.L.U. ⁽⁴⁾	51	-	Argelia	B
Solar Power Plant One (SPP1) ⁽⁴⁾	26.01	-	Argelia	B
Abengoa Bioenergía Brasil, S.A. ⁽⁴⁾	51	-	Brasil	C
Abengoa Bioenergía Agroindustria, Ltda. ⁽⁴⁾	51	-	Brasil	C
Abengoa Bioenergía Santa Fe, Ltda. ⁽⁴⁾	51	-	Brasil	C
Abengoa Bioenergía Trading Brasil, Ltda. ⁽⁴⁾	51	-	Brasil	C
ASA Bioenergy Holding AG in Liquidation ⁽⁴⁾	51	-	Suiza	A
Abengoa Bioenergía Inovações, Ltda. ⁽⁴⁾	51	-	Brasil	C
CA Infraestructuras Construcción 2023, S.L. ^{(2),(4)}	51	-	España	A

- (1) Sociedades constituidas durante el ejercicio 2022
- (2) Sociedades constituidas durante el ejercicio 2023
- (3) Con fecha 15 de diciembre de 2023 Cox Energy Latin América, S.L. Unipersonal modificó su denominación social pasando a llamarse Cox Energy, S.L. Unipersonal
- (4) Sociedades incorporadas al perímetro de consolidación de la Emisora por integración de CA Infraestructuras y sus sociedades dependientes
- (5) Sociedades incorporadas al perímetro de consolidación de la Emisora por integración de Cox Energy Europa, S.L.U.
- (6) La subsidiaria modificó su denominación social de Valleland III, S.p.A. pasando a llamarse Portezuelo, S.p.A.
- (7) La sociedad modificó su denominación social de Solar Power PV South Africa Ltd. pasando a llamarse Coxabengoa Energy South Africa (Pty) Ltd.
- (8) La sociedad modificó su denominación social de Pradera Solar, S.A.S. pasando a llamarse Rodas Solar, S.A.S.
- (9) Subsidiarias adquiridas por CA Infraestructuras O&M, S.L.U. en octubre de 2023

Tipo de Actividad:

- A. Servicios, ingeniería y construcción
- B. Generación y concesiones
- C. Bioetanol
- D. Sociedad *subholding*

Asimismo, a la fecha del presente Folleto y al 31 de diciembre de 2023 y de 2022 la Emisora mantiene las siguientes tenencias accionarias en las asociadas que se muestran a continuación:

	Porcentaje total de participación accionaria de la Emisora		Lugar de operación	Actividad principal
	al 31 de diciembre de 2023 (y a la fecha del Folleto)	al 31 de diciembre de 2022		
El Gritón Solar, S.A. de C.V. ⁽¹⁾	20	20	México	A
Sonnedix Cox Energy Chile, S.p.A. ⁽¹⁾	30	30	Chile	A
Ibexia Cox Energy Development, S.L. (IBOX) ⁽²⁾	40	-	España	A

(1) A través de Cox Energy, S.L.U.

(2) A través de Cox Energy Europa, S.L.

Descripción de la actividad de las principales subsidiarias

En España:

- Cox Energy, S.L.U. Sociedad para la adquisición, tenencia, gestión, administración y transmisión de valores representativos de los fondos propios de entidades tanto residentes como no residentes en territorio español, mediante la organización de medios materiales personales.
- Ibergy Instaladora, S.L. Sociedad para la construcción de plantas fotovoltaicas y parques solares; redes eléctricas y de telecomunicaciones; e instalaciones eléctricas, de paneles solares y autoconsumo.
- Cox Energy Latín América Chile, S.L. La Sociedad tiene por objeto la participación directa o indirecta en otras sociedades que se formarán con la finalidad de dirigir y gestionar estas participaciones.

En México:

- Alhambra Solar, S.A. de C.V. Prestación de servicios al resto de entidades dependientes en México.
- Atlacomulco Solar, S.A. de C.V. Sociedad vehicular para el desarrollo de un proyecto de generación solar fotovoltaica de hasta 113,4 MWp de capacidad total instalada.
- Cox Energy Generador, S.A. de C.V. Proveedor integral de servicios que dispone de un equipo de expertos en el MEM de México que prestan servicios a todas aquellas centrales de generación que deseen obtener los mayores beneficios por su energía generada y un mayor control de sus operaciones. Participada por Cox Energy y Grupo Nexus Energía en un 60% y 40%, respectivamente.
- Cox Energy México Suministrador, S.A. de C.V. Suministro de energía a grandes consumidores de energía, usuarios Calificados que, ya sea individual o de manera agregada, tienen más de 1MW de potencia. Representación en el mercado a Generadores Exentos (menos de 500 kW de potencia en modalidad de venta total). Participada por Cox Energy y Grupo Nexus Energía en un 60% y 40%, respectivamente.
- El Gritón Solar, S.A. de C.V. Sociedad vehicular para el desarrollo de un proyecto de generación solar fotovoltaica de 300 MWp de capacidad total instalada. Participada en un 80% por GPG.
- El Pinto Solar, S.A. de C.V. Sociedad vehicular para el desarrollo de un proyecto de generación solar fotovoltaica.
- Íscali Solar, S.A. de C.V. Sociedad vehicular para el desarrollo de un proyecto de generación solar fotovoltaica de hasta 300 MWp de capacidad total instalada.

En Chile:

- Cox Energía, S.p.A. Operación de plantas solares. Dispone de un contrato de suministro de energía solar fotovoltaico en Chile de 140 GWh anuales, procedente de la licitación de suministro 2017/01, durante un periodo de 20 años entre el 1 de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2043. Los compradores de la energía son las DISCOs con el respaldo gubernamental a través de un esquema de garantías.
- Cox Energy GD, S.p.A. Prestación de servicios de suministro de energía solar fotovoltaica en establecimientos comerciales en Chile, con una potencia instalada de como máximo 100 kW.
- Cox Energy PMGD, S.p.A. Desarrollo, planificación, comercialización, establecimiento y/o explotación de sistemas fotovoltaicos, generadores eólicos o hídricos, y en general cualquier tipo de equipos, sistemas y elementos de generación de toda clase de energías.
- El Sol del Vallenar, S.p.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de un proyecto de generación solar fotovoltaico "Parque Solar Fotovoltaico Sol de Vallenar" de 308 MWp de capacidad total instalada.
- Energías del Sol de Chile, S.p.A. Prestación de servicios al resto de entidades dependientes en Chile.
- Parque Eólico Los Guindos, S.p.A. Proyecto de generación eólico "Parque Eólico Los Guindos".
- San Francisco V, S.p.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de un proyecto PMGD de generación solar de 10,8 MWp.
- San Javier I, S.p.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de un proyecto PMGD de generación solar de 3 MWp.
- Sonnedix Cox Energy Chile, S.p.A. Sociedad constituida para el desarrollo, planificación y comercialización de sistemas fotovoltaicos. Participada por Sonnedix y por Cox Energy en un 70% y 30%, respectivamente.
- Valleland III, S.p.A., a través de su subsidiaria Valleland, S.p.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de un proyecto de generación solar fotovoltaica de 74.3 MWp de capacidad total instalada.
- Cox Energía Chile, S.p.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- Cox El Guindal, S.p.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- Cox Machali, S.p.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- Cox Río Maule, S.p.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de proyectos de energías renovables.

En Panamá:

- Cox Energy Finance Latam Corp., S.A. Sociedad constituida para la estructuración de instrumentos de financiación.

- Cox Energy Asset, S.A. Sociedad constituida en 2020 para la prestación de servicios de gestión de los activos ("*Asset Management*") del Grupo.
- Cox Energy Panamá, S.A. Prestación de servicios al resto de entidades dependientes en Panamá.
- Cox Energy Procurement, S.A. Sociedad constituida en 2020 para la prestación de servicios de Compras ("*Procurement*") del Grupo.
- El Sol del Llano Sánchez, S.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- Parita Solar, S.A. Sociedad vehicular para el desarrollo de proyectos de energías renovables.

En Colombia:

- Cox Energy Colombia, S.A.S. Prestación de servicios al resto de entidades dependientes en Colombia.
- Cox Energy Comercializadora, S.A.S. Sociedad constituida para la comercialización de energía eléctrica en Colombia.
- Pradera Solar, S.A.S. Sociedad vehicular para el desarrollo de proyectos de energías renovables.

En Guatemala:

- Cox Energy Guatemala, S.A. Sociedad constituida en 2020 para el desarrollo y promoción de proyectos energéticos.

9.2 | Portafolio de Energía

A la fecha de este Folleto contamos con una cartera de plantas de energía en operación, en construcción y en desarrollo con 4,054.51 MW de capacidad bruta instalada.

A continuación, se detallan algunos datos clave con respecto a nuestra cartera a la fecha de este Folleto:

Plantas en operación – Solar PV

Activo en operación	Ubicación	Participación	Capacidad bruta instalada (MW) ⁽¹⁾	COD ⁽²⁾	Horas netas equivalentes (P-50) ⁽³⁾	Esquema de remuneración
Meseta de los Andes ⁽⁴⁾	Chile	30%	160	Junio 2023	386,750	PPA DisCo 2016 & 2017
San Javier	Chile	100%	3	Enero 2024	1,977	PMGD

- (1) Comprende la capacidad bruta instalada total de cada una de las plantas solares fotovoltaicas, en lugar de la capacidad instalada bruta proporcional en proporción a la participación de nuestro Grupo en el respectivo SPV
- (2) COD: Fecha de operación comercial
- (3) Horas netas equivalentes (P50): Horas de producción durante un año considerando un 50% de probabilidad de producción
- (4) FY-23 Producción: GWh producidos durante el ejercicio 2023. GWh es la energía producida, mientras que GW se refiere a la capacidad. San Javier I obtuvo el COD final de la autoridad pertinente en enero de 2024
- (5) Nuestro Grupo tiene una participación minoritaria. El proyecto es controlado por Sonnedix Cox Chile Holding, S.p.A.

Plantas en operación – ISCC (incluida la planta solar)

Activo en operación	Ubicación	Participación	COD ⁽¹⁾	Capacidad bruta instalada gas (MW) ⁽²⁾	Capacidad bruta instalada termosolar (MW)	FY-23 Producción (GWh) ⁽³⁾	Esquema de remuneración
Solar Power Plant One	Argelia	51%	Mayo 2011	125	25	1,367	PPA hasta 2040

- (1) COD: Fecha de operación comercial
- (2) Comprende la capacidad bruta instalada total de cada uno de los proyectos, en lugar de la capacidad instalada bruta proporcional en proporción a la participación de nuestro Grupo en el respectivo SPV
- (3) GWh producidos durante el ejercicio 2023. GWh es la energía producida, mientras que GW se refiere a la capacidad

Plantas en operación - Biomasa

Activo en operación	Ubicación	Participación	COD ⁽¹⁾	Capacidad bruta instalada (MW) ⁽²⁾	FY-23 Producción (GWh) ⁽³⁾	Producción de azúcar (tonelada / año)	Producción de bioetanol (m ³ /año)	Tecnología	Esquema de remuneración
São João	Brasil	100%	2007	70	159	235,000	129,000	Cogeneración de electricidad y vapor a partir de bagazo de caña de azúcar	PPA para energía SPOT para venta de bioetanol Actividad comercial para la venta de azúcar

- (1) COD: Fecha de operación comercial
- (2) Comprende la capacidad bruta instalada total de cada uno de los proyectos, en lugar de la capacidad instalada bruta proporcional en proporción a la participación de nuestro Grupo en el respectivo SPV
- (3) GWh producidos durante el ejercicio 2023. GWh es la energía producida, mientras que GW se refiere a la capacidad

Proyectos en construcción – Solar PV

A la fecha de este Folleto, tenemos siete proyectos de energía solar fotovoltaica marcados como en construcción, que tenemos la intención de utilizar con fines de rotación de activos. La siguiente tabla muestra cierta información clave de nuestros proyectos en construcción en función de nuestras expectativas actuales.

En construcción	Ubicación	Participación	Capacidad Bruta Instalada (MW) ⁽¹⁾	RtB	COD ⁽²⁾	Estatus				
						TSO / DNO ⁽³⁾	Control de la tierra	Conexión a la red	Derechos ambientales ⁽⁴⁾	Financiación
Badajoz Solar	España	40%	7	Q2 2023	Q4 2024	✓	✓	✓	✓	✓
Cortes de Peleas Central	España	40%	7	Q2 2023	Q4 2024	✓	✓	✓	✓	✓
La Mérida Central 19	España	40%	7	Q2 2023	Q4 2024	✓	✓	✓	✓	✓
Carmona Central 36	España	40%	7	Q3 2023	Q4 2024	✓	✓	✓	✓	✓
Carmona Solar 36.1	España	40%	7	2024	Q4 2024	✓	✓	✓	✓	✓
Guarromán Solar 81	España	40%	7	Q3 2023	Q4 2024	✓	✓	✓	✓	✓
Palma del Condado Solar 555	España	40%	6	2024	Q4 2024	✓	✓	✓	✓	✓

- (1) Comprende la capacidad bruta instalada total de cada una de las plantas solares fotovoltaicas, en lugar de la capacidad instalada bruta proporcional en proporción a la participación de nuestro Grupo en el respectivo SPV
- (2) COD: Fecha de operación comercial prevista
- (3) Trabajos sobre el Operador del Sistema de Transporte (TSO) y trabajos sobre el Operador de la Red de Distribución (DNO) realizados por terceros (Red Eléctrica para el TSO en España e Iberdrola y Endesa para DNO en España)
- (4) DIA ("Declaración de Impacto Medioambiental") (en España) o los permisos ambientales pertinentes de conformidad con la legislación aplicable pertinente

✓: Asegurado según la conexión a la red, el control de la tierra o los requisitos ambientales

La siguiente tabla refleja nuestros proyectos en desarrollo a la fecha de este Folleto:

Proyectos en desarrollo – Solar PV

En desarrollo	Ubicación	Participación	Capacidad bruta instalada (MW) ⁽¹⁾	Objetivo		Estatus		
				RtB	COD ⁽²⁾	Control de tierra	Conexión a la red	Derechos ambientales ⁽³⁾
Backlog								
Granada Solar I, II y III	España	40%	97.5	2024	2025	✓	✓	✓
El Sol de Vallenar (Fase I) ⁽⁵⁾	Chile	100%	125	2024	2026	✓	✓	✓
El Sol de Vallenar (Fase II y III) ⁽⁵⁾	Chile	100%	183	2024	2027	✓	✓	✓
Machali	Chile	100%	10.8	2024	2025	✓	✓	✓
Rio Maule	Chile	100%	10.8	2024	2025	✓	✓	✓
El Guindal	Chile	100%	9.8	2025	2025	✓	✓	✓
Desarrollo Avanzado								
Mediterráneo I, II, V y VI	España	40%	125	2024	2026	✓	✓	✓
Mediterráneo III and IV	España	40%	64	2025	2026	✓	✓	✓
Parita	Panamá	100%	12	2025	2027	✓	✓	✓
Portezuelo ⁽⁴⁾	Chile	100%	148	2026	2027	✓	✓	✓
Montenegro	Chile	100%	6.61	2026	2026	✓	✓	✓
Rodas	Colombia	100%	24	2024	2025	✓	✓	✓
Barbados	Colombia	100%	18	2024	2025	✓	✓	✓
Tenerife	Colombia	100%	12	2024	2025	✓	✓	✓
Íscali ⁽⁶⁾	México	100%	300	2026	2027	✓	✓	✓
Atlacamulco ⁽⁶⁾	México	100%	113	2026	2027	✓	✓	✓
La Granja Solar ⁽⁷⁾	México	20%	337	2026	2027	✓	✓	✓
Desarrollo inicial								
Bermejales Solar ⁽⁶⁾	España	40%	48	2025	2026	✓	✓	✓
Oleo Solar ⁽⁶⁾	España	40%	98	2025	2026	✓	✓	✓
Toledo Solar ⁽⁶⁾	España	40%	100	2026	2027	✓	✓	✓
Iberia Solar VII ⁽⁶⁾	España	40%	55	2026	2027	✓	✓	✓
BESS ⁽⁶⁾	España	40%	300	2026	2027	✓	✓	✓
Estanzuela	Guatemala	100%	21	2025	2026	✓	✓	✓
Escuintla	Guatemala	100%	38	2025	2026	✓	✓	✓
Chiquimulilla	Guatemala	100%	50	Q4 2024	2025	✓	✓	✓

En desarrollo	Ubicación	Participación	Capacidad bruta instalada (MW) ⁽¹⁾	Objetivo		Estatus		
				RtB	COD ⁽²⁾	Control de tierra	Conexión a la red	Derechos ambientales ⁽³⁾
Dominica	Colombia	100%	100	2026	2027	✓	✓	✓
Lanzarote	Colombia	100%	80	2026	2027	✓	✓	✓
Pascua	Colombia	100%	60	2025	2027	✓	✓	✓
Egina	Colombia	100%	60	2025	2027	✓	✓	✓
Kos	Colombia	100%	20	2025	2026	✓	✓	✓
Jamaica	Colombia	100%	20	2025	2026	✓	✓	✓
Pétalos de Bolívar	Colombia	100%	12	2025	2026	✓	✓	✓
PV Brasil I	Brasil	100%	40	2025	2026	✓	✓	✓
PV Brasil II	Brasil	100%	40	2026	2027	✓	✓	✓
Agadir Solar I	Marruecos	100%	200	2025	2026	✓	✓	✓
Agadir Solar II	Marruecos	100%	250	2026	2027	✓	✓	✓
SA PV I	Sudáfrica	100%	220	2027	2028	✓	✓	✓
SA PV II	Sudáfrica	100%	215	2027	2028	✓	✓	✓

(1) Comprende la capacidad bruta instalada total de cada una de las plantas solares fotovoltaicas, en lugar de la capacidad instalada bruta proporcional en proporción a la participación de nuestro Grupo en el respectivo SPV

(2) COD: Fecha de operación comercial

(3) DIA ("Declaración de Impacto Medioambiental") (en España) o los permisos ambientales pertinentes de conformidad con la legislación aplicable pertinente

(4) *Utility* con almacenamiento

(5) A la fecha de este Folleto, estamos rediseñando el proyecto Sol de Vallenar a través de tres fases para convertirlo en un proyecto de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías: (i) la Fase I comprende la construcción de un proyecto de almacenamiento de energía en baterías de 125 MW que está pendiente de permisos de construcción y cierre financiero; y (ii) las Fases II y III comprenden la conversión del proyecto de solar fotovoltaica a una combinación de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de baterías de 91.5 MW cada Fase, para adaptar el proyecto a las nuevas condiciones de operación del mercado eléctrico en Chile. Los proyectos de las Fases I, II y III serán equivalentes (en términos de producción) a una planta solar fotovoltaica con 308 MW de capacidad bruta

(6) La energía se vende *SPOT* y la cobertura de suministro

(7) Nuestro Grupo tiene una participación minoritaria. El proyecto es controlado por Global Power Generation, S.A.

(8) Instalación de almacenamiento de *Utility*

✓: Asegurado según la conexión a la red, el control de la tierra o los requisitos ambientales

✓: En curso para asegurar el control de la tierra, la conexión a la red y los derechos ambientales

9.3 | Referencias de CA Infraestructuras

La sociedad adquirida y sus subsidiarias aportan, entre otras, las siguientes referencias clasificadas por tecnología:

- Termosolar
- Ciclos combinados y Cogeneración
- Fotovoltaica
- Biocombustibles. Bioetanol y Biogás
- Eólica
- Valorización energética de residuos

En proyectos Termosolar:

Proyecto	Tecnología	Ubicación	Capacidad de la planta (producción)	Fecha de finalización Alcance Contratista EPC	Descripción general
Dubai Solar Park IV	Colectores Cilindro-Parabólicos	Dubai (EAU)	3 x 200 M	En construcción Shanghai Electric	El proyecto consiste en una planta termosolar que genera energía utilizando lazos de colectores cilindro-parabólicos. Los espejos parabólicos reflejan la luz solar hacia un tubo absorbedor situado en el eje focal de los espejos. La radiación solar concentrada se transforma en energía térmica y es absorbida por el aceite térmico. El aceite térmico se usa para generar vapor para alimentar una turbina de vapor de 100 MW. El sitio está localizado dentro del Parque Solar Mohammed Bin Rashid Al Maktoum en el área Saih al Dahal (a unos 50 km al sur de Dubai y a unos 20 km al sudeste de Al Lisali). Abengoa suministrará la tecnología CSP y será el subcontratista principal del campo solar en modalidad llave en mano para Shanghai Electric Group Co. Ltd. El campo solar de las tres plantas alcanza aproximadamente 28 kilómetros cuadrados. Este proyecto es parte del Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum - en su momento, el mayor complejo solar a nivel mundial, propiedad de Dubai Electricity and Water Authority (DEWA) siendo desarrollada esta fase por DEWA en cooperación con ACWA Power. La construcción hasta el momento ha constado de cuatro fases. La cuarta fase consiste en una central de 100 MW con tecnología de torre y tres plantas de tecnología cilindro-parabólica de 200 MW cada una. Abengoa participa como proveedor de tecnología CSP y construyendo el campo solar de estas tres últimas plantas cilindro-parabólicas.
Xina Solar One	Colectores Cilindro-Parabólicos	Sudáfrica (Pofadder)	100 MW	Julio 2017 Desarrollador, propietario, EPC, O&M Consorcio Abener Energía – Teyma	La planta termosolar genera energía utilizando lazos de colectores cilindroparabólicos. Los espejos parabólicos reflejan la luz solar hacia un tubo absorbedor situado en el eje focal de los espejos. La radiación solar concentrada se transforma en energía térmica y es absorbida por el aceite térmico. El aceite térmico se usa para generar vapor para alimentar una turbina de vapor de 100 MW. La planta está situada en la municipalidad de Kai Ma dentro del distrito de Namakwa en la provincia de Cabo del Norte. El sitio se encuentra aproximadamente a unos 30 km al nordeste de Poffader y a una distancia aproximada de 15 km al noroeste de la carretera nacional N14
Kaxu Solar One	Colectores Cilindro-Parabólicos	Sudáfrica (Pofadder)	100 MW	Febrero 2015 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	KaXu Solar One, la primera planta termosolar en Sudáfrica, incorpora un sistema de almacenamiento que posibilita la producción de 100 MW durante 2,5 horas después de la puesta de sol o antes del amanecer. El proyecto consiste en una planta termosolar que genera energía utilizando lazos de colectores cilindro-parabólicos. Los espejos parabólicos reflejan la luz solar hacia un tubo absorbedor situado en el eje focal de los espejos. La radiación solar concentrada se transforma en energía térmica y es absorbida por el aceite térmico. El aceite térmico se usa para generar vapor para alimentar una turbina de vapor de 100 MW. Kaxu Solar One usa la avanzada tecnología de refrigeración seca, que reduce el consumo de agua en aproximadamente dos tercios en comparación con otras

					plantas. La planta solar, situada cerca de la ciudad de Pofadder (Provincia de Cabo del Norte), es capaz de suministrar energía limpia y sostenible a unos 80.000 hogares en Sudáfrica. Este proyecto, de una asociación pública-privada, fue concedido por el Departamento de Energía de Sudáfrica y suministra electricidad limpia a Eskom, empresa eléctrica de servicio público de Sudáfrica, bajo un acuerdo de compra de energía de 20 años de duración.
Mojave	Colectores Cilindro-Parabólicos	EE. UU. (California)	280 MW	Diciembre 2014 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	Mojave Solar Project (MSP) es una planta de tecnología cilindro-parabólica de 280 megavatios brutos. Está situada a 100 millas al noreste de Los Angeles, cerca de Barstow, California. La planta suministra energía limpia capaz de abastecer a unos 91.000 hogares en California. La planta evita la emisión anual de unas 223.440 toneladas de CO ₂ , reduciendo la dependencia en plantas de combustibles fósiles. Mojave contribuye al objetivo de California de que el 33% de toda la electricidad producida para el año 2020 provenga de fuentes renovables. Mojave suministrará electricidad limpia a Pacific Gas & Electric Company ("PG&E") durante 25 años gracias a un acuerdo de compra de energía.
Solana	Colectores Cilindro-Parabólicos	EE. UU. (Arizona)	280 MW	Octubre 2013 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	Solana, la mayor planta de tecnología cilindro-parabólica del mundo en el momento de su construcción, con una capacidad total instalada de 280 MW brutos, fue la primera planta solar en los EEUU con un sistema de almacenamiento térmico capaz de generar electricidad durante seis horas sin el uso concurrente del campo solar, lo que significa un punto de inflexión para las energías renovables en este país, siendo demostración tangible de que la energía solar puede ser almacenada y despachada a demanda. La primera planta solar de Abengoa en los Estados Unidos emplea tecnología cilindro-parabólica. Esta tecnología consiste en espejos en forma parabólica montados en estructuras que siguen al sol y concentran el calor solar, luego transforman agua en vapor e impulsan una turbina de vapor convencional. Esta tecnología, ya madura, tiene valor adicional ya que el calor también se puede almacenar y usar para producir electricidad limpia una vez que el sol se pone o durante un periodo transitorio. Esta habilidad de generar electricidad a demanda es una característica única de la energía termosolar de concentración frente a otros tipos de renovables
Solaben 1	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Cáceres)	50 MW	Septiembre 2013 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	Esta planta, que pertenece al Complejo Solar de Extremadura, emplea la tecnología cilindro-parabólica. Los espejos con forma parabólica están montados en estructuras que siguen el movimiento del sol y la radiación solar se concentra en un tubo receptor. Dentro del tubo fluye un aceite térmico que alcanza los 750 grados Fahrenheit. Este aceite transfiere la energía térmica y entonces transforma agua en vapor que impulsa una turbina para generar electricidad. La planta se conforma de 360 colectores cuya superficie útil supera los 800 m ² cada uno. La turbina es de Siemens, modelo SST-700.
Solaben 6	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Cáceres)	50 MW	Septiembre 2013 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	Esta planta, que pertenece al Complejo Solar de Extremadura, emplea la tecnología cilindro-parabólica. Los espejos con forma parabólica están montados en estructuras que siguen el movimiento del sol y la radiación solar se concentra en un tubo receptor. Dentro del tubo fluye un aceite térmico que alcanza los 750 grados Fahrenheit. Este aceite transfiere la energía térmica y entonces transforma agua en vapor que impulsa una turbina para generar electricidad. La planta se conforma de 360 colectores cuya superficie útil supera los 800 m ² cada uno. La turbina es de Siemens, modelo SST-70
Shams I	Colectores Cilindro-Parabólicos	Emiratos Árabes Unidos (Abu Dhabi)	100 MW	Septiembre 2013 Desarrollador, propietario (vendido en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	Con un área de 2,5 km ² o el equivalente a 285 campos de fútbol, el proyecto termosolar de 100 MW abastece a 20.000 hogares en los Emiratos Árabes Unidos y evita la emisión de aproximadamente 175.000 toneladas de CO ₂ al año. La energía solar se genera durante la demanda pico, de esta manera los EAU son capaces de reducir la necesidad de generadores "peak shaving", que son caros y están inactivos durante la mayor parte del año. La planta ha sido diseñada para operar en condiciones desérticas en Abu Dhabi, optimizando la calidad del agua y otros recursos. Incorporando la última tecnología cilindro-

					<p>parabólica, Shams 1 está conformada por más de 258.000 espejos montados en 768 colectores cilindro-parabólicos de seguimiento. Mediante la concentración de calor a partir de la luz directa del sol en tuberías llenas de aceite, Shams 1 produce vapor que se dirige a una turbina y genera electricidad. Además, el proyecto solar utiliza un booster para calentar el vapor cuando entra en la turbina para aumentar drásticamente la eficiencia del ciclo. El proyecto también incluye un sistema de refrigeración seca que reduce significativamente el consumo de agua – una ventaja esencial en el árido desierto del oeste de Abu Dhabi.</p>
Solaben 2	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Cáceres)	50 MW	Noviembre 2012 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	<p>Esta planta, que pertenece al Complejo Solar de Extremadura, emplea la tecnología cilindro-parabólica. Los espejos con forma parabólica están montados en estructuras que siguen el movimiento del sol y la radiación solar se concentra en un tubo receptor. Dentro del tubo fluye un aceite térmico que alcanza los 750 grados Fahrenheit. Este aceite transfiere la energía térmica y entonces transforma agua en vapor que impulsa una turbina para generar electricidad. La planta se conforma de 360 colectores cuya superficie útil supera los 800 m2 cada uno. La turbina es de Siemens, modelo SST-700</p>
Solaben 3	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Cáceres)	50 MW	Julio 2012 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	<p>Esta planta, que pertenece al Complejo Solar de Extremadura, emplea la tecnología cilindro-parabólica. Los espejos con forma parabólica están montados en estructuras que siguen el movimiento del sol y la radiación solar se concentra en un tubo receptor. Dentro del tubo fluye un aceite térmico que alcanza los 750 grados Fahrenheit. Este aceite transfiere la energía térmica y entonces transforma agua en vapor que impulsa una turbina para generar electricidad. La planta se conforma de 360 colectores cuya superficie útil supera los 800 m2 cada uno. La turbina es de Siemens, modelo SST-700</p>
Helios II	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Ciudad Real)	50 MW	Octubre 2012 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	<p>Helios II es la segunda planta cilindro-parabólica del complejo solar de Castilla-La Mancha. La planta, situada en los municipios de Arenas de San Juan, Villarta de San Juan y Puerto Lápice (Ciudad Real) con una capacidad de 50 MW está equipada con 360 colectores alcanzando unas 115 ha. Estos son estructuras de espejos con forma parabólica que siguen el azimut del sol, enfocando la radiación en una tubería dentro de la cual circula aceite térmico. La turbina es de Siemens, modelo SST-700. La planta produce energía limpia suficiente para abastecer a unos 26.000 hogares y prevenir la emisión de 31.400 toneladas de CO2 al año.</p>
Helios I	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Ciudad Real)	50 MW	Junio 2012 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	<p>Helios I es la primera de las dos plantas cilindro-parabólicas del complejo solar de Castilla-La Mancha. El complejo, situado en los municipios de Arenas de San Juan, Villarta de San Juan y Puerto Lápice, provincia de Ciudad Real (Castilla-La Mancha), está formado por dos plantas idénticas de 50 MW cada una. La planta está equipada con 360 colectores, cuya superficie útil supera los 800 m2 cada uno, alcanzando unas 110 hectáreas, que es el equivalente a más de 150 campos de fútbol. Estos colectores son estructuras de espejos con forma parabólica que siguen el azimut del sol, enfocando la radiación en una tubería dentro de la cual circula aceite térmico. La turbina es de Siemens, modelo SST-700. La planta produce energía suficiente para abastecer a 26.000 hogares.</p>
Solacor 2	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Córdoba)	50 MW	Marzo 2012 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	<p>Solacor 2 es la segunda planta cilindro-parabólica en el complejo solar de El Carpio. La planta está equipada con más de 60.500 espejos, que ocupan unas 110 hectáreas y concentran la luz solar. Los espejos con forma parabólica están montados en estructuras que siguen el movimiento del sol y la radiación solar se concentra en un tubo receptor. Dentro del tubo fluye un aceite térmico que alcanza los 750 grados Fahrenheit. Este aceite transfiere la energía térmica y luego transforma agua en vapor que impulsa una turbina para generar electricidad. La planta produce energía limpia equivalente a la requerida para abastecer a unos 26.000 hogares y evita la emisión de unas 31.400 toneladas de CO2 al año.</p>

Solacor 1	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Córdoba)	50 MW	Febrero 2012 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	Esta planta, que pertenece al complejo solar de El Carpio, emplea la tecnología cilindro-parabólica. Los espejos con forma parabólica están montados en estructuras que siguen el movimiento del sol, y la radiación solar se concentra en un tubo receptor. Dentro del tubo fluye un aceite térmico que alcanza los 750 grados Fahrenheit. Este aceite transfiere la energía térmica y luego transforma agua en vapor que impulsa una turbina para generar electricidad. La planta está equipada con más de 60.500 espejos, que ocupan unas 110 hectáreas y concentran la luz solar. La planta produce la energía equivalente a la requerida para abastecer a unos 26.000 hogares
Helioenergy 2	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Sevilla)	50 MW	Octubre 2011 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	Helioenergy 2 es la segunda de las dos plantas idénticas del complejo solar de Écija. El tamaño de las dos plantas termosolares es impresionante, alcanzando unas 220 hectáreas. El área, equivalente a más de 300 campos de fútbol, incluye 121.000 espejos que concentran la luz solar y generan vapor a una temperatura de 400 grados. Entonces el vapor activa dos turbinas de 50 MW que generan electricidad. Las turbinas son de Siemens, modelo SST-700. La energía renovable generada cubre la demanda media de energía de 52.000 hogares y evita la emisión de 63.000 toneladas de CO2 al año.
Helioenergy 1	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Sevilla)	50 MW	Agosto 2011 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Consorcio Abener Energía - Teyma	Helioenergy 1 es la primera de las dos plantas idénticas del complejo solar de Écija. El tamaño de las dos plantas termosolares es impresionante, alcanzando unas 220 hectáreas. El área, equivalente a más de 300 campos de fútbol, incluye 121.000 espejos que concentran la luz solar y generan vapor a una temperatura de 400 grados. Entonces el vapor activa dos turbinas de 50 MW que generan electricidad. Las turbinas son de Siemens, modelo SST-700. La energía renovable generada cubre la demanda media de energía de 52.000 hogares y evita la emisión de 63.000 toneladas de CO2 al año.
Solnova 4	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Sevilla)	50 MW	Julio 2010 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Abener Energía SA	Solnova 4 es la tercera planta termosolar cilindro-parabólica del complejo de Solúcar (Sevilla). La planta Solnova 4 utiliza tecnología desarrollada por Abengoa Solar, que incluye el colector cilindro-parabólico ASTRO desarrollado por Abengoa Solar, el cual garantiza una mayor precisión debido a su diseño y exclusivo proceso de construcción y ajuste. Esta planta tiene las mismas características que Solnova 1 y 3, las dos plantas cilindroparabólicas que comenzaron a operar comercialmente en mayo de 2010. Solnova 4 posee unos 300.000 metros cuadrados de espejos que abarcan un área de unas 115 hectáreas. La tecnología de la planta concentra radiación solar en un tubo absorbedor dentro del cual circula un aceite que alcanza temperaturas elevadas. Este aceite se utiliza para generar vapor de agua que es transferido a un turbogenerador donde se expande para producir electricidad. Con sus 50 MW de potencia, la planta Solnova 4 genera energía limpia suficiente para abastecer las necesidades de 25.700 hogares, a la vez que evita la emisión de unas 31.400 toneladas de CO2 al año.
Solnova 3	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Sevilla)	50 MW	Mayo 2010 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Abener Energía SA	Solnova 3 es una de las plantas cilindro-parabólicas del complejo solar de Solúcar en Sevilla (España). La planta Solnova 3 incorpora tecnología cilindroparabólica desarrollada por Abengoa Solar y ha integrado mejoras de diseño significativas. Merece mención especial el colector cilindro-parabólico ASTRO desarrollado por Abengoa Solar que garantiza una mayor precisión debido a su diseño y exclusivo proceso de construcción y ajuste. Solnova 3 posee unos 300.000 metros cuadrados de espejos que abarcan un área de unas 115 hectáreas. La planta emplea tecnología que concentra radiación solar en un tubo absorbedor dentro del cual fluye un líquido que alcanza elevadas temperaturas. Este aceite transfiere su energía al vapor de agua que llega a un turbogenerador, donde se expande para producir electricidad. Con sus 50 megavatios de potencia, la planta solar Solnova 3 genera energía limpia suficiente para abastecer las necesidades de 25.700 hogares, y al mismo tiempo evita la emisión de unas 31.400 toneladas de CO2 al año.

Solnova 1	Colectores Cilindro-Parabólicos	España (Sevilla)	50 MW	Mayo 2010 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Abener Energia SA	La planta pertenece al complejo de Solúcar situado en Sevilla (España). Solnova 1 consta de unos 300.000 metros cuadrados de espejos que ocupan un área de aproximadamente 115 hectáreas. La planta emplea tecnología que concentra radiación solar en un tubo absorbedor dentro del cual fluye un líquido que alcanza altas temperaturas. Este aceite transfiere su energía al vapor de agua que llega a un turbogenerador, donde se expande para producir electricidad. Con sus 50 megavatios de potencia, la planta solar Solnova 1 genera energía limpia suficiente para abastecer las necesidades de 25.700 hogares, evitando al mismo tiempo la emisión de unas 31.400 toneladas de CO2 al año. La turbina es de Siemens, modelo SST-700.
Cerro Dominador	Tecnología de Torre	Chile (Atacama)	110 MW	Junio 2021 EPC Consorcio Abener Energia - Teyma	El proyecto, situado en el desierto de Atacama, la región con las concentraciones de radiación solar más elevadas del mundo será la primera planta termosolar de producción directa de electricidad en Sudamérica. La tecnología de torre utiliza una serie de espejos (heliostatos) que siguen al sol en dos ejes, concentrando la radiación solar en un receptor en la parte superior de la torre donde el calor es transferido a las sales fundidas. Entonces las sales transfieren su calor en un intercambiador de calor a una corriente de agua para generar vapor sobrecalentado y recalentado, el cual alimenta una turbina capaz de generar unos 110 MW de potencia. La planta solar también tendrá un sistema de almacenamiento térmico pionero con 17,5 horas de almacenamiento que ha sido diseñado y desarrollado por Abengoa. Esto hace la tecnología altamente controlable, posibilitando suministrar electricidad de forma estable, 24 horas al día, respondiendo a todos los periodos de demanda de electricidad. El proyecto forma parte del programa nacional de energías renovables de Chile, que pretende proveer al país de un futuro con energías más limpias, mientras se promociona al mismo tiempo su desarrollo económico y se reduce su dependencia del carbón y del gas natural.
Khi Solar One	Tecnología de Torre	Sudáfrica (Upington)	50 MW	Febrero 2016 Desarrollador, propietario, EPC, O&M Consorcio Abener Energia - Teyma	Khi Solar One (50 MW) es la tercera planta solar comercial de torre de Abengoa y la primera construida fuera de España. La planta de torre está situada en una zona de 1.482 acres cercana a Upington, en la provincia de Cabo del Norte. La planta, con 2 horas de almacenamiento térmico, utiliza un sistema de refrigeración seca tecnológicamente avanzado que reduce drásticamente el consumo de agua en dos tercios. La planta también contiene importantes avances tecnológicos en eficiencia, por medio de la utilización de temperaturas más elevadas durante el proceso de generación y duplicando la capacidad de las torres previas de Abengoa. Estos avances son el resultado de la última generación de tecnología solar de torre que usa vapor sobrecalentado, desarrollado por Abengoa en sus centros de I+D en España. Khi Solar One evita las emisiones de unas 183.000 toneladas de CO2 al año y abastece de energía limpia a unos 45.000 hogares. La planta contribuye a los objetivos de Sudáfrica de introducir hasta 17.800 MW de energíacampo solar con 4.400 heliostatos: pedestal, soporte horizontal, estructura, espejos, disp
Torre Eureka	Tecnología de Torre	España (Sevilla)	2 MW	Julio 2009 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Abener Energia SA	Esta planta experimental es la primera torre de alta temperatura en el Complejo Solúcar en Sevilla (España). El objetivo de esta tecnología es mejorar el rendimiento de la planta, reduciendo así tanto los costes de generación como el área del campo solar. Esta torre probó de forma experimental un nuevo tipo de receptor que alcanzaba temperaturas más elevadas necesarias para obtener ciclos termodinámicos más eficientes. Esta planta experimental ocupa 16.000 pies cuadrados de la Plataforma Solúcar y utiliza 35 heliostatos y una torre de 164 pies que alberga un receptor de sobrecalentamiento experimental. La capacidad de potencia de la planta experimental es de unos 2 MW. La planta incluye un sistema de almacenamiento térmico que suministra energía a la red durante breves periodos cuando no hay luz solar.
PS 20	Tecnología de Torre	España (Sevilla)	20 MW	Abril 2009 Desarrollador, propietario	La PS20 fue la segunda torre comercial en el mundo. Al igual que la PS10, esta planta de 20 MW está situada en el complejo Solúcar en Sanlúcar La Mayor (Sevilla). La PS20

				(vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Abener Energia SA	tiene capacidad para producir energía con transitorios gracias a un sistema de almacenamiento de una hora. La planta solar PS20 consiste en un campo solar de 210 acres. Cada heliostato refleja la radiación solar capturada en un receptor situado en la parte alta de la torre de 541 pies para producir vapor, el cual se convierte en electricidad dentro de una turbina. La planta presenta mejoras tecnológicas con respecto a la PS10, tales como un receptor más eficiente, una serie de mejoras en los sistemas de control y operativo, además de un sistema de almacenamiento térmico mejorado. La producción de la planta es equivalente a las necesidades energéticas de 10.000 hogares, evitando la emisión de unas 12.000 toneladas de CO2, el doble que su predecesora, la PS10. La experiencia acumulada de la PS10 y la PS20 ha posibilitado un salto cualitativo en la tecnología de torre.
PS 10	Tecnología de Torre	España (Sevilla)	11 MW	Junio 2007 Desarrollador, propietario (vendido a Atlantica Yield en 2016), EPC, O&M Abener Energia SA	La planta solar PS10 fue la primera planta comercial del mundo en utilizar tecnología de torre. Esta torre de 11 MW está situada en el complejo Solúcar en Sanlúcar La Mayor (Sevilla). El campo solar ocupa 148 acres e incluye 624 heliostatos, cada uno de 1.291 pies cuadrados. Diseñados por Abengoa Solar, estos heliostatos concentran la radiación solar capturada en un receptor situado en la parte alta de una torre de 377 pies. La PS10 también tiene una capacidad de almacenamiento de 30 minutos, lo que posibilita que la planta continúe operando en condiciones de baja radiación solar y sin insolación. La torre PS10 produce electricidad suficiente para satisfacer la demanda de unos 5.500 hogares, el equivalente a la población de Sanlúcar La Mayor. Evita la emisión de 6.000 toneladas de CO2 al año, a la vez que se reduce el consumo de recursos naturales.
Agua Prieta II (Solar Field)	(Planta híbrida) Integrated Solar Combined Cycle	México (Agua Prieta)	14 MW (Campo solar)	Noviembre 2015 EPC Consorcio Abener Energia - Teyma - Abengoa Solar	El alcance incluye además de la construcción del campo solar, la ingeniería, diseño y puesta en marcha de las dos líneas de transmisión (total de 82,6 kilómetros) y las tres subestaciones del campo solar de la planta Agua Prieta II, situada en la ciudad de Agua Prieta, en el estado de Sonora, México. Esta innovadora tecnología híbrida solar-gas consiste en un campo solar cilindroparabólico de 14 MW integrado en un ciclo combinado. El objetivo es proporcionar un suministro eficiente y sostenible para los procesos del campo solar con tecnología híbrida solar-gas, garantizando los mejores niveles de calidad durante todo el proceso. La planta Agua Prieta II fue la primera planta híbrida solar-gas en México. El promotor del proyecto fue la Comisión Federal de Electricidad (CFE) apoyada por Global Environment Facility (GEF) del Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas.
Hassi R'Mel	Integrated Solar Combined Cycle	Argelia (Hassi R'Mel)	130 MW (Ciclo combinado) + 20 MW (Campo solar)	Mayo 2011 Desarrollador, propietario, EPC, O&M Consorcio Abener Energia SA - Abengoa Solar NT Periodo de operación: 2011 – presente	Cercana a la mayor reserva natural de gas de África llamada Hassi R'Mel, la planta produce 150 megavatios, 20 de los cuales corresponden a generación solar y suministra el 5% de la energía anual producida en la planta híbrida. Hassi R'Mel tiene un área total de 150 hectáreas, y se compone de dos turbinas de gas de 40 megavatios (Siemens SGT 800 A +), una turbina de vapor de 80 megavatios (Siemens 900C SST), dos calderas de recuperación, un aerocondensador y un campo solar de 224 colectores cilindro-parabólicos (56 lazos). El campo solar de colectores cilindro-parabólicos ocupa un área de espejos de 600.000 metros cuadrados. La tecnología de CCP se basa en la concentración de rayos solares en un tubo que absorbe el calor y dentro del cual circula un aceite que alcanza temperaturas elevadas. Este aceite se usa para generar vapor de agua que es inyectado en el ciclo combinado, donde después y mediante un generador de turbina se produce energía eléctrica.

En proyectos de Ciclo combinado y Cogeneración. Generación convencional:

Proyecto	Tecnología	Ubicación	Capacidad de la planta (producción)	Fecha de finalización Alcance Contratista EPC	Descripción general
----------	------------	-----------	-------------------------------------	---	---------------------

264 CC Centro	Ciclo Combinado	México (Centro Morelos)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 3 x 136,6 MW Capacidad turbina de vapor 245 MW	Septiembre 2017 EPC Llave en mano Consorcio Abener-Inabensa-Saxa	La planta de ciclo combinado forma parte del "Proyecto Integral Morelos", iniciativa clave para el desarrollo de la zona central de México, permitiendo diversificar las fuentes de energía y dotando de una mayor eficiencia energética y sostenibilidad al área metropolitana del país. Se trata de uno de los proyectos de mayor envergadura que ha licitado la Comisión Federal de Electricidad (CFE) mexicana en los últimos años, mirando al desarrollo de una planta de generación de energía eléctrica de 640 MW, en la localidad de Centro Morelos, en México. Este ciclo combinado consta de tres turbinas de gas, una de vapor, un sistema de enfriamiento húmedo con aguas negras tratadas y todos los equipos necesarios para integrar un ciclo combinado, incluyendo también 4 transformadores principales, una subestación convencional de 400 kV denominada Huexca, una línea de transmisión de doble circuito, de 25,7 km de longitud, que interconecta la SE Huexca de la Central con la SE Yautepec Potencia en 400 kV. La central produce energía eléctrica suficiente para abastecer a más de 280.000 hogares al año.
Hassi R'Mel Descrito en referencias de proyectos Termosolar					
Ain Beni Mathar	(Planta híbrida) Integrated Solar Combined Cycle	Marruecos (Ain Beni Mathar)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 150 MW Capacidad turbina de vapor 170 M	Noviembre 2010 EPC Llave en mano + O&M (5 + 5 años) + 5 años Abener Energía SA	El proyecto implica la construcción de una planta solar de 470 MW (modo día), en la cual 20 MW provienen de la energía producida en un campo solar de 183.000 m2. La planta fue en su momento la más grande del mundo. No obstante, la gran novedad residía en su tecnología, que combinaba energía solar con generación convencional, simbolizando un emblema de innovación, sostenibilidad y eficiencia. El campo solar cuenta con una superficie útil de más de 180.000 metros cuadrados y tiene capacidad para generar 20 megavatios. Los restantes 450 megavatios provienen de turbinas de vapor, calderas de recuperación y aerocondensador como equipos principales. Las turbinas son de Alstom (GT 13 E2). El contrato incluye la operación y mantenimiento de la planta durante 5 años + 5 años.
Arcos A*	Ciclo Combinado	España (Cádiz)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 500 MMW Capacidad turbina de vapor 300 MW	Diciembre 2004 Varios lotes del EPC Abener Energía SA	Este ciclo combinado ubicado en Arcos de la Frontera (Cádiz) está constituido por dos grupos idénticos de eje único o montaje (Grupos 1 y 2) y por un grupo de configuración multieje (Grupo 3), con una potencia bruta de 395,60 MW, 379,36 MW y 837,8 MW, respectivamente. El combustible principal es el gas natural, procedente de un gaseoducto de derivación del gaseoducto de alta presión Tarifa-Córdoba. El alcance del proyecto incluyó la construcción de los sistemas de refrigeración, tratamiento de agua, ERM, aire comprimido y caldera auxiliar, suministro de cabinas de 6 kV, centros de control de motores y centro de fuerza.
Bahía de Vizcaya	Ciclo Combinado	España (Vizcaya)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 250 MW Capacidad turbina de vapor 300 MW	Agosto 2003 EPC Llave en mano Abener Energía SA	Este ciclo combinado está ubicado en el término municipal de Zierbena (Vizcaya) en una parcela de aproximadamente cinco hectáreas. La central se basa en una configuración "2x1", con dos turbinas de gas de General Electric, dos calderas de recuperación de circulación natural y tres niveles de presión de Babcock Wilcox Española y una turbina de vapor de tres cuerpos, con recalentamiento intermedio de General Electric. El gas natural que emplean las turbinas de gas es precalentado, utilizando agua extraída de las calderas de recuperación, al objeto de incrementar la eficiencia del ciclo combinado
Salta	Ciclo Combinado	Argentina (Salta)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 203 MW Capacidad turbina de vapor 226,700 MW	29 septiembre 2000 EPC Llave en mano Abener Energía SA	Este ciclo combinado incluye dos turbinas de gas con una capacidad de 203 MWe cada una, dos calderas de recuperación para producir vapor y una turbina de vapor de 226,7 MWe. La planta aprovecha los gases de escape de dos turbogrupos de gas V94.3A de Siemens KWU. Estos grupos tienen asociadas sendas calderas de recuperación de calor para la producción de vapor. El vapor generado se expande en un turbogrupos de vapor.
Nehuenco	Ciclo Combinado	Chile (Quillota)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 227 MW Capacidad turbina de vapor 143 MW	25 enero 1999 Obra civil y montaje electromecánico Abener Energía SA	Nehuenco es una central eléctrica situada en Quillota, en la región de Valparaíso, Chile. La planta emplea como combustible gas natural y diésel para producir 368 MW de electricidad. La planta aprovecha los gases de escape de un turbogrupos de gas modelo V94.3A de Siemens A.G. El grupo tiene asociada una caldera de recuperación de calor para la producción de vapor. El vapor generado se expande en un turbogrupos de vapor de 143 MW.

A3T – Abengoa Cogeneration Nuevo Pemex Extension I	Cogeneración	México (Tabasco)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 185 MW Capacidad turbina de vapor 51 MW	Diciembre 2018 Desarrollador, propietario, EPC, O&M UTE Nuevo Pemex Tabasco I (Abener Energía - Instalaciones Inabensa)	Construcción de una planta de cogeneración de ciclo combinado de unos 230 MWe que además produce, según los requerimientos de Pemex, entre 140t/h–400t/h de vapor de proceso para el complejo Nuevo Pemex. Debido a la relevancia de la planta de cogeneración Nuevo Pemex ACT y a la demanda de electricidad para el autoabastecimiento de la industria privada mexicana, la compañía, a través de su filial A3T, consideró en 2013 llevar a cabo una segunda fase del proyecto que se utilizará en principio para apoyar a ACT en el suministro de vapor de proceso a Pemex y para el suministro de electricidad a la red nacional de CFE. Para ello se ha construido una nueva planta de cogeneración que incluye un tren de generación de energía y vapor de proceso similar a los dos instalados en la planta existente de ACT. Lo que diferencia de esta nueva planta es que tiene un turbogenerador de vapor que usa el vapor excedente generado en la misma instalación.
Pasadena Cogeneration Project	Cogeneración	EE. UU. Pasadena	Capacidad turbina de vapor 15 MW	Diciembre 2014 EPC Consorcio Abener-Teyma-Abeinsa EPC	La planta de cogeneración produce 15 MW de energía eléctrica, de los que una parte se utiliza para la operación de la planta de producción de fertilizantes que Rentech Nitrogen tiene en Pasadena, Texas. La planta cogeneradora aprovecha el vapor excedente de la planta de ácido sulfúrico de Rentech Nitrogen para mejorar su rendimiento. Además, la empresa norteamericana espera vender el excedente de energía eléctrica producida en la planta cogeneradora en el mercado eléctrico de Texas. Rentech Nitrogen, que opera en Norteamérica, está especializada en la producción de fertilizantes nitrogenados para uso agrícola.
Nuevo Pemex Abengoa Cogeneration Tabasco	Cogeneración	México (Tabasco)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 150 MW	1 abril 2013 Promotor (vendido a Atlantica Yield). Contratista llave en mano + O&M Consorcio Abener - Inabensa	Planta de cogeneración de energía eléctrica y vapor que consiste en la transformación y entrega del agua desmineralizada de estado líquido a vapor, así como del gas natural en energía eléctrica utilizando el gas combustible y el agua de los procesos del CPG Nuevo Pemex. Líneas de transmisión de EE para interconexión con el SEN. Las turbinas de gas son suministradas por GE.
Cogeneration Plant Bioethanol Rotterdam	Cogeneración	Países Bajos Rotterdam	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 50 MW	30 abril 2010 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Esta planta de cogeneración de 50 MW suministra vapor de proceso a la planta de bioetanol de Róterdam. La planta de cogeneración consta de turbina de gas aeroderivada de 45 MW de potencia nominal junto con una caldera de recuperación (HRSG) con capacidad de producción de vapor de 110t/h. También se suministra una caldera convencional de 50t/h, además de la subestación eléctrica correspondiente, estación de regulación y medida de gas, torres de refrigeración con capacidad de producción de 20.000 m3/h de agua fría, una planta de tratamiento de agua (PTA) y una planta de tratamiento aerobio de efluentes (PTE).
Biocarburantes de Castilla y León	Cogeneración	España Salamanca	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 25 MW	Diciembre 2006 EPC Llave en mano Abener Contratista Principa	Esta planta de cogeneración de 50 MW suministra vapor de proceso a la planta de bioetanol de Biocarburantes Castilla y León. Los gases de escape de una turbina de gas (GE RLM-2500) generan vapor saturado en una caldera de recuperación para su uso en la Planta de Bioalcohol. Los gases de salida de caldera se emplean en el secado de las vinazas, obteniendo un subproducto seco para alimentación animal (DDGS).
Cariço	Cogeneración	Portugal (Pombal)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 30 MW	Marzo 2003 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	La planta de cogeneración produce electricidad por medio de un turbogrupo de gas (RB-211 DEL). Los gases de escape de la turbina generan agua caliente en una caldera de recuperación para su uso en fábrica. El calor producido en la segunda etapa se emplea para evaporar agua salada.
Bioetanol Galicia	Cogeneración	España (A Coruña)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 25 MW	Noviembre 2002 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Aprovechamiento de los gases de escape de un turbogrupo de gas (RB211) en una caldera de recuperación de calor para producir vapor saturado para la planta de bioalcohol. Los gases de la caldera se utilizan para secado de la vinaza para obtener un producto para alimentación animal (DDGS).
El Romeral	Cogeneración	España (Sevilla)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 8 MW	Mayo 2002 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener	Producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de un yacimiento marginal de gas

				Contratista Principal	natural de la concesión de explotación El Romeral. El gas es utilizado como combustible en tres motores de gas.
Cogeneración Motril	Cogeneración	España (Granada)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 39,785 MW Capacidad turbina de vapor 6,100 MW	8 octubre 2001 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener Contratista Principal	Los gases de escape de un turbogruppo de gas (LM-6000 PC) generan vapor sobrecalentado a alta y baja presión en una caldera de recuperación. El vapor A.P. se expande en una turbina a contrapresión y el vapor B.P. se une al vapor de contrapresión para satisfacer la demanda del proceso de fábrica.
Abensur Medio Ambiente	Cogeneración	España (Jaén)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 3 x 5,800 MW	Junio 2001 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener Contratista Principal	La tecnología de la planta se basa en el aprovechamiento de los gases de escape de tres grupos motogeneradores 18V34SG a gas natural en una caldera de recuperación para producir vapor que se utiliza en el proceso de una planta de tratamiento y desinfección de purines.
Sniace cogeneración	Cogeneración	España Cantabria	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 41,510 MW	27 marzo 2001 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener Contratista Principal	Generación de vapor sobrecalentado a alta y baja presión en una caldera de recuperación aprovechando los gases de escape de dos turbogrupos de gas RLM-6000. El vapor A.P. se expande en una turbina a contrapresión existente en fábrica, y el vapor B.P. se usa en el proceso de fábrica.
Ecocarburantes Españoles	Cogeneración	España Murcia	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 21 MW	Diciembre 2000 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Los gases de escape de una turbina de gas (RLM-2500) generan vapor saturado en una caldera de recuperación para su uso en la planta de bioalcohol. Los gases de salida de caldera se emplean en el secado de las vinazas, obteniendo un subproducto seco para alimentación animal (DDGS).
Aprovechamientos Energéticos Furesa (Aprofursa)	Cogeneración	España (Murcia)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 6,352 MW	Enero 1999 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener Contratista Principal	Producción de vapor saturado y agua caliente en una caldera de recuperación de calor aprovechando los gases de dos motores (BV16M640). El calor disipado por los circuitos de refrigeración de los motores se usa para calentar el agua de alimentación.
Nueva Electricidad del Gas (Nuelgas)	Cogeneración	España (Sevilla)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 3,030 MW	1999 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener Contratista Principal	Producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de un yacimiento marginal de gas natural (Pozo C-1A) de la concesión de explotación El Ruedo que es utilizado como combustible en un grupo motogenerador (KVGS-18G).
Cogeneración Villaricos (Covisa)	Cogeneración	España (Almería)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 10,535 MW	21 enero 1999 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener Contratista Principal	Los gases de escape de los turbogrupos diésel generan vapor sobrecalentado en una caldera de recuperación de calor para cederlo a la fábrica anfitriona generando electricidad para su venta a la red.
Enernova Ayamonte	Cogeneración	España (Huelva)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 12,820 MW Capacidad turbina de vapor 6,750 MW	7 julio 1999 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener Contratista Principal	Los gases de escape de un turbogruppo de gas generan vapor sobrecalentado en una caldera de recuperación de calor para expandirlo en un turbogruppo de vapor, generando electricidad y energía térmica en forma de agua caliente para su uso en la piscifactoría
Anoia d'Energia	Cogeneración	España Barcelona	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 13,585 MW	1997 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Los gases de escape de un turbogruppo de gas (LM-1600) generan vapor recalentado en una caldera de recuperación de calor para su uso en la red general de fábrica. Igualmente, los gases de salida de caldera se utilizan en el proceso de secado de la misma fábrica.
Ertisa	Cogeneración	España (Huelva)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 27,310 MW	1997 EPC Llave en mano Consorcio con Intecsa Uhde	Aprovechamiento de los gases de escape de un turbogruppo de gas RB211, con enfriador evaporativo en la admisión de aire, para la producción de vapor en una caldera de recuperación de calor, para su empleo en fábrica.
Cogeneración Prat	Cogeneración	España Barcelona	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 39,570 MW Capacidad turbina de vapor 3,700 MW	16 julio 1996 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Los gases de escape de un turbogruppo de gas (RLM-6000) generan vapor a alta presión y saturado a baja presión en una caldera de recuperación. El vapor de A.P. se expande en una turbina de vapor de contrapresión existente en fábrica. El vapor de B.P. junto con parte del vapor de contrapresión es expandido en un turbogruppo de vapor a condensación.

Ufefys	Cogeneración	España (Madrid)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 6,320 MW	1995 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Los gases de dos motogeneradores (BV16M-640) generan vapor saturado en una caldera de recuperación de calor para ser utilizado en la red general de fábrica. El calor disipado por los circuitos de refrigeración de los motores es utilizado para producir agua fría mediante una máquina de absorción, la cual también se emplea en el proceso de fábrica.
Puerto Real Cogeneración (Precosa)	Cogeneración	España (Cádiz)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 12,926 MW Capacidad turbina de vapor 2,450 MW	18 octubre 1996 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener Contratista Principal	El vapor generado por los gases de escape de un turbogruppo de gas (RLM1600) en una caldera de recuperación de calor, se expande en un turbogruppo de vapor a condensación. Una extracción de vapor va a fábrica y el vapor de condensación va a una desaladora, produciendo agua desmineralizada.
Cogeneración Eléctrica Ribera del Ebro	Cogeneración	España Tarragona	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 4 x 6,320 MW 1 x 1,520 MW	1995 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Aprovechamiento de los gases de cuatro motogeneradores (BV8M-640) y un motogenerador (BV8M-628) para la producción de vapor recalentado en sendas calderas de recuperación de calor, para ser utilizado en el proceso de fabricación.
Forsean	Cogeneración	España (Huelva)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 21,905 MW Capacidad turbina de vapor 4,500 MW	1995 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Aprovechamiento de los gases de escape de un turbogruppo de gas (LM2500) para la producción de vapor en una caldera de recuperación de calor, que posteriormente es utilizado en un turbogruppo de vapor a contrapresión empleado para generar electricidad y energía térmica a fábrica.
Aragonesas Industria y Energía	Cogeneración	España Tarragona	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 3,030 MW	1994 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Los gases de escape de dos motogeneradores de gas (KVGS-18G) producen vapor en dos calderas de recuperación de calor para ser utilizado en la fábrica. El calor disipado por los circuitos de refrigeración de los motores es utilizado para elevar la temperatura de la salmuera que es tratada en la fábrica.
Cogeneración UFIC	Cogeneración	España Barcelona	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 6,853 MW Capacidad turbina de vapor 1,375 MW	1994 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Los gases de escape de un turbogruppo de gas "Typhoon" producen vapor en una caldera de recuperación de calor para ser expandido en un turbogruppo de vapor, generando electricidad y energía térmica para la fábrica. Una extracción de vapor sobrecalentado es inyectada en la turbina de gas para aumentar la potencia eléctrica generada y disminuir las emisiones de NOx a la atmósfera.
Pamesa Cogeneración	Cogeneración	España Castellón	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 4,519 MW	1994 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	La tecnología de la planta se basa en el aprovechamiento de los gases de escape de dos turbogruppos de gas ("Typhoon"). Estos gases de escape son conducidos a cuatro atomizadores de arcilla para secado de ésta.
Asanevi, A.I.E.	Cogeneración	España Tarragona	Capacidad de Turbina de Gas / Motor Principal 12,878 MW	1993 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	La tecnología de la planta está basada en la explotación de los gases de escape de una turbina de gas (RLM 1600) que son conducidos a una caldera de recuperación, para producir vapor sobrecalentado, utilizado para el consumo industrial.
Azuvi Cogeneración	Cogeneración	España Castellón	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 4,519 MW	1993 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	La tecnología de la planta se basa en el aprovechamiento de los gases de escape de un turbogruppo de gas ("Typhoon"). Estos gases de escape son conducidos a dos atomizadores de arcilla para secado de ésta.
Italcogeneración	Cogeneración	España Castellón	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 4,519 MW	1993 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	La tecnología de la planta se basa en el aprovechamiento de los gases de escape de un turbogruppo de gas ("Typhoon"). Estos gases de escape son conducidos a dos atomizadores de arcilla para secado de ésta.
Cogeneración Ciclo Simple Ford España	Cogeneración	España (Valencia)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 3,700 MW	1990 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	La tecnología de la planta se basa en el aprovechamiento de los gases de escape de un turbogruppo de gas (Centrax) para la producción de vapor en una caldera de recuperación de calor que posteriormente es utilizado en la red general de fábrica.
Cogeneración Ciclo Simple Gobierno de Libia	Cogeneración	Libia (Soussa)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 3 x 17 MW	1981 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	La tecnología de la planta se basa en el aprovechamiento de los gases de escape de tres turbogruppos de gas de 17 MWe cada uno. El vapor generado en sendas calderas de recuperación se utiliza en tres unidades de desalación para producción de agua potable.

Emilio Portes Gil	Repotenciación - Planta Ciclo Combinado	México (Tamaulipas)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 150 MW Capacidad turbina de vapor 37,5 MW x 2	8 octubre 2007 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Remodelación de la central térmica Emilio Portes Gil, en la ciudad de Río Bravo, estado de Tamaulipas (México). El proyecto supone la modernización de la central y su integración a ciclo combinado mediante la instalación de un recuperador de calor, aprovechando los gases de una turbina de gas existente de 150 MW (GE Frame 7 FA) en dos turbinas existentes de 37,5 MW cada una
Hermosillo	Repotenciación - Planta Ciclo Combinado	México (Sonora)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 143 MW x 2 Capacidad turbina de vapor 88 MW	13 enero 2006 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Repotenciación de central de ciclo simple con una turbina de gas Siemens Westinghouse modelo 501F a ciclo combinado con una caldera de recuperación de calor, una turbina de vapor y un aerocondensador, más los servicios auxiliares de la central
El Sauz	Repotenciación - Planta Ciclo Combinado	México Queretaro	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 270,600 MW Capacidad turbina de vapor 143 MW	3 diciembre 2003 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Repotenciación de central de ciclo simple con dos turbinas de gas Siemens Westinghouse modelo 501F a ciclo combinado con dos calderas de recuperación de calor, una turbina de vapor y un aerocondensador, más los servicios auxiliares de la central
Baja California Sur IV	Planta de Motores	México (Baja California Sur)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 42,07 MW Capacidad turbina de vapor 1,7 MW	Diciembre 2013 EPC Llave en mano Consorcio Abeinsa, Abener, Inabensa y Saxa	El proyecto Baja California Sur IV, con una potencia de 42,3 MW, consta de un motor diseñado para utilizar tanto combustible como diésel en caso de emergencia. Dispone de un sistema de aprovechamiento del calor residual, que incrementa el rendimiento de la central. La planta cuenta además con un sistema para la reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno, tal y como establece la legislación mexicana en términos medioambientales.
Baja California II	Planta de Motores	México (Baja California Sur)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 40,900 MW Capacidad turbina de vapor 1,800 MW	10 junio 2007 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	La central diésel de Baja California Sur II, localizada en el extremo sur de la península de Baja California, consta de un motogenerador diésel modelo MAN-12K80MC-S/1, diseñado para quemar combustóleo. A la energía proporcionada por el motor diésel, se le añade la recuperada en forma de vapor de los gases de escape del motor, que es aprovechada en una turbina de vapor
San Carlos	Planta de Motores	México (Puerto San Carlos)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 39,375 MW	22 diciembre 2001 EPC Llave en mano Abener Contratista Principal	Central con motogenerador diésel modelo MAN-12K90 diseñado para quemar combustóleo. El vapor saturado se produce en una caldera de recuperación, y se usa en el calentamiento del sistema de combustible y equipos auxiliares. La instalación se completa con una unidad desaladora de agua de mar, que proporciona agua para proceso.
Mejillones	Planta de Motores	Chile (Edelnor)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 160 MW	Febrero 1998 Diseño, suministro, supervisión, montaje electromecánico Abener Contratista Principal	Construcción de la unidad n° 2 de la central con 170 MW de potencia y ampliación del pantalán de recepción de carbón y sifón de toma.
Ventanilla	Planta de Motores	Perú (Callao)	Capacidad Turbina de Gas / Motor Principal 2 x 150 MW	1998 EPC Llave en mano Consorcio con Siemens A.G.	Central de ciclo simple basada en dos turbogrupos de gas modelo V84.3A de Siemens A.G. que utilizan como combustible diésel o gas natural, indistintamente, para la producción de energía eléctrica.
Cogeneración Hugoton	Biomasa	EE. UU. (Hugoton)	Capacidad turbina de vapor 20 MW	Octubre 2014 EPC llave en mano Consorcio Abener y Teyma	Planta de cogeneración integrada en la planta de producción de bioetanol en Hugoton (EE. UU.). La instalación incluye una planta de cogeneración con una capacidad de 20 MW que consta de una caldera de biomasa para quemar residuos de proceso y un turbogenerador a vapor. La planta está diseñada para operar 24 horas al día durante sus 20 años de vida útil. El sistema de cogeneración utiliza los bi-productos de la planta de etilhexanol como combustible. Los productos enviados desde la planta de etilhexanol a la planta de cogeneración son: el compostaje de la biomasa residual húmeda, los fangos y el biogás generados en la depuradora, las mazorcas y los residuos recuperados del proceso de limpieza del maíz.

Cogeneración Sao Luiz	Biomasa	Brasil Pirassununga	Capacidad turbina de vapor 70 MW	28 octubre 2010 EPC llave en mano Consorcio Abener y Teyma	Planta de cogeneración integrada en la planta de producción de bioetanol (2,3 Mt/año) a partir de caña de azúcar. La turbina fue suministrada por TGM Turbinas (TME 25,000A/TMCE 25,000A). Las dos calderas son de tipo parrilla y fueron suministradas por CBC Industrias Pesadas S.A.
Cogeneración Sao Joao	Biomasa	Brasil (Sao Joao)	Capacidad turbina de vapor 70 MW	15 octubre 2010 EPC llave en mano Consorcio Abener y Teyma	Planta de cogeneración integrada en la planta de producción de bioetanol (3,4 Mt/año) a partir de caña de azúcar. La turbina fue suministrada por NG 414265 Metallurgica (HB/HB414268/HC414261). Las dos calderas son de tipo parrilla y fueron suministradas por Caldema.
EHN Sangüesa	Biomasa	España (Navarra)	Capacidad turbina de vapor 28,500 MW	2003 EPC llave en mano Consorcio Abener-FLS Miljo	Planta de biomasa que utiliza como combustible paja de cereal o mezcla de paja de cereal (50%) con madera de baja calidad (50%). El vapor producido en la caldera es inyectado en una turbina de vapor a condensación que acciona un generador eléctrico. La caldera es de tipo parrilla vibrante y fue suministrada por FLS Miljo.
Westfield Poultry Litter	Biomasa	Reino Unido (Escocia)	Capacidad turbina de vapor 12,800 MW	2000 EPC llave en mano Abener Contratista Principal	Esta planta de biomasa utiliza heces de pollo como combustible. Era la primera vez que esta sustancia se utilizaba en el mundo para producir vapor en un lecho fluidizado de un quemador. La electricidad se genera a través de un generador de vapor de 12,8 MW. La caldera es de lecho fluidizado (lecho arenoso) y fue suministrada por Austrian Energy & Environment Group.
El Tejar	Biomasa	España (Córdoba)	Capacidad turbina de vapor 12,600 MW	1995 Promotor. Contratista EPC + O&M Abener Contratista Principal	Primera planta de biomasa en la Europa Comunitaria utilizando como combustible orujo húmedo. Producción de vapor en una caldera de combustión en lecho fluido burbujante, usando como material de lecho ofitas. La caldera fue suministrada por Kvaerner (Comprada por Metso group en 2007). El vapor es inyectado en una turbina a condensación.
Mosaic New Wales	Planta Ácido Sulfúrico	EE. UU. (New Wales, Florida)	Capacidad turbina de vapor 34 MW	Abril 2014 Ingeniería básica HRS, especificaciones de equipo, ingeniería de detalle de las tuberías Abener Contratista Principal	La obra incluyó los servicios de ingeniería, aprovisionamiento y construcción de los sistemas de recuperación de calor (Heat Recovery Systems, o HRS) en dos plantas de ácido sulfúrico existentes, junto con una turbina de vapor de 34 MW. El principal objetivo del proyecto es aprovechar la energía de los residuos que desprende el proceso de oxidación sulfúrico, empleando ese calor para crear vapor y alimentar así la turbina de vapor. Posteriormente, el cliente, Mosaic Corporation, puede utilizar la energía generada para compensar su propio consumo de energía o exportarla a la comunidad circundante

En proyectos fotovoltaicos:

Proyecto	Ubicación	Capacidad de la planta (producción)	Fecha de finalización Alcance Contratista EPC	Descripción general
Barcience	España (Toledo)	49,97 MWdc	Octubre 2021 BOS	Los trabajos incluyen la construcción de una planta fotovoltaica situada en Toledo, España. La planta tendrá 146.970 paneles solares que capturan la energía del sol y la entregan directamente a la subestación FV. Los paneles solares, las estructuras fijas y los inversores son suministrados directamente por el cliente. La planta fotovoltaica evitará la emisión de unas 40.500 toneladas de CO2 al año.
Sirsa	India (Sirsa, Haryana)	12,185 MWdc	Agosto 2020 BOS	Trabajos llave en mano de ingeniería, compras y construcción de una planta fotovoltaica de 12 MW que incluyen el diseño, suministro e instalación de todos los equipos principales.
Tamil Nadu	India (T. Mariyur, Tamil Nadu)	11,8 MWdc	Junio 2019 BOS	El proyecto incluye el diseño, ingeniería, suministro, instalación y puesta en marcha de una planta fotovoltaica sobre suelo de 11,8 MWp. El proyecto está ubicado en una zona costera por lo que necesita pilotaje profundo y obra civil exhaustiva. Voltaje de evacuación: 11/110kV Switchyard

Cerro Dominador	Chile (Atacama)	119,56 MWdc	16 febrero 2018 EPC + O&M	Los trabajos incluyeron la construcción de la planta fotovoltaica que forma parte del complejo solar localizado en el norte de Chile (Comuna de María Elena, Segunda Región). El proyecto está situado en el desierto de Atacama, la región del mundo con mayor nivel de radiación solar. El complejo estará compuesto por una planta fotovoltaica de 100 MW (ya finalizada) y la primera planta termosolar de torre de Latinoamérica, de 110 MW y con una capacidad de almacenamiento térmico de 17,5 horas. El campo solar total del complejo abarca 1.000 hectáreas. La planta fotovoltaica consta de 392.000 paneles solares que capturan la energía solar para llevarla directamente a la red. La plataforma, el mayor complejo solar de Latinoamérica hasta la fecha, evitará la emisión anual de aproximadamente 870.000 toneladas de CO2 y permitirá satisfacer la demanda de energía de hogares e industrias al combinar ambas tecnologías. Además del sistema de almacenamiento de sales fundidas, la planta tendrá un sistema de almacenamiento de batería de ion litio (BESS) diseñado y fabricado por Abengoa. El BESS (12 MW-4MWh) proporcionará los requisitos de reserva primaria de código de red chilena. Gracias al BESS, la planta solar cumplirá con los requisitos de reserva primaria sin reducir su producción
Hyderabad PV	India (Hyderabad Airport)	5 MWdc	Febrero 2018 BOS	El proyecto sobre suelo abarcó el diseño, ingeniería, suministro e instalación de estructuras de módulos, montaje de trabajos de CC de módulos y obra civil de la planta situada en el aeropuerto de Hyderabad. El periodo de construcción de la planta fue de 3 meses hasta su conexión a la red.
Karnataka PV	India (Karnataka)	37,5 MWdc	Octubre 2017 BOS	El proyecto sobre suelo abarcó el suministro e instalación de las estructuras de los módulos y la obra civil, el montaje de módulos y trabajos de CC. El periodo de construcción de la planta fue de 6 meses hasta su conexión a la red.
Aligarh PV	India (Aligarh, Uttar Pradesh)	3,3 MWdc	Mayo 2017 BOS	El proyecto sobre suelo abarcó el diseño, suministro e instalación de las estructuras de módulos y el montaje de los módulos. El periodo de construcción de la planta fue de 2 meses hasta su conexión a la red.
Roorkee PV	India (Roorkee, Uttarakhand)	5,5 MWdc	Abril 2017 BOS	El proyecto sobre suelo abarcó el diseño, suministro, instalación y pruebas de las estructuras de los módulos y la obra civil; así como los trabajos de CC y obra civil asociada. El periodo de construcción de la planta fue de 3 meses hasta su conexión a la red.
Lone Valley Solar I	EE. UU. (California)	12,2 MWdc	Diciembre 2014 EPC	Esta planta sobre suelo forma parte del parque solar de Lone Valley, construido en dos fases y situado en San Bernardino, California, una localización ideal para proyectos solares. El parque tiene una capacidad instalada de 30,34 MW – suficiente para proporcionar cada año energía limpia a unos 11.000 hogares en California.
Lone Valley Solar II	EE. UU. (California)	24,8 MWdc	Diciembre 2014 EPC	Esta planta sobre suelo forma parte del parque solar de Lone Valley, construido en dos fases y situado en San Bernardino, California, una localización ideal para proyectos solares. El parque tiene una capacidad instalada de 30,34 MW – suficiente para proporcionar cada año energía limpia a unos 11.000 hogares en California
Komono PV	Japón (Aichi)	1,32 MWdc	Mayo 2014 EPC	La finalización de esta planta, junto con la puesta en marcha de la planta de 660 kW en Hazu, el primer proyecto finalizado en abril de 2014 en Japón. Los trabajos de este proyecto incluyeron el diseño, ingeniería, suministro (módulos FV, cable CC y sistema de racking excluidos), montaje, pruebas y puesta en marcha de la planta.
Hazu PV	Japón (Hazu)	0,66 MWdc	Abril 2014 EPC	Esta planta en Hazu fue el primer proyecto finalizado en Japón por Abengoa. Los trabajos incluyeron el diseño, ingeniería, suministro (módulos FV, cable CC y sistema racking excluidos), montaje, pruebas y puesta en marcha de la planta.
Mount Signal Solar	EE. UU. California (Calexico, Imperial Valley)	265,7 MWdc	15 abril 2014 EPC	Los trabajos incluyeron la ingeniería, construcción y puesta en marcha de una planta fotovoltaica de 206 MW para Silver Ridge Power, uno de los mayores operadores fotovoltaicos del mundo. El proyecto se sitúa en la ciudad de Calexico, al sureste de California. La planta abarca 801 hectáreas e incluye más de tres millones de módulos

				fotovoltaicos que giran en seguimiento de eje norte-sur. La planta genera suficiente energía solar para abastecer 72.000 hogares en San Diego y sus alrededores, evitando la emisión de 356.000 toneladas de CO2/año. Abengoa construyó y puso en marcha la planta en un tiempo récord de 16 meses.
Brigadel PV	Francia (Haute Provence)	8 MWdc	Julio 2011 EPC + O&M (2 años)	El proyecto sobre suelo incluyó el diseño, ingeniería, suministro (excepto módulos), montaje, instalación, pruebas y puesta en marcha y mantenimiento (2 años) de una planta solar fotovoltaica conectada a la red con estructuras fijas.
Flatcon Power Plants II	España (Ciudad Real)	0,341 MWdc	Febrero 2009 EPC	Los trabajos abarcaron el montaje e instalación de tres sistemas fotovoltaicos de 100 kW cada uno, conectados a la red y basados en módulos de tecnología Concentrix Flatcon montados en seguidores de dos ejes.
Las Cabezas PV	España (Sevilla)	6,5 MWdc	Agosto 2008 EPC + O&M (hasta 2016)	El contrato consistió en una planta solar fotovoltaica conectada a la red con tecnología de seguidores de un eje_ABG SOLAR, capaz de generar 11.900 MWh de energía limpia al año, suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de 3.050 hogares. Reducción de GEI: · CO2: 12.520 t/año · NOx: 16,66 t/año · SOx: 35,70 t/año
Casaquemada PV	España (Sevilla)	2,2 MWdc	Agosto 2008 EPC + O&M (hasta 2016)	Contrato EPC para planta solar fotovoltaica con conexión a red con tecnología de seguimiento a dos ejes. Dentro de la planta se instaló un campo fotovoltaico con tecnología de alta concentración de 118 kWp. Esta tecnología está representada por 19 seguidores de doble eje. La planta es capaz de generar 3.900 MWh de energía limpia al año, suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de 1.000 hogares. Reducción de GEI, considerando construcción y operación: · CO2: 4.108 t/año · NOx: 4,96 t/año · SOx: 9,22 t/año
Linares PV	España (Jaén)	2,21 MWdc	Agosto 2008 EPC + O&M (hasta 2016)	El contrato consiste en una planta solar fotovoltaica conectada a la red con tecnología de seguimiento de dos ejes_AB SOLAR capaz de generar 3.880 MWh de energía limpia al año, suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de 995 hogares. Reducción GEI, considerando construcción y operación: · CO2: 4.081 t/año · NOx: 4,80 t/año · SOx: 9,00 t/año
Copero PV	España (Sevilla)	0,97 MWdc	2008 EPC + O&M (hasta 2011)	Esta planta fotovoltaica situada en Sevilla tiene 20 acres de campo solar. Suministra energía limpia a 500 hogares y evita la emisión de 780 toneladas de CO2 al año. Es una planta sobre suelo y tiene 63 seguidores de dos ejes y módulos de tipo cristalino.
Sevilla PV	España (Sevilla)	1,2 MWdc	Mayo 2006 EPC + O&M (hasta 2016)	Proyecto EPC de planta solar fotovoltaica de baja concentración con seguimiento de dos ejes, con conexión a red. 2,2X concentración (1,7X incluyendo pérdidas_ABG SOLAR. Sevilla PV fue, en su momento, la mayor planta solar fotovoltaica de baja concentración (1,5x – 2,2x) del mundo, capaz de generar 2.400 MWh de energía limpia al año, suficiente para satisfacer las necesidades de 650 hogares. Reducción de emisiones de CO2 de más de 900 t/año. Unidades fotovoltaicas de seguimiento de dos ejes desarrolladas por Abengoa Solar NT.
Pergola PV in Forum Barcelona	España (Barcelona)	0,443 MWdc	Mayo 2004 EPC + O&M (1 año)	El Proyecto incluyó la ingeniería de detalle, fabricación, suministro, instalación, pruebas y mantenimiento durante un año de una planta solar fotovoltaica sobre estructura singular de pérgola. Conectada a la red, fue el sistema urbano más grande de España en el momento de su finalización, capaz de generar 560 MWh de energía limpia al año, suficiente para satisfacer las necesidades de 150 hogares. La reducción de emisiones de CO2 alcanza más de 220 toneladas al año. La estructura fotovoltaica está situada sobre estructura singular de pérgola y la estación de tratamiento de residuos sobre marquesina.
Toledo PV	España (Toledo)	1 MWdc	Mayo 1994 BOS	Abengoa participó en la ingeniería, suministro, instalación y pruebas. Este proyecto llave en mano fue la primera planta fotovoltaica en España y la mayor planta fotovoltaica en Europa hasta 1995. Incluía 3 campos: · Dos de 450 kW cada uno - estructura fija · 100 kW - Seguidor de un eje Reducción GEI de junio 1994 a diciembre 2004: CO2:

14.300 t; NOx: 211 t; SOx: 33 t. Se construyó con ayuda de un subsidio de la Unión Europea.

En proyectos de Bioetanol:

Proyecto	Tecnología	Ubicación	Capacidad de la planta (producción)	Fecha de finalización Alcance Contratista EPC	Descripción general
Bioetanol Paysandu	Bioetanol	Uruguay (Paysandu)	70.000 m ³ /año	27 abril 2015 EPC Llave en mano Consorcio Abener Energía – Teyma	La planta de bioetanol, la primera que utilizó cereales en Uruguay, tiene una capacidad de producción anual de 70 Ml etanol y de 50.000 toneladas de DDGS (dried distillers grains with solubles), subproducto destinado a la fabricación de piensos para animales. La planta utiliza como materia prima sorgo, maíz, cebada y trigo, que son tratados mediante los procesos de molienda seca y fermentación "batch". La vinaza procedente de la destilación es secada obteniéndose un producto seco, DDGS, para la nutrición animal. La planta dispone de una caldera para la producción de vapor que usa biomasa forestal como fuente energética y una turbina de vapor asociada para la producción eléctrica que consume la planta y la venta de excedentes. Anexa a esta instalación, se encuentra una planta de cogeneración, con una capacidad instalada de 8 MW, que produce, a partir de biomasa, la energía eléctrica y térmica (vapor) necesaria para el funcionamiento de la de bioetanol
Hugoton	Bioetanol	EE. UU. (Hugoton)	95.000 m ³ /año	Octubre 2014 EPC Llave en mano Consorcio Abener Energía – Teyma	Ubicada en las afueras de la ciudad de Hugoton, al suroeste del estado de Kansas, la planta tiene una capacidad de producción de 25 Mgal/año de bioetanol celulósico y hasta 20 MW de energía eléctrica a partir de biomasa. La refinería, que funciona al 100% con biomasa, cuenta con una producción de cerca de 95 millones de litros de etanol al año, derivados de casi 350.000 toneladas de biomasa. La planta utiliza aproximadamente 1.100 toneladas de biomasa seca al día en el proceso de producción de etanol. La combustión de los residuos de dicho proceso se lleva a cabo junto con 300 toneladas al día de material de biomasa seca y sin tratar (materia prima) para producir 18 MW de electricidad. Esta potencia permite que la totalidad de las instalaciones sean de bajo consumo y, además, ecológicas. La planta cuenta además con 4 generadores de gas natural, capaces de producir un total de 7 MW, que se emplean para el arranque de la planta y, eventualmente, para la exportación a la red eléctrica. La operación anual esperada es 315 días de producción de etanol anhidro utilizando materiales lignocelulósicos como materia prima; los residuos agrícolas inicialmente fueron rastrojo de maíz y paja de trigo y en el futuro, pasto varilla, y otros pastos de estación cálida.
Bioetanol Rotterdam	Bioetanol	Países Bajos (Róterdam)	A partir de grano y maíz: 480.000 m ³ / año	3 septiembre 2010 EPC Llave en mano Consorcio Abener Energía - Inbensa	En el momento de su construcción fue la 5ª planta de bioetanol más grande de Europa. Su producción asciende a 480 millones de litros de bioetanol, 325.000 toneladas de DDGS a partir de cereal (maíz o trigo) y 350.000 toneladas de CO ₂ . La planta incluye un área para recepción y tratamiento de cereal con un puerto propio que permite la llegada por barco de materias primas y la expedición de los productos finales. El grano se somete a un proceso de limpieza, para ser almacenado en 8 silos con una capacidad total de 76.000 m ³ . Los siguientes pasos son la molienda del cereal y la fermentación en 8 tanques de fermentación y 2 beerwells con capacidad para 42.800 m ³ , pasando luego por las columnas de destilación (de donde se extraen las vinazas que después son procesadas para la obtención del DDGS) y finalmente, un proceso de deshidratación del que se obtiene el bioetanol. Los sólidos se separan del líquido por decantación evaporándose este último, luego la parte espesa se deposita en secaderos para obtener la harina. Se incluye una planta de cogeneración que consta de turbina de gas aeroderivada de 45 MW junto con una caldera de recuperación de 110t/h. También se suministra una caldera convencional

					de 50t/h, además de la subestación eléctrica correspondiente, estación de regulación y medida de gas, torres de refrigeración de 20.000 m ³ /h, una planta de tratamiento de agua y una planta de tratamiento aerobio de efluentes.
Bioetanol Illinois	Bioetanol	EE. UU. (Madison, Illinois)	333.000 m ³ / año	15 febrero 2010 EPC Llave en mano Abener Energía	La planta de Abengoa Bioenergy de Madison, estado de Illinois, está localizada junto al río Mississippi, una de las principales arterias de comunicación y transporte del medio oeste del país. Esta instalación produce bioetanol y DGS a partir de maíz y utiliza 825.000 toneladas de grano de cereal al año como materia prima. La planta produce 340 Ml/bioetanol y 230.000 toneladas de DGS anuales. El producto es obtenido por el proceso de fermentación, destilación y deshidratación de cereal. El agua de lavado es conducida a dos secaderos, produciendo un subproducto base de alimentación animal (DDGS); el producto sin secar se denomina DWGS.
Bioetanol Indiana	Bioetanol	EE. UU. (Posey, Indiana)	333.000 m ³ / año	8 febrero 2010 EPC Llave en mano Abener Energía	La planta de Indiana está situada cerca de Evansville, en el denominado "cinturón de maíz" estadounidense, junto al río Ohio, una de las principales vías de comunicación y transporte fluvial del país. El bioetanol y el DGS producidos en la planta se pueden transportar por camión, tren y barco, y así abastecer los mercados del Este de los Estados Unidos, y exportar a otros mercados. La planta de Indiana comenzó a producir bioetanol a mediados de 2010. Consume a pleno rendimiento 825.000 toneladas de maíz y produce 333 millones de litros de bioetanol y 230.000 toneladas de DGS al año. El producto es obtenido por el proceso de fermentación, destilación y deshidratación de cereal. El agua de lavado es conducida a dos secaderos, produciendo un subproducto base de alimentación animal (DDGS); el producto sin secar se denomina DWGS.
Bioetanol France	Bioetanol	Francia (Lacq)	A partir de cereales: 160.000 m ³ /año A partir de alcohol vínico: 40.000 m ³ /año	31 octubre 2008 EPC Llave en mano Abener Energía	Planta de producción de bioetanol a partir de cereal, mediante proceso de fermentación, destilación y deshidratación. Las grasas no fermentables son secadas en secadero para la producción de alimento animal (DDGS). La planta de Lacq tiene una capacidad de producción de bioetanol a partir de maíz y alcohol vínico de 200.000 toneladas y se construyó en base a la adjudicación por el gobierno francés de una destasación total de 100.000 toneladas. Se trató, en el momento de su construcción, de la primera planta de bioetanol de Europa, que funcionaba a base de maíz, algo común en Estados Unidos. La planta de bioetanol se encuentra ubicada en la Plataforma Petroquímica de la empresa Total, en Lacq, Pirineos Atlánticos (Francia).
Biocarburantes Castilla y León	Bioetanol	España (Salamanca)	A partir de cereales: 175.000 m ³ /año A partir de alcohol vínico: 25.000 m ³ /año	25 julio 2006 EPC Llave en mano Abener Energía	Planta de bioetanol. El producto es obtenido por el proceso de fermentación, destilación y deshidratación de cereal. El agua de lavado es conducida a dos secaderos, produciendo un subproducto base de alimentación animal (DDGS). Esta planta, Biocarburantes de Castilla y León, tiene una capacidad de producción de 200 millones de litros al año de bioetanol y utiliza como materia prima 473.000 toneladas de trigo. Además del bioetanol, produce 166.000 toneladas de un compuesto, el DDGS, destinado a la fabricación de piensos, y produce energía eléctrica para autoabastecerse y exportar a la red, unos 150.000 megavatios hora/año (MWh/año). El bioetanol producido se exporta y se emplea para producir ETBE, aditivo de la gasolina que reduce las emisiones contaminantes de este combustible. Cabe destacar que se consiguió con gran éxito y en un tiempo récord, un mes antes de lo previsto, la expedición del primer barco de bioetanol para la fabricación de ETBE, que zarpó del Puerto de Santander con 5.118 m ³ de bioetanol.
Biocarburantes Castilla y León (Biomasa)	Bioetanol	España (Salamanca)	5.000 m ³ / año	Mayo 2005 EPC Llave en mano Abener Energía	La planta de biomasa se terminó de construir en diciembre de 2008 y opera de forma integrada desde septiembre de 2009, siendo en su momento la primera planta a nivel mundial en operar con esta tecnología, a esta escala. Está situada dentro de la planta de Biocarburantes de Castilla y León, de forma que ambas instalaciones comparten servicios y cadenas de proceso. El bioetanol producido se destila (hasta el 42%) y se envía a la planta de cereal para su concentrado y deshidratación. Esta prueba sirvió para mejorar el diseño de las plantas a escala comercial que se

construyeron en los años siguientes, evaluar los costes, identificar cuellos de botella y optimizar su operación.

Bioetanol Galicia, S.A.	Bioetanol	España (La Coruña)	126.000 m3 /año	Noviembre 2002 EPC Llave en mano Abener Energía	Esta planta de producción de bioetanol a partir de cereales mediante su fermentación, destilación y deshidratación se encuentra en Teixeiro (Coruña, España) y es propiedad de Bioetanol Galicia, S.A. La vinaza procedente de la destilación es secada con los gases de escape de la cogeneración obteniéndose un producto para nutrición animal (DDGS). La capacidad instalada de la planta es de 196 Ml anuales de bioetanol a partir de 340.000 toneladas de cereal. Además de bioetanol, la planta produce 130.000 toneladas de DDGS y tiene una capacidad de producción de electricidad de 204.000 MWh anuales. El superávit de energía eléctrica obtenido en la producción de bioetanol, superior con creces al consumo de la propia planta, es vertido a la red eléctrica nacional incrementando así la rentabilidad del proceso.
Ecocarburantes Españoles, S.A.	Bioetanol	España (Cartagena)	100.000 m3 /año	Diciembre 2000 EPC Llave en mano Abener Energía	Esta planta de producción de bioetanol, propiedad de Ecocarburantes Españoles, S.A. está ubicada en el Valle de Escobreras, en Cartagena (Murcia, España). La primera planta de bioetanol en España fue en el momento de su construcción la de mayor capacidad de Europa, con una capacidad instalada de 150 Ml anuales de bioetanol. Además de bioetanol, la planta produce DDGS con una capacidad de producción de 110.000 toneladas anuales y electricidad con una capacidad de 135.000 MWh anuales. El bioetanol se obtiene a partir de la fermentación, destilación y deshidratación de cereales. La vinaza procedente de la destilación es secada con los gases de escape de la cogeneración, obteniéndose un producto seco para la nutrición animal. Parte del CO2 producido en el proceso de transformación de cereal a etanol es vendido a instalaciones próximas a la planta, evitando así que éstas tengan que producir su propio CO2 adicional, haciendo más eficiente el proceso de fabricación del bioetanol y reduciendo las emisiones netas de este gas a la atmósfera. Del mismo modo, durante el proceso de producción se genera energía eléctrica que alimenta toda la planta y el exceso es vertido a la red eléctrica.
Biodiesel San Roque	Biodiesel	España (Cádiz)	225.000 t /año	1 abril 2009 EPC Llave en mano Abener Energía	Abengoa Bioenergía San Roque S.A. es la sociedad titular de la planta construida en terrenos anexos a la Refinería Gibraltar, propiedad de Cepsa, en el polígono industrial de Palmones de San Roque (Cádiz, España). Está diseñada para operar con distintos tipos de aceites vegetales (soja, colza y palma) y, así, no depender de un único suministro. La capacidad de producción de biodiésel es de 225 Ml anuales con un consumo de aceites vegetales de 205.000 toneladas anuales. Además del biodiésel la planta produce 18.500 toneladas anuales de glicerina cruda. Toda su producción de biodiésel está destinada a la refinería de Cepsa.
ETBE Huelva	ETBE (Ethyl tert-butyl ether)	España (Huelva)	34.028 t / año	2004 EPC Llave en mano Abener Energía	La planta para la producción de ETBE (Ethyl Tertiary Butyl Ether), un aditivo del petróleo está ubicada en la refinería que Cepsa posee en La Rábida (Huelva). La planta posee una capacidad instalada de 34.028 toneladas anuales. El bioetanol utilizado como materia prima se produce en las plantas de Bioetanol Galicia, S.A. o de Ecocarburantes Españoles, S.A.

En proyectos de Biogás:

Proyecto	Tecnología	Ubicación	Capacidad de la planta (producción)	Fecha de finalización Alcance Contratista EPC	Descripción general
EDAR Jerez de la Frontera	Planta de Tratamiento de Efluentes	España (Cádiz)	70.000 m3 /d	27 mayo 2011 EPC Abengoa Agua	Reparación y sustitución de estructuras de hormigón dañadas. Reemplazo de equipo de pretratamiento incluyendo mallas gruesas y finas para canal de 1,5 m de ancho, transportadores de tornillo y puentes móviles de remoción de arena/FOG de 40 m y aireadores sumergidos. Instalación de sistema de remoción de espumas dentro de los clarificadores primarios existentes. Mejora del reactor biológico incluyendo nuevas opciones para la implementación de diferentes procesos, incluyendo nuevas

					<p>tuberías forzadas, medianeras y dos bombas de recirculación interna de 1458 m³/h y 10 aireadores sumergidos.</p> <p>3 nuevas bombas RAS de 2.160 m³/h y 2 nuevas bombas de lodos excedentes de 175 m³/h. • Nuevo sistema de filtrado de lodos</p> <p>Demolición de los espesadores existentes y construcción de 2 nuevos espesadores por gravedad de 14 m.</p> <p>Instalación de 2 nuevos equipos de espesamiento por flotación.</p> <p>Desmantelamiento de cúpulas digestoras existentes e instalación de nuevas.</p> <p>Nuevos sistemas de dosificación de cloruro férrico para remoción de azufre</p> <p>Nuevo sistema de mezcla de lodos para digestores.</p> <p>Desmontaje de filtros de banda existentes e instalación de 3 nuevos decantadores centrífugos de 35 m³/h y sistema de acondicionamiento de lodos,</p> <p>Cobertura y desodorización de toda la planta.</p>
EDAR Meco	Planta de Tratamiento de Efuentes	España (Madrid)	13.560 m ³ /d	16 junio 2010 EPC + O&M Abengoa Agua	<p>Pretratamiento, que incluye cámara de entrada para la eliminación de material grueso, canales de cribado de 0,8 m de ancho, bombeo de agua bruta y cámaras de eliminación de arenas y grasas de 11,90 m de longitud.</p> <p>2 (+2 unidades futuras) decantadores primarios de 22m de diámetro.</p> <p>2 (+2 futuros) reactores biológicos, incluyendo recirculación interna, recirculación externa y aireación con turbosoplantes.</p> <p>2 decantadores secundarios de 26 m de diámetro.</p> <p>Espesamiento primario de fangos con 1 (+1 futuro) espesadores por gravedad.</p> <p>Espesador biológico de fangos con 1 (+1 futuro) espesadores DAF.</p> <p>Digestión anaerobia de fangos en 1 (+1 futuro) digestores anaerobios de 17 m de diámetro.</p> <p>Deshidratación de fangos con 3 (+2 futuros) decantadores centrífugos.</p> <p>Almacenamiento de lodos deshidratados. 1 silo.</p> <p>Almacenamiento de biogás en 1 (+1 futuro) gasómetros de membrana.</p> <p>Sistema de control de olores para unidades de pretratamiento mediante tratamiento químico.</p>
EDAR Ranilla	Planta de Tratamiento de Efuentes	España (Sevilla)	90.000 m ³ /d	30 septiembre 2009 EPC Consorcio 15% Abengoa Agua	<p>Pretratamiento, incluida la cámara de entrada para la eliminación de material grueso, cribado, bombeo de agua sin tratar y cámaras de eliminación de arena y grasa.</p> <p>4 decantadores primarios lamelares, incluyendo recirculación y espesamiento de lodos primarios en el fondo.</p> <p>4 reactores biológicos, incluyendo recirculación interna, recirculación externa y aireación con turbosoplantes.</p> <p>6 clarificadores secundarios de 35,80m de diámetro.</p> <p>Cámara de cloración para desinfección de emergencia.</p> <p>Tratamiento terciario mediante filtros de arena de retrolavado continuo (15.000 m³/d) y tratamiento avanzado con membranas de OI (2.000 m³/d).</p> <p>Espesamiento biológico de fangos con 4 centrífugos espesantes.</p> <p>Digestión anaerobia de lodos en tres digestores anaerobios de 5.810 m³ de volumen unitario y 20 m de diámetro.</p> <p>Deshidratación de fangos con 4 decantadores centrífugos.</p> <p>Capacidad unitaria: 40 m³/h.</p> <p>Almacenamiento de lodos deshidratados. 2 silos de 180 m³ de volumen unitario.</p> <p>Almacenamiento de biogás en dos gasómetros de membrana.</p> <p>Volumen unitario: 2.150 m³.</p> <p>Valorización energética del biogás mediante motores de generación eléctrica a gas (potencia total instalada 1.020 kW).</p> <p>Sistema de control de olores en todas las unidades de proceso mediante adsorción y tratamiento químicos en función de sus características. Todas las unidades de tratamiento están cubiertas en la planta</p>
EDAR Tablada	Planta de Tratamiento de Efuate	España (Sevilla)	50.000 m ³ /d	17 agosto 2014 Operación y mantenimiento (O&M) Consorcio 50% Abengoa Agua - Agua y Gestión 50%	<p>La instalación incluye los siguientes procesos de tratamiento, con la tipología y capacidad nominal indicadas:</p> <p>(A) Pretratamiento – en forma de 3 líneas de decapado, desengrasado y arenado grueso y fino, con una capacidad de proceso de 50 000 m³/día</p> <p>(B) Tratamiento primario compuesto por 3 decantadores de 28 m de diámetro y 3 m de profundidad, 1 847,25 m³/unidad, 3 unidades de bombeo de lodos primarios con una capacidad de 150 m³/hr</p> <p>(C) El tratamiento secundario consta de 3 tanques de aireación de 2.704 m³/unidad y 12 turbinas de aireación (9 unidades de doble velocidad), 8 bombas de recirculación y 3 bombas de extracción de lodos de 54 m³/h, 3 decantadores de 36 m de diámetro, 7 tubos de succión, Sopladores MPR y depósito de cloración de 837 m³</p> <p>(D) Tratamiento de fangos mediante 2 digestores primarios de 3.300 m³/unidad, 1 digestor secundario de 2.300 m³, con una capacidad de tratamiento de 280 m³/día. La deshidratación se realiza mediante una centrífuga de 35 m³ /h. Una planta de</p>

cogeneración de energía eléctrica compuesta por 2 grupos de motogeneradores de 132 kW/h

En proyectos Eólicos:

Proyecto	Ubicación	Capacidad de la planta (producción)	Fecha de finalización Alcance Contratista EPC	Descripción general
Campo Palomas	Uruguay (Campo Palomas, Salto)	70 MW	31 mayo 2017 BOP	El parque eólico está situado en el departamento de Salto, a unos 540 km de Montevideo. Incluye la instalación de 35 aerogeneradores Vestas 110 de 2 MW cada uno, la inversión en compra e instalación de los aerogeneradores, la construcción de caminos interiores y el tendido de líneas subterráneas internas, además de la construcción de 6 km de líneas de transmisión de 150- kV conectando la subestación de Salto Grande-Arapey (150 kV) y el cableado de todo el parque eólico. En abril de 2016, Invenergy compró el parque eólico a una de las compañías uruguayas filiales de Abengoa, pero Teyma Uruguay, otra filial de Abengoa continuó los trabajos de construcción de la planta.
Tres Mesas	México (Llera de Canales y Casas, Tamaulipas)	148,5 MW	15 septiembre 2016 BOP	Balance de planta que consistió en trabajos civiles y electromecánicos para la construcción del parque eólico. El proyecto consistió en 19 aerogeneradores de 3,3 MW (62,7 MW) y la segunda fase tuvo 26 unidades con la misma potencia (85,8 MW). El parque de Tres Mesas fue un proyecto interesado en suministrar electricidad limpia y renovable al sector privado bajo el esquema de autoabastecimiento. Fue el parque eólico más grande al noreste del país en el momento de su finalización.
Talas de Maciel II	Uruguay (Trinidad, Flores)	50 MW	25 febrero 2015 BOO	Parque eólico Talas de Maciel II de 50 MW con aerogeneradores Gamesa G97 HH90 de 2 MW y dos subestaciones. Construcción de caminos, cimentaciones para 25 aerogeneradores, montaje eléctrico de media tensión, transporte e instalación de 25 aerogeneradores, obra civil y montaje eléctrico para dos subestaciones (una de elevación de 30 kV a 150 kV), línea de alta tensión a 150 kV y puesta en marcha. Función en el proyecto: Desarrollador y contratista EPC. Abengoa fue responsable de la ingeniería, diseño, construcción, montaje y puesta en marcha del parque eólico para la compañía estatal de electricidad UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas). Al igual que el parque eólico Peralta, Talas del Maciel II, Cadonal, también era una concesión para Abengoa durante 20 años. El proyecto se vendió a Atlantica Yield en 2016
São Cristovão	Brasil (Trairi)	26 MW	Febrero 2015 BOO	La actividad del proyecto abarcaba el desarrollo, construcción y O&M de un parque eólico. El proyecto está situado en el noreste de Brasil, en la costa del estado de Ceará, en la ciudad de Trairi. En 2009 Abengoa adquirió los permisos de los terrenos y la torre medición de viento. Este proyecto se vendió en 2013.
São Jorge	Brasil (Trairi)	24 MW	Febrero 2015 BOO	La actividad del proyecto abarcaba el desarrollo, construcción y O&M de un parque eólico. El proyecto está situado en el noreste de Brasil, en la costa del estado de Ceará, en la ciudad de Trairi. En 2009 Abengoa adquirió los permisos de los terrenos y la torre medición de viento. Este proyecto se vendió en 2013.
Santo Antônio de Pádua	Brasil (Trairi)	14 MW	Febrero 2015 BOO	La actividad del proyecto abarcaba el desarrollo, construcción y O&M de un parque eólico. El proyecto está situado en el noreste de Brasil, en la costa del estado de Ceará, en la ciudad de Trairi. En 2009 Abengoa adquirió los permisos de los terrenos y la torre medición de viento. Este proyecto se vendió en 2013.
Peralta I	Uruguay (Peralta, Tacuarembó)	50 MW	13 mayo 2014 BOO	Parque eólico de 50 MW con aerogeneradores Gamesa G90 HH100 de 2 MW y tres subestaciones incluyendo ingeniería, obra civil y eléctrica, todos los suministros y puesta en marcha. Construcción de caminos, cimentaciones para 25 aerogeneradores, montaje eléctrico de media tensión, instalación de 25 aerogeneradores, obra

					civil y montaje eléctrico para tres subestaciones (una de elevación de 30 kV a 150 kV), línea de alta tensión a 150 kV y puesta en marcha. Función en el proyecto: Desarrollador y contratista EPC. Abengoa fue responsable del desarrollo, construcción y O&M del parque eólico situado a 280 km al norte de Montevideo, cerca de la localidad de Peralta en el departamento de Tacuarembó (Uruguay). El proyecto se vendió a Atlantica Yield en 2016.
Buenavista	España (Barbate, Cádiz)	7,8 MW	Septiembre 2001 BOO		La actividad del proyecto abarcaba el desarrollo, construcción y O&M de un parque eólico situado en Barbate, España. Incluyó la instalación de 26 aerogeneradores DESA A300 de 0,3 MW cada uno. El proyecto fue desarrollado y operado por Desarrollos Eólicos de Buenavista, S.A. (compañía de Abengoa) y posteriormente se vendió a EDP.
Corme	España (Corme, La Coruña)	18,3 MW	Mayo 2000 BOO		El parque eólico está situado en Corme, provincia de Coruña, España. Incluyó la instalación de 61 aerogeneradores DESA A300 de 0,3 MW cada uno. El proyecto consistió en la compra e instalación de los aerogeneradores, la construcción de caminos interiores y el tendido de líneas subterráneas internas, además de la construcción de 14,50 km de líneas de transmisión de 66-kV conectando la subestación del parque eólico (20-66 kV) y el cableado de todo el parque (20,1 km). El proyecto fue desarrollado y operado por Desarrollos Eólicos de Corme, S.A. (compañía de Abengoa) y posteriormente se vendió a EDP.
Juan Grande	España (San Bartolomé de Tíjarana, Las Palmas de Gran Canaria)	20,1 MW	Diciembre 1998 BOO		La actividad del proyecto abarcaba el desarrollo, construcción y O&M de un parque eólico situado en Canarias, España. Incluyó la instalación de 61 aerogeneradores DESA A300 de 0,3 MW cada uno. El proyecto fue desarrollado y operado por Desarrollos Eólicos de Canarias, S.A. (compañía de Abengoa) y posteriormente se vendió a EDP.
Zas	España (Zas, La Coruña)	24 MW	Octubre 1998 BOO		El parque eólico está situado en Zas, provincia de Coruña, España. Incluyó la instalación de 80 aerogeneradores DESA A300 de 0,3 MW cada uno. El proyecto consistió en la compra e instalación de los aerogeneradores, la construcción de caminos interiores y el tendido de líneas subterráneas internas, además de la construcción de 17,66 km de líneas de transmisión de 66-kV conectando la subestación del parque eólico (20-66 kV) y el cableado de todo el parque eólico. El proyecto fue desarrollado y operado por Desarrollos Eólicos de Galicia, S.A. (compañía de Abengoa) y posteriormente se vendió a EDP.
Tahivilla	España (Tarifa, Cádiz)	30 MW	Septiembre 1998 BOO		La actividad del proyecto abarcaba el desarrollo, construcción y O&M de un parque eólico situado en Tarifa, España. Incluyó la instalación de 100 aerogeneradores DESA A300 de 0,3 MW cada uno. El proyecto fue desarrollado y operado por Desarrollos Eólicos de Tarifa, S.A. (compañía de Abengoa) y posteriormente se vendió a EDP.

En proyectos de Valorización energética de residuos:

Proyecto	Tecnología	Ubicación	Capacidad de la planta (producción)	Fecha de finalización Alcance Contratista EPC	Descripción general
W2B Babilafuente	Planta piloto de tecnología W2B	España (Salamanca)	1500 m3 /año Subproducto Plásticos y metales reciclados, CDR Consumo de materia prima 33.000 t/año	1 mayo 2013 EPC Consorcio Abener Energía - Teyma	La planta de demostración, ubicada en Babilafuente (Salamanca), utiliza la tecnología W2B desarrollada por Abengoa para obtener biocombustibles de segunda generación a partir de los residuos sólidos urbanos mediante un tratamiento de fermentación e hidrólisis enzimática. Durante el proceso de transformación, la materia orgánica se somete a diversos tratamientos para obtener fibra orgánica, rica en celulosa y hemicelulosa, que posteriormente será convertida a bioetanol. La producción de bioetanol a partir del residuo sólido urbano supone un gran avance tecnológico en el modelo de gestión de residuos, ya que permite aumentar la tasa de recuperación

y minimizar la huella ambiental, creando grandes beneficios para la sociedad. Se trata de una fuente renovable y limpia que ayuda a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y la emisión a la atmósfera de emisiones de gases de efecto invernadero por kilómetro recorrido en un 70%. Además, maximiza la recuperación de la fracción orgánica del residuo sólido urbano y evita el vertido de más del 80% de los residuos

9.4 | Cartera de proyectos en ejecución de CA Infraestructuras, por tecnología

A la fecha del presente Folleto informativo CA Infraestructuras mantiene en su cartera de proyectos, entre otros, los siguientes:

Proyecto	Tecnología	Ubicación	Capacidad de la planta	Fecha de finalización Alcance	Descripción general
Tagus II, III y IV	Fotovoltaico	España (Cáceres)	150 MWdc	En construcción BOS	Las obras comprenden la construcción de una planta fotovoltaica ubicada en Cáceres, España. La planta fotovoltaica cuenta con 277.704 paneles solares que captan la energía del sol para entregarla directamente a la Subestación Fotovoltaica. Los paneles solares, la estructura fija y los inversores son proporcionados directamente por el cliente. La planta fotovoltaica evitará la emisión de alrededor de 126.000 toneladas de CO2 al año.
Cedillo Zona 1 y 2	Fotovoltaico	España (Cáceres)	226,73 MWdc	En construcción BOS	Las obras comprenden la construcción de una planta fotovoltaica ubicada en Cáceres, España. La planta fotovoltaica cuenta con 419.862 paneles solares que captan la energía del sol para entregarla directamente a la Subestación Fotovoltaica. Los paneles solares, la estructura fija y los inversores son proporcionados directamente por el cliente. La planta fotovoltaica evitará la emisión de alrededor de 194.000 toneladas de CO2 al año.
Velilla Sur	Fotovoltaico	España (Palencia)	179 MWdc	En construcción BOS	Las obras comprenden la construcción de una planta fotovoltaica ubicada en Palencia, España. La planta fotovoltaica cuenta con 323.568 paneles solares que captan la energía del sol para entregarla directamente a la Subestación Fotovoltaica. Los paneles solares, las estructuras y los inversores son proporcionados directamente por el cliente. La planta fotovoltaica evitará la emisión de alrededor de 150.000 toneladas de CO2 al año.
Ciudad Rodrigo II	Fotovoltaico	España Salamanca	220 MWdc	En construcción BOS	Las obras comprenden la construcción de una planta fotovoltaica ubicada en Salamanca, España. La planta fotovoltaica cuenta con 440.316 paneles solares que captan la energía del sol para entregarla directamente a la Subestación Fotovoltaica. Los paneles solares, la estructura fija y los inversores son proporcionados directamente por el cliente
Puertollano	Fotovoltaico	España (Ciudad Real)	99,86 MWdc	En construcción BOS	Las obras comprenden la construcción de una planta fotovoltaica ubicada en Ciudad Real, España. La planta fotovoltaica cuenta con 246.240 paneles solares que captan la energía del sol para entregarla directamente a la Subestación Fotovoltaica. Los paneles solares, la estructura fija y los inversores son proporcionados directamente por el cliente. La planta fotovoltaica evitará la emisión de alrededor de 84.000 toneladas de CO2 al año.
Francisco Pizarro	Fotovoltaico	España (Cáceres)	189 MWdc	En construcción BOS	Las obras comprenden la construcción de la planta fotovoltaica ubicada en Cáceres, España. La planta fotovoltaica cuenta con 512.280 paneles solares que captan la energía del sol para entregarla directamente a la Subestación Fotovoltaica. Los paneles solares, la estructura fija y los inversores son proporcionados directamente por el cliente. La planta fotovoltaica evitará la emisión de alrededor de 16.000 toneladas de CO2 anuales y permitirá satisfacer la demanda energética de los hogares y la industria mediante la combinación de ambas tecnologías.
Dubai Solar Park IV	Colectores Cilindro-Parabólicos	Dubai (EAU)	3 x 200 M	En construcción Shanghai Electric	El proyecto consiste en una planta termosolar que genera energía utilizando lazos de colectores cilindro-parabólicos. Los espejos parabólicos reflejan la luz solar hacia un tubo absorbedor situado en el eje focal de los espejos. La radiación solar concentrada se transforma en energía térmica y es absorbida por el aceite térmico. El aceite térmico se usa para generar vapor para alimentar una turbina de vapor de 100 MW. El sitio está localizado dentro del Parque Solar Mohammed Bin Rashid Al Maktoum en el área Saih al Dahal (a unos 50 km al sur de Dubai y a unos 20 km al sudeste de Al Lisalli). Abengoa suministrará la tecnología CSP y será el subcontratista principal del

campo solar en modalidad llave en mano para Shanghai Electric Group Co. Ltd. El campo solar de las tres plantas alcanza aproximadamente 28 kilómetros cuadrados. Este proyecto es parte del Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum - en su momento, el mayor complejo solar a nivel mundial, propiedad de Dubai Electricity and Water Authority (DEWA) siendo desarrollada esta fase por DEWA en cooperación con ACWA Power. La construcción hasta el momento ha constado de cuatro fases. La cuarta fase consiste en una central de 100 MW con tecnología de torre y tres plantas de tecnología cilindro-parabólica de 200 MW cada una. Abengoa participa como proveedor de tecnología CSP y construyendo el campo solar de estas tres últimas plantas cilindro-parabólicas.

9.5 | Estados Financieros Consolidados Condensados Proforma e Informe de los Auditores Independientes sobre la Compilación de la Información Financiera incluida en el Folleto

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Información Financiera Consolidada Condensada

Proforma

31 de diciembre de 2023

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Índice

31 de diciembre de 2023

Contenido	Páginas
Informe de los Auditores Independientes	1 al 3
Información financiera consolidada condensada proforma:	
Estado consolidado condensado proforma de posición financiera	4
Estado consolidado condensado proforma del resultado integral	5
Notas sobre la información financiera consolidada condensada proforma	6 a 14



Informe de los Auditores Independientes sobre la Compilación de la Información Financiera Consolidada Condensada Proforma Incluida en el Folleto Informativo

A la Asamblea General de Accionistas de
Cox Energy, S. A. B. de C. V.

Hemos completado nuestro trabajo sobre la compilación de la información financiera consolidada condensada proforma de Cox Energy, S. A. B. de C. V., (la "Compañía") preparada por y bajo la responsabilidad de la Administración de la Compañía. Dicha información financiera consolidada condensada proforma consiste en los estados de situación financiera consolidados condensados proforma al 31 de diciembre de 2023 y los estados de resultados consolidados condensados proforma por el año terminado el 31 de diciembre de 2023, así como sus notas relacionadas, mismos que se incluyen en la Sección "Información Financiera Seleccionada" de la Declaración de Información por Reestructuración Societaria (el "Folleto Informativo") a ser presentado a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "CNBV"). Los supuestos y criterios que han sido aplicados por la Administración de la Compañía para la compilación de la información financiera consolidada condensada proforma se especifican en las Disposiciones de Carácter General aplicables a las Emisoras de Valores y otros Participantes del Mercado de Valores (la "Circular Única de Emisoras") y que se describen en la Nota 1.

La información financiera consolidada condensada proforma ha sido compilada por la Administración de la Compañía para mostrar los efectos de la operación que se describe en el Folleto Informativo y en la Nota 2 sobre la información financiera consolidada condensada proforma, en los estados de situación financiera consolidados condensados de la Compañía al 31 de diciembre de 2023 y los estados de resultados consolidados condensados proforma por el año terminado el 31 de diciembre de 2023, asumiendo que dicha operación se hubiera llevado a cabo en las fechas anteriormente mencionadas. La información financiera de la Compañía que sirvió de base para compilar la información financiera consolidada condensada proforma ha sido obtenida por la Administración de la Compañía de sus estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre de 2023, preparados conforme a la Norma Internacional de Contabilidad 34 "Información Financiera Intermedia" y conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera, respectivamente.

Para fines de este trabajo, no somos responsables de actualizar o reemitir ningún informe u opinión sobre la información financiera histórica utilizada para compilar la información financiera consolidada condensada proforma, ni llevamos a cabo, durante el transcurso de este trabajo, una auditoría o revisión de la información financiera histórica utilizada para compilar la información financiera consolidada condensada proforma.



Responsabilidad de la Administración sobre la información financiera consolidada condensada proforma

La Administración de la Compañía es responsable de la compilación de la información financiera consolidada condensada proforma de acuerdo con los supuestos y criterios descritos en la Nota 2.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión, con base en nuestro trabajo de aseguramiento, como lo requiere el Anexo P “Instructivo para la elaboración de la declaración de información en caso de reestructuraciones societarias” de la Circular Única de Emisoras, sobre si la información financiera consolidada condensada proforma antes mencionada ha sido compilada, en todos los aspectos materiales, de acuerdo con los supuestos y criterios establecidos por la Administración de la Compañía.

Nuestro trabajo fue realizado de acuerdo con la Norma Internacional sobre Compromisos de Aseguramiento 3420 “Compromiso de Aseguramiento para informar sobre la Compilación de Información Financiera Proforma incluida en un Prospecto”, emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento. Esta norma requiere que el contador público independiente cumpla los requerimientos éticos, así como planear y desarrollar procedimientos para obtener una seguridad razonable acerca de si la Administración de la Compañía ha compilado, en todos los aspectos materiales, la información financiera consolidada condensada proforma de acuerdo con los supuestos y criterios establecidos por la Administración de la Compañía.

El objetivo de la información financiera consolidada condensada proforma incluida en el Folleto Informativo es únicamente mostrar el impacto de un evento significativo o una transacción en la información financiera histórica de la Compañía, como si el evento se hubiera llevado a cabo o una transacción se hubiera realizado a una fecha anterior, determinada para dichos fines. Por lo tanto, no ofrecemos ninguna seguridad de que los resultados reales del evento o transacción al 31 de diciembre de 2023 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2023 hubieran sido como se presentan.

Un trabajo de aseguramiento para informar si la información financiera proforma no auditada ha sido compilada, en todos sus aspectos materiales, sobre la base de los supuestos y criterios aplicables, involucra la aplicación de procedimientos para evaluar si los supuestos y criterios utilizados por la Administración de la Compañía proporcionan una base razonable para la presentación de los efectos significativos atribuibles a un evento o transacción, como si este se hubiera realizado a una fecha anterior y para obtener evidencia suficiente y apropiada sobre si:

- Los efectos de los ajustes proforma fueron realizados de acuerdo con los supuestos y criterios establecidos; y
- La información financiera consolidada proforma no auditada refleja la correcta aplicación de los ajustes a la información financiera.



Los procedimientos realizados se seleccionaron con base en nuestro juicio, teniendo en cuenta nuestro entendimiento de la Compañía y de la naturaleza de la operación, con respecto de la cual la información financiera consolidada condensada proforma ha sido compilada, así como otras circunstancias relevantes.

Nuestro trabajo también incluye la evaluación de la presentación general de la información financiera consolidada condensada proforma.

Consideramos que la evidencia que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar la base de nuestra opinión.

Opinión

En nuestra opinión, la información financiera consolidada condensada proforma de Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias, ha sido compilada, en todos los aspectos materiales, con base en los supuestos y criterios establecidos por la Administración de la Compañía.

PricewaterhouseCoopers, S. C.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Patricia Soriano Solares', written over a horizontal line.

L.C.P.C. Patricia Soriano Solares
Socia de Auditoría

Ciudad de México, 27 de junio de 2024

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias
Estado consolidado condensado proforma de posición financiera
31 de diciembre de 2023

(Cifras expresadas en miles de pesos mexicanos)

	Cox Energy, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (proforma)	CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. y Subsidiarias (proforma)	Total
ACTIVO			
ACTIVO NO CIRCULANTE			
Propiedad, paneles, mobiliario y equipo – Neto	\$ 5,318	\$ 1,087,622	\$ 1,092,940
Activos intangibles	885,393	437,570	1,322,963
Concesiones	-	1,803,435	1,803,435
Inversiones en asociadas	188,767	-	188,767
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	203,350	1,327	204,677
Partes relacionadas	-	100,459	100,460
Activos por derecho de uso	5,634	651,254	656,888
Activo por impuesto diferido	-	202,633	202,633
Otros activos	6,658	77,409	84,067
TOTAL ACTIVO NO CIRCULANTE	\$ 1,295,120	\$ 4,361,709	\$ 5,656,829
ACTIVO CIRCULANTE			
Inventarios	-	431,862	431,861
Clientes	106,930	160,095	267,025
Partes relacionadas	276,193	169,837	446,031
Otras cuentas por cobrar	60,101	498,559	558,660
Efectivo y equivalentes de efectivo	31,737	481,108	512,845
Efectivo restringido	220,346	145,125	365,471
TOTAL ACTIVO CIRCULANTE	695,307	1,886,586	2,581,893
TOTAL ACTIVO	\$ 1,990,427	\$ 6,248,295	\$ 8,238,722
CAPITAL CONTABLE			
Capital social	\$924,257	-	924,257
Prima de emisión	582,273	-	582,273
Aportaciones para futuros aumentos de capital	2,916	-	2,916
Ajuste a valor razonable del aumento de capital	695,310	-	695,310
Pérdidas acumuladas	(1,141,224)	135,044	(1,006,180)
Otros resultados integrales	(112,473)	(10,735)	(123,208)
Capital contable atribuible a la Participación controladora	951,059	124,309	1,075,368
Participación no controladora	17,576	1,458,787	1,476,363
TOTAL CAPITAL CONTABLE	968,635	1,583,096	2,551,731
PASIVO			
PASIVO NO CIRCULANTE			
Préstamos bancarios	18,783	352,841	371,624
Pasivos por arrendamientos	3,116	509,759	512,875
Partes relacionadas	-	39,274	39,274
Otros pasivos	-	120,560	120,560
Garantías financieras otorgadas	11,253	-	11,253
Impuesto sobre la renta diferido	19,076	53,718	72,794
Provisiones	-	838,220	838,220
TOTAL PASIVO NO CIRCULANTE	52,228	1,914,372	1,966,600
PASIVO CIRCULANTE			
Préstamos bancarios	-	280,094	280,094
Cuentas por pagar y gastos acumulados	340,738	1,162,444	1,503,182
Partes relacionadas	620,699	1,105,209	1,725,908
Pasivos por arrendamientos	3,005	114,642	117,647
Impuesto a la utilidad por pagar	5,122	88,438	93,560
TOTAL PASIVO CIRCULANTE	969,564	2,750,827	3,720,391
TOTAL PASIVO	1,021,792	4,065,199	5,686,991
TOTAL CAPITAL CONTABLE Y PASIVO	\$ 1,990,427	\$ 6,248,295	\$ 8,238,722

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Estado consolidado condensado proforma del resultado integral

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2023

(Cifras expresadas en miles de pesos mexicanos)

	Cox Energy, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (proforma)	CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. y Subsidiarias (diciembre) (proforma)	Total
Ingresos procedentes de contratos con clientes	\$ 639,792	\$ 560,127	\$ 1,199,919
Costos por servicios	<u>(569,176)</u>	<u>(182,199)</u>	<u>(751,375)</u>
Utilidad bruta	<u>70,616</u>	<u>377,928</u>	<u>448,544</u>
Gastos de operación	(400,899)	(123,805)	(524,705)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(21,074)	-	(21,074)
Otros ingresos, neto	35,875	181,707	217,583
Total gastos de operación	<u>(386,098)</u>	<u>57,902</u>	<u>(328,196)</u>
Utilidad (pérdida) de operación	<u>(315,482)</u>	<u>435,830</u>	<u>120,348</u>
Resultado de financiamiento:			
Ingresos financieros	14,925	22,979	37,904
Costos financieros	(112,343)	(80,079)	(192,422)
Pérdida por tipo de cambio – Neto	<u>(2,479)</u>	<u>(22,435)</u>	<u>(24,914)</u>
Total resultado de financiamiento	<u>(99,897)</u>	<u>(79,535)</u>	<u>(179,432)</u>
Participación en los resultados de asociadas	39,564	-	39,564
Pérdida antes de impuestos a la utilidad	<u>(375,815)</u>	<u>356,295</u>	<u>(19,520)</u>
Impuestos a la utilidad	<u>(3,655)</u>	<u>(102,421)</u>	<u>(106,076)</u>
Pérdida neta del período	<u>\$ (379,470)</u>	<u>\$ 253,874</u>	<u>\$ (125,596)</u>
Pérdida neta atribuible a:			
Participación controladora	(382,901)	112,304	(270,597)
Participación no controladora	<u>3,431</u>	<u>141,570</u>	<u>145,001</u>
Pérdida por acción:			
Pérdida básica y diluida por acción ordinaria			(158)
Pérdida neta del periodo	(379,470)	253,874	(125,596)
Otros resultados integrales:			
Partidas que pueden ser reclasificadas a resultados			
Diferencias en cambio por conversión de negocios en el extranjero	-	(39,906)	(39,906)
Otros resultados integrales neto del periodo	-	(39,906)	(39,906)
Total resultado integral neto del periodo	(379,470)	213,968	(165,502)
Total resultado integral neto del período atribuible a:			
Participación controladora	(382,901)	225,810	(157,091)
Participación no controladora	<u>3,431</u>	<u>11,842</u>	<u>(8,411)</u>
	<u>\$ (379,470)</u>	<u>\$ 213,968</u>	<u>\$ (165,502)</u>

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Notas sobre la Información financiera consolidada condensada proforma
31 de diciembre de 2023

Nota 1 - Actividad y antecedentes

Cox Energy, S. A. B. de C. V. (anteriormente Cox Energy América, S.A.B. de C.V. y en adelante “Cox Energy” o la “Compañía”) y sus entidades subsidiarias y asociadas integran el Grupo Cox Energy (en adelante el “Grupo”).

Con fecha 13 de abril de 2023, y previa solicitud de la Compañía, la Dirección de Normatividad Mercantil de la Secretaría de Economía resolvió autorizar el uso de la denominación o razón social Cox Energy, con el consiguiente cambio de Cox Energy América, S.A.B. de C.V. a Cox Energy, S. A. B. de C. V.

La Compañía se constituyó en México con fecha 4 de marzo de 2015 de conformidad con las leyes vigentes en los Estados Unidos Mexicanos.

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo tiene como última controladora a Cox ABG Group, S.A. (anteriormente Cox Energy Solar, S.A. y en adelante “Cox ABG”). Esta última fue constituida el 24 de julio de 2014 en Madrid, España, de conformidad con la legislación española.

Cox ABG es la última controladora de un grupo de entidades y de activos que tienen como objeto participar en el mercado de la generación de energía eléctrica renovable, principalmente de origen solar fotovoltaico, mediante un modelo de negocio dirigido a la creación de valor en proyectos de generación, en diferentes estados de desarrollo, a través de: (i) su plataforma europea basada, principalmente, en España y su plataforma en América Latina con diferentes proyectos en México, Chile, Colombia y la región de Centroamérica y Caribe, entre otros países.

Con la incorporación de Cox Abengoa Infraestructuras Energía, se desarrollan unidades productivas localizadas principalmente en Brasil, Argelia y Sudáfrica, entre otros países.

En particular, el Grupo realiza las siguientes actividades:

- Generar, comercializar y/o distribuir energía eléctrica al amparo de las Leyes y Reglamentos correspondientes en cada país en los que opera.
- Diseñar, proyectar, construir y operar toda clase de obras civiles y electromecánicas y, en particular, de centrales eléctricas a través de las cuales generará la energía para los fines permitidos por las Leyes y Reglamentos aplicables a cada país.
- Operar y administrar centrales eléctricas, principalmente, bajo tecnología fotovoltaica, y
- Y otros actos de comercio que se relacionen con su objeto social.

El Grupo configura las anteriores actividades dentro de los siguientes segmentos:

- Servicios e ingeniería y construcción: actividad donde se aglutina el negocio tradicional de ingeniería en generación de energía y agua. El grupo es especialista en la ejecución de proyectos “llave en mano”: plantas termo solares, híbridas solar-gas, de generación convencional y de biocombustibles, infraestructuras hidráulicas, incluyendo grandes desaladoras y líneas de transmisión eléctrica, entre otros. Además, realiza actividades relacionadas con el desarrollo de tecnología termo solar, tecnología de la gestión del agua, y negocios tecnológicos innovadores como el hidrógeno.

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Notas sobre la Información financiera consolidada condensada proforma
31 de diciembre de 2023

- Generación e Infraestructura Concesional: actividad donde se agrupan activos propios de carácter concesional, donde los ingresos están regulados mediante contratos de venta a largo plazo, tipo compra garantizada ("take or pay") o suministro-venta de energía ("power purchase agreement"). Se incluye en esta actividad la operación de plantas de generación eléctrica (solares, cogeneración o eólicas) y de desalación, así como de líneas de transmisión. Son activos con riesgo bajo de demanda, por lo que los esfuerzos se centran en su óptima operación.
- Bioetanol: actividad donde se agrupan los negocios de bioenergía con un alto componente tecnológico, como los biocombustibles.

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México, México, en calle Montes Urales 415, Colonia Lomas de Chapultepec II Sección, Alcaldía, Miguel Hidalgo, C.P. 11000.

Los títulos del Grupo se encuentran admitidos a cotización en la Bolsa Institucional de Valores (BIVA) de México bajo la clave de pizarra COXA*.

Asimismo, la Compañía cotiza desde el 3 de julio de 2023 en el segmento de negociación BME Growth de BME MTF Equity de España bajo el símbolo COX.

Nota 2 - Descripción de la transacción

En fecha 6 de diciembre de 2023 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas faculta a la Compañía para adquirir hasta el 100% de las participaciones sociales de las unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa (CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. o "CA Infraestructuras") en una o varias operaciones.

Con base a dicha facultad y mediante Contrato de compraventa de participaciones sociales de CA Infraestructuras entre Cox Energy S.L. Unipersonal (el "Comprador") y Cox Infraestructuras, S.L. Unipersonal el "Vendedor") de fecha 7 de diciembre de 2023, la primera adquiere el 5% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras y, de manera simultánea, emite una oferta irrevocable de compra respecto de un 46% de las participaciones representativas del capital social de CA Infraestructuras.

Así mismo, el Vendedor cede irrevocablemente el ejercicio de los derechos políticos de voto del resto de participaciones no transmitidas a favor del Comprador, pudiendo éste comparecer y asistir en nombre y representación del vendedor en sus Juntas Generales, emitiendo el voto en aquel sentido que considere pertinente, de tal suerte que el comprador ostentará la totalidad de los derechos de voto de la sociedad adquirida. Dicha cesión estará en vigor en tanto en cuanto no se materialice el otorgamiento de los instrumentos públicos de compraventa contemplados en el contrato de compraventa. A los efectos, el comprador y el vendedor suscriben junto al contrato de compraventa un pacto de socios que establece los pactos y condiciones vinculantes para los socios entre sí y con CA Infraestructuras como consecuencia de la cesión irrevocable de todos los derechos políticos a favor del Comprador.

Las compañías subsidiarias y asociadas que fueron transferidas como parte de la transacción a Cox Energy fueron las siguientes:

- **Centro Morelos 264, S. A. de C. V.** es una sociedad constituida el 28 de octubre de 2012, de conformidad con las leyes de México y que tiene por objeto el desarrollo y ejecución de todas las actividades necesarias o convenientes, ya sea de manera directa o a través de terceros, para la ejecución del proyecto conocido como "264 CC Centro" convocado por la Comisión Federal de

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Notas sobre la Información financiera consolidada condensada proforma
31 de diciembre de 2023

Electricidad (la "CFE") en México y consistente en un contrato de obra pública financiada para el diseño y construcción, así como cualesquiera otras actividades que permitan la entrega de una central de generación eléctrica de 642 MW, conformada con tres turbinas de gas y una de vapor.

- **Coxabengoa Energy South Africa (Pty) Ltd** (anteriormente Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd.): es una sociedad de derecho sudafricana holding de inversiones y cuya sociedad holding es CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. Dicha sociedad fue constituida el 24 de noviembre de 2011.
- **Kaxu CSP South Africa (Pty) Limited:** es una sociedad de derecho sudafricana que tiene por objeto social la adquisición y arrendamiento de terrenos para la construcción de una planta de energía solar de concentración y cuya sociedad holding es Solar Power PV South Africa Proprietary Limited que posee el 51% del capital social. Dicha sociedad fue constituida el 20 de abril de 2020.
- **Khi CSP South Africa (Proprietary) Limited:** es una sociedad de derecho sudafricana que tiene como objeto social la adquisición y arrendamiento de terrenos para la construcción de una planta de energía solar de concentración y cuya sociedad holding es Solar Power PV South Africa Proprietary Limited que posee el 51% del capital social. Dicha sociedad fue constituida el 25 de abril de 2010.
- **Abener Argelia S.L.U.:** fue constituida en Sevilla con fecha 6 de noviembre de 2006. Su objeto social es la organización y explotación de negocios y actividades tanto en España como en el extranjero, que guarden relación con la promoción o la utilización de fuentes de energía renovables o mejoras de eficiencia energética de procesos industriales en los campos de la Energía, Medioambiente e Industria, por sí misma o mediante la inversión, directa o indirecta, suscripción, adquisición, enajenación, cesión a gravamen de todo tipo de acciones y participaciones sociales.
- Solar Power Plant One (SPP1): es una sociedad anónima de proyectos de derecho argelino, creada el 30 de julio de 2006 por los socios NEAL (New Energy Argelia), Spa y Abener Energía, S. A. (Abener), y cuyo único objeto es la construcción y la operación, durante un periodo de 25 años, de una central eléctrica en híbrido solar-gas de 150 MW en Hassi R'Mel (Wilaya de Laghouat). La duración de la sociedad es de 30 años desde la fecha de alta en el Registro de Comercio.
- Abengoa Bioenergía Brasil, S. A.: es una sociedad que tiene por objeto la representación de otras empresas, nacionales o extranjeras, por cuenta propia o de terceros y la participación en cualesquiera otras sociedades, como socio o accionista. Dicha sociedad fue constituida el 19 de septiembre 2003.
- Abengoa Bioenergía Agroindustria, Ltda.: es una sociedad con sede en el municipio de Santa Cruz das Palmeiras, Estado de São Paulo, Brasil. Su actividad es, principalmente, la fabricación y comercialización de azúcar, etanol y derivados a partir de productos de origen agrícola en general, así como la cogeneración y comercialización de energía eléctrica. Dicha sociedad fue constituida el 31 de octubre de 2003.
- **Abengoa Bioenergía Santa Fe, Ltda.:** es una sociedad que tiene por objeto la prestación de servicios combinados de oficina y apoyo administrativo, fotocopiado, preparación de documentos y otros servicios especializados de apoyo administrativo y participación en cualesquiera otras empresas, en Brasil y en el exterior, como socio o accionista. Dicha sociedad fue constituida el 3 de abril de 2000.

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Notas sobre la Información financiera consolidada condensada proforma
31 de diciembre de 2023

- Abengoa Bioenergía **Trading Brasil, Ltda.** es una sociedad constituida el 23 de diciembre de 2008, que tiene por objeto la prestación de servicios de administración, consultoría, asesoría, representación comercial y crédito relacionados con el etanol, bioetanol, azúcar y otros derivados y subproductos de la industria sucroalcoholera, la prestación de servicios de transporte de mercancías por carretera, la compra, venta, importación y exportación de etanol, bioetanol, azúcar y otros derivados y subproductos de la industria sucroalcoholera, por cuenta propia o de terceros y participación en otras empresas como socio o accionista.
- **ASA Bioenergy Holding AG:** es una sociedad anónima domiciliada en Zug, Suiza. Fue constituida el 3 de mayo de 2002 y tiene por objeto principal la adquisición y la permanente gestión de participaciones en sociedades de cualquier clase. El 29 de noviembre de 2019 su accionista adoptó la disolución de la sociedad, la liquidación se registró el 3 de diciembre de 2019 en el Registro Mercantil de Zug.
- Abengoa Bioenergía Inovações Ltda. (en recuperación judicial) es una sociedad constituida el 4 de junio de 2012, que tiene por objeto la participación en cualesquiera otras sociedades, como socio o accionista, concesión de licencias de propiedad intelectual, conocimientos técnicos y tecnologías, la prestación de servicios de administración, asesoría y consultoría en las tecnologías por ella licenciadas, así como obras de montaje industrial.
- CA Infraestructuras Construcción 2023, S.L. : es una sociedad constituida el 20 de noviembre de 2023, domiciliada en calle Energía Solar, número 1, Campus Palmas Altas, de Sevilla, con NIF provisional B-56692106 y que tiene por objeto la construcción, montaje, pruebas y puesta en marcha, operación, mantenimiento, conservación, suministro, distribución y ejecución de toda clase de proyectos y obras, tanto públicas como privadas, en el ámbito de la energía termosolar, fotovoltaica, eólica, medioambiental, biocombustible, ciclos combinados, petroquímicas o cualquier otro tipo de energía renovable o convencional así como cualquier proyecto relacionado con la generación, transmisión, aprovechamiento, transformación, almacenamiento de cualquier clase de energía y productos energéticos. Su objeto social comprenderá también las obras civiles, eléctricas o mecánicas, o de edificación complementarias y fabricación auxiliar respecto a dichas actividades

La compradora Cox Energy, S.L.U. y la vendedora Cox Infraestructuras, S.L. (las "Partes") han acordado como precio de compraventa del 5% del capital social un importe de EUR 5 Millones (el "Precio I"), equivalente a \$93 millones.

De igual manera, las Partes han acordado como precio de compraventa del 46% del capital social un importe de EUR 46 Millones (el "Precio II"), equivalente a \$874 millones.

El comprador abonará el Precio I en el plazo máximo de 6 meses, sin que quede condicionada la compraventa a condición resolutoria o suspensiva alguna.

El comprador abonará el Precio II en el plazo máximo de 6 meses desde que se cumplan las siguientes cuestiones y procesos administrativos pendientes de ejecutar y materializar relacionados con ciertos activos de CA Infraestructuras, a saber, entre otros:

- Obtención de las preceptivas autorizaciones y licencias administrativas nacionales o supranacionales, en su caso, que fueran necesarias como consecuencia del cambio de control de CA Infraestructuras.

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Notas sobre la Información financiera consolidada condensada proforma
31 de diciembre de 2023

- Cambio efectivo de titularidad y de control en las sociedades Centro Morelos 264, S. A. de C. V.; Solar Power PV South Africa (Pty) Ltd; Abener Argelia, S.L.; Solar Power Plant One (SPP1); Asa Bioenergy Holding, AG y Abengoa Bioenergía Brasil, S. A. a favor de la propia CA Infraestructuras y que están integradas en su activo como consecuencia de la aportación no dineraria de la Unidad Productiva Autónoma efectuada el pasado día 28 de julio de 2023.
- Novación subjetiva extintiva a favor de CA Infraestructuras en el Proyecto Dubai Solar Power Plant - DSP IV (Dewa).
- Novación subjetiva extintiva a favor de CA Infraestructuras, en su calidad de nueva avalada, en aquellos avales que estén vigentes en garantía del proyecto anterior.

Las Partes acuerdan que las anteriores cuestiones deberán haberse cumplido y finalizado antes del 1 de agosto de 2024. En tanto en cuanto no se logren los anteriores hitos, la oferta irrevocable de compra del 46% no será eficaz ni exigible, de modo que no producirá efectos entre las Partes. Sin perjuicio de lo anterior, si llegado el plazo antes indicado quedara alguna cuestión pendiente de cumplimiento, el Comprador podrá renunciar a la misma, entendiéndose cumplidas las cuestiones antes mencionadas.

Sin perjuicio de lo anterior, las Partes acuerdan que el Comprador podrá optar (dentro del plazo permitido para la satisfacción respectiva del Precio I y II) y el Vendedor no podrá oponerse (estando obligado a ello), a que el pago dinerario del precio que quede pendiente en cualquier momento se capitalice en el capital social de la propia Compradora o en el de la Compañía ("Deudor Solidario"), mediante la conversión de dicho crédito en participaciones sociales, mediante un aumento de capital de nuevas participaciones (con prima de asunción acorde) o, mutatis mutandi, en acciones (con prima de emisión), con los mismos derechos y obligaciones que las participaciones o acciones existentes, conforme determine un tercero experto independiente, a elegir de común acuerdo por las Partes.

El precio no está sujeto a ajustes y será pagado con recursos propios por el Comprador en la fecha de cumplimiento de determinadas condiciones.

Nota 3 - Bases de preparación de los estados financieros consolidados condensados proforma

Bases de preparación

Para efectos de estos estados financieros proforma no auditados la información financiera fuente utilizada por la Administración fue la siguiente:

- a. El total del estado consolidado condensado de posición financiera al 31 de diciembre de 2023 presenta la información financiera de Cox Energy, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias considerando que el impacto de la transacción ya se refleja plenamente en el Estado de Situación Financiera Consolidado auditado de Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2023, y fue preparado utilizando la siguiente información:
 - El estado consolidado condensado proforma no auditado de posición financiera al 31 de diciembre de 2023 de Cox Energy, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias a esa fecha el cual presenta la información financiera antes de la transacción.
 - El estado consolidado condensado proforma no auditado de posición financiera al 31 de diciembre de 2023 de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. y Subsidiarias a esa fecha que presenta la información financiera antes de la transacción.

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Notas sobre la Información financiera consolidada condensada proforma
31 de diciembre de 2023

- Ajustes de consolidación y contabilización de la transacción una vez realizada, los cuales no se presentan de forma separada
- b. El total del estado consolidado condensado de resultado integral por el año terminado el 31 de diciembre de 2023 presenta la información financiera de Cox Energy, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias considerando que el impacto de la transacción ya se refleja plenamente en el Estado del Resultado Integral Consolidado auditado de Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2023, y fue preparado utilizando la siguiente información:
- El estado de Resultado Integral Consolidado condensado proforma no auditado al 31 de diciembre de 2023 de Cox Energy, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias el cual presenta la información financiera por el año terminado en esa fecha antes de la transacción.
 - El estado de Resultado Integral Consolidado condensado proforma no auditado al 31 de diciembre de 2023 de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L. y Subsidiarias que presenta la información financiera por el periodo del 7 al 31 de diciembre de 2023, antes de la transacción.
 - Ajustes de consolidación y contabilización de la transacción una vez realizada, los cuales no se presentan de forma separada

Las políticas contables materiales aplicadas son las mismas de la Compañía, las cuales están de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“Normas de contabilidad NIIF”) y las Interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de NIIF (“CINIIF”) aplicables para empresas que reportan bajo NIIF. Los estados financieros consolidados cumplen con las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por sus siglas en inglés).

Debido a que CA Infraestructuras es una compañía constituida el 21 de junio de 2023 y sus subsidiarias (unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa) se encontraban en proceso de liquidación y bajo la Administración Concursal de E&Y, la Administración no es responsable de la información para formular estados financieros consolidados condensados proforma comparativos para los periodos a reportar.

Nota 4 - Tratamiento contable de la transacción

La Sociedad ha analizado si el acuerdo de adquisición del 5% de las participaciones representativas del capital de CA Infraestructuras, la oferta irrevocable de compra respecto del 46% y la cesión irrevocable del ejercicio de los derechos políticos de voto del resto de participaciones no transmitidas a favor del Comprador otorga Control bajo la perspectiva de NIIF 10 a los efectos de su consolidación en los estados financieros consolidados de Cox Energy.

Cox Energy interpreta que la consolidación de una entidad controlada según define la norma NIIF 10 se produce cuando la entidad controladora ejerce control sobre las políticas financieras y operativas de la entidad controlada (CA Infraestructuras).

Dicha influencia, o control, se pone de manifiesto a través del poder de la entidad controladora para tomar decisiones relevantes, en el marco definido por el contrato de compraventa y el pacto de socios que acompaña al contrato de compraventa y los acuerdos en ellos contenidos y que afectará, definitivamente, el rendimiento y los beneficios económicos de la entidad controlada.

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Notas sobre la Información financiera consolidada condensada proforma
31 de diciembre de 2023

El vendedor de las participaciones de CA Infraestructuras es la sociedad Cox Infraestructuras, S.L., subsidiaria de COX ABG Group S. A., la controladora de antes y después de la transacción, por lo cual la operación de reorganización se consideró una operación de adquisición de negocio bajo control común.

Por tanto, la Compañía entiende que la transacción se corresponde con la compra de un negocio bajo NIIF3, en la medida que estaría dentro del alcance de la definición de una combinación de entidades o negocios bajo control común, siendo una combinación de negocios en que todas las entidades o negocios que se están combinando son controladas en última instancia por la misma parte o partes, antes y después de la combinación de negocios y el control no es transitorio.

Si bien, tal y como expresó en 2020 el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, NIIF no contiene guías para el tratamiento contable de combinaciones de entidades o negocios bajo control común. Generalmente se requiere, con base a la sustancia económica, hechos y circunstancias de cada transacción, desarrollar una política que sea relevante para las necesidades de toma de decisiones de los usuarios y que sea fiable. Así como aplicarla consistentemente a transacciones similares. Por lo cual, en base a los hechos y circunstancias, dada la reorganización de los negocios llevada a cabo y la estimación de valores de mercado realizada, y considerando que la literatura de la norma internacional permite a la sociedad registrar la operación de obtención de control mediante combinación de negocios por el método de compra a valor razonable, siendo éste el valor de la contraprestación pagada, este fue aplicado.

El objeto de la transacción consiste en la integración de las unidades productivas de los negocios de energía de Abengoa (identificada como “verticales” independientes) como complemento de la actividad de la Compañía. Las unidades productivas anteriormente citadas se configuran como ramas de actividad en la medida que se trata de elementos patrimoniales (bienes, derechos y obligaciones) que pueden conformar de manera autónoma una unidad económica.

En base a todo lo anterior y lo establecido en contrato, los principales impactos contables que se registran en los estados financieros consolidados de Cox Energy, a fecha de la operación, son los siguientes:

Activos y pasivos identificables adquiridos, cuyo valor razonable a la fecha de adquisición se ha estimado de forma preliminar:

Descripción	Importe
Propiedades, paneles, mobiliario y equipo - Neto	\$ 1,086,042
Activos intangibles	21,678
Concesiones	1,803,415
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultados	1,347
Préstamos a partes relacionadas	189,799
Otros activos	76,432
Activos por derecho de uso	571,935
Activos por impuestos diferidos	261,391
Inventarios	536,342
Clientes	159,804
Otras cuentas por cobrar	518,719
Efectivo y equivalentes de efectivo	407,847
Efectivo restringido	<u>148,983</u>
Total activos	<u>\$ 6,199,626</u>

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Notas sobre la Información financiera consolidada condensada proforma
31 de diciembre de 2023

Descripción	Importe
Préstamos bancarios	\$ 642,060
Pasivos por arrendamiento	416,306
Préstamos a partes relacionadas	64,015
Otros pasivos	120,560
Impuesto Sobre la Renta Diferido	2,522
Provisiones	758,945
Préstamos con entidades de crédito	114,119
Cuentas por pagar y gastos acumulados	2,008,366
Impuestos a la utilidad corriente	<u>62,995</u>
Total pasivos	<u>\$ 4,189,888</u>
Total activos netos asumidos	\$ 2,009,378
Participación no controladora	(1,458,787)
Mas: crédito mercantil ^(b)	<u>416,320</u>
Activo	
Contraprestación ^(a)	<u>\$ 967,271</u>

(a) Este valor de la contraprestación 51 millones de euros (\$967,271) fue determinado con base en los activos y pasivos, así como en el negocio adquirido para lo cual se tuvo el apoyo de un experto independiente utilizando una metodología basada en flujos de efectivo descontados. El modelo financiero por flujos descontados fue basado en una serie de datos e hipótesis para crear una representación del comportamiento esperado las unidades productivas de los negocios de CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. durante un período de tiempo

(b) El crédito mercantil de 21.9 millones de euros (\$416,320) representa la diferencia preliminar entre la contraprestación transferida, el valor razonable preliminar de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de la adquisición y el PPA preliminar asignado a proyectos

Las estimaciones preliminares serán revisadas una vez que se termine el proceso de valuación de los activos netos identificables adquiridos en los próximos 12 meses, y estos valores preliminares serán actualizados en la medida que se identifiquen ajustes por hechos y circunstancias que existan a la fecha de adquisición.

La participación no controladora fue reconocida con base en la participación proporcional de los pasivos netos asumidos del negocio.

No ha surgido pasivo contingente alguno de esta adquisición que deba ser registrado; tampoco existen acuerdos de contraprestación contingente.

Los ingresos aportados por el negocio adquirido incluidos en el estado consolidado de resultados desde la fecha efectiva de la adquisición del 7 de diciembre de 2023 al 31 de diciembre de 2023 fueron de \$112 millones (\$141 millones la participación no controladora). El total de ingresos para el periodo de consolidación desde la fecha efectiva asciende a \$560,126. Para el periodo de 12 meses el total de los ingresos se aproximaría a \$2,725 millones.

Cox Energy, S. A. B. de C. V. y subsidiarias

Notas sobre la Información financiera consolidada condensada proforma
31 de diciembre de 2023

Nota 5 - Tratamiento fiscal de la transacción

La transacción no tiene efectos fiscales en las sociedades que afecten al perímetro de consolidación de la Emisora.

Los efectos fiscales de esta transacción son exclusivamente para el Vendedor por lo que no se prevén consideraciones fiscales para CA Infraestructuras Energía 2023, S.L.U. ni para el Comprador.



Al Consejo de Administración
Cox Energy, S. A. B. de C. V.
Montes Urales 415-Piso 5
Col. Lomas de Virreyes
Alc. Miguel Hidalgo
C.P. 11000, Ciudad de México

Ciudad de México, 27 de junio de 2024

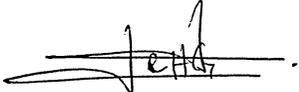
Estimados miembros del Consejo de Administración:

Con relación a los estados financieros consolidados condensados proforma de Cox Energy, S. A. B. de C. V. (Emisora) correspondientes al 31 de diciembre de 2023 y por el periodo de doce meses que terminó el 31 de diciembre de 2023 y en cumplimiento con las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras Supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten Servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos (las Disposiciones), publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 26 de abril de 2018, incluyendo sus modificaciones, manifestamos nuestro consentimiento para que la Emisora incorpore en el folleto informativo a que hace referencia el artículo 35 fracción I de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores, el informe sobre la compilación de la información financiera consolidada condensada que al efecto emití como Socio de Auditoría.

Lo anterior, en el entendido de que previamente como Socio de Auditoría me cerciore de que la información financiera contenida en el referido folleto informativo, así como cualquier otra información financiera incluida en dicho documento cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros consolidados condensados proforma o del informe que al efecto audité, coincide con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

PricewaterhouseCoopers, S.C.


L.C.P.C. Patricia Soriano Solares
Socia de Auditoría


L. C. P. C. Guillermo Robles Haro
Representante Legal