



Valoración de empresa AES GENER

PARA LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAGÍSTER EN FINANZAS

Alumno: Pablo Andrés Morales Vera

Profesor Guía: Francisco Marcet

Santiago, septiembre 2020

Dedicatoria

A mi madre, por darme la vida e inculcarme el amor a ella

A mi padre, por darme el mayor activo que poseo, los estudios

A mis hermanos, por enseñarme que uno nunca está solo

A mis maestros, por formarme en diferentes áreas e intereses

A la Sra Teo, por permitirme observar su pureza, sensibilidad y fuerza

A mi mujer, por acompañarme en esta maravillosa aventura

A mis hijos, por iluminar mis días

Contenido

Dedicatoria	2
1. Resumen ejecutivo	9
2. Metodología	10
2.1. Flujo de caja descontado:	10
3. Descripción de la Empresa e Industria	13
3.1. Descripción de la industria	13
3.1.1. Argentina.....	13
3.1.2. Chile.....	15
3.1.3. Colombia.....	19
3.2. Descripción de la empresa.....	21
3.2.1. Los 12 mayores accionistas de AEG Gener	26
3.2.2. Filiales.....	27
3.3. Empresas Benchmark.....	28
3.3.1. Colbún.....	28
3.3.2. Engie.....	29
3.3.3. Enel.....	30
4. Descripción del Financiamiento de la Empresa	32
5. Estructura de capital.....	34
5.1. Balance histórico de AES Gener	34
5.2. Ratios financieros de deuda y patrimonio.....	36
6. Estimación del beta patrimonial de la empresa	38
7. Estimación del costo de capital.....	39
7.1. Costo de la Deuda.....	39
7.2. Beta de la Deuda.....	39
7.3. Beta de la Acción	39
7.4. Beta Patrimonial Sin Deuda.....	39
7.5. Beta Patrimonial Con deuda	40
7.6. Costo Patrimonial.....	40
7.7 Costo de Capital.....	41
8. Análisis operacional del negocio e industria.....	42

8.1. Análisis de las ventas	42
8.2. Análisis de la industria	43
8.3. Análisis de costos de operación	45
8.4. Análisis de cuentas no operacionales	46
8.5. Análisis de activos	47
9. Proyección estados financieros	49
9.1. Proyección de ingresos de operación	49
9.1.1. Argentina	49
9.1.2. Chile	50
9.1.3. Colombia	59
9.2. Proyección de costos de operación	62
9.3. Proyección de resultado no operacional	63
9.4. Ganancia antes de impuestos	65
9.5. Pago de impuestos	66
9.6. Ganancia o pérdida	66
10. Valoración por flujo de caja descontado	67
10.1. Ajuste depreciación	67
10.2. Inversiones de Capital	67
10.2.1. Inversión en reposición	68
10.2.2. Inversión en reposición de nuevos activos fijos	69
10.2.3 Inversión en nuevos activos fijos	69
10.3. Inversión en capital de trabajo	70
10.3.1. Delta CTON	70
10.3.2. RCTON	71
10.4. Activos prescindibles	72
10.5. Valor terminal	72
10.6. Flujo de caja libre	72
11. Valor económico y precio de la acción	75
11.1. Precio de la acción	75
11.2. Sensibilidad	76
12. Conclusiones	77

13. Bibliografía	79
14. Anexos.....	80
Anexo I: Subsidiarias de AES Gener	80
Anexo II: Activos y pasivos históricos de AES Gener	81
Anexo III: Repositorio de contratos.....	83
Anexo IV: Proyección de estado de resultados de los distintos segmentos	94

Ilustración 1: Modelo de valoración por flujos descontados. Elaboración propia.....	10
Ilustración 2: Modelo de valoración por flujos descontados. Elaboración propia.	11
Ilustración 3: Tecnología de la capacidad instalada, por segmento. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.	22
Ilustración 4: Porcentaje de la capacidad instalada por tecnología. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.	23
Ilustración 5: Ubicación de las centrales de AES Gener en los distintos países de operación. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.	24
Ilustración 6: Avance de la estrategia AES Gener en términos de capacidad instalada. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.	25
Ilustración 7: Generación bruta por segmento de negocio. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.	25
Ilustración 8: EBITDA por mercado. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.	26
Ilustración 9: Ingresos por segmento de negocio año 2019. Fuente: memoria 2019. Elaboración propia.	42
Ilustración 10: Demanda y crecimiento histórico y proyectado, con énfasis en último período de gobierno de Cristina Kirchner. Fuente: CAMMESA. Elaboración propia.	50
Ilustración 11: Costo Marginal histórico de Quillota 220kV.....	52
Ilustración 12: Escenarios energéticos posibles asociados a proyección de costos marginales. Fuente: Ministerio de energía.....	53
Ilustración 13: Costos marginales proyectados por escenario. Fuente: Ministerio de energía.....	54
Ilustración 14: Proyección de demanda hasta 2039. Fuente: CNE.....	57
Ilustración 15: Proyección de demanda eléctrica. Fuente: UPME, subdirección de demanda, julio 2019. Elaboración propia.....	60
Ilustración 16: Precio spot histórico. Fuente: Memorias AES Gener (2017-2019). Elaboración propia.	60
Ilustración 17: Evolución del precio de la acción en 2020.....	78
Ilustración 18: Subsidiarias de AES Gener, diciembre 2019. Fuente: Estados de resultado de 2019. Elaboración: AES Gener.....	80

Tabla 1: Información principales 12 accionistas de AES Gener. Fuente: CMF. Elaboración propia.....	27
Tabla 2: Información principales 12 accionistas de Colbún. Fuente: CMF. Elaboración propia.....	29
Tabla 3: Información principales 12 accionistas de Engie. Fuente: CMF. Elaboración propia.....	30
Tabla 4: Información principales 12 accionistas de Enel. Fuente: CMF. Elaboración propia.....	31
Tabla 5: Descripción de la deuda de AES Gener, incluyendo deuda de filiales (1era parte). Elaboración propia.....	32
Tabla 6: Descripción de la deuda de AES Gener, incluyendo deuda de filiales (2da parte). Elaboración propia.....	33
Tabla 7: Detalle de los activos sobre los activos totales. Fuente: memoria anual 2019.....	35
Tabla 8: Detalle de pasivos como porcentaje de los pasivos totales. Fuente: memoria anual 2019.....	36
Tabla 9: Deuda financiera, patrimonio y valor económicos de la empresa. Elaboración propia.....	36
Tabla 10: Ratios financieros de AES Gener. Elaboración propia.....	37
Tabla 11: Beta de la acción de AES Gener, su significancia y presencia bursátil. Elaboración propia.....	38
Tabla 12: Ingresos históricos por segmento de negocios de AES Gener. Elaboración propia.....	42
Tabla 13: Crecimiento de los ingresos por segmento de negocios de AES Gener. Elaboración propia.....	43
Tabla 14: Demanda y su crecimiento, segmento Argentina. Fuente: CAMMESA. Elaboración propia.....	43
Tabla 15: Demanda histórica segmento Chile. Fuente: CNE. Elaboración propia.....	44
Tabla 16: demanda histórica, segmento Colombia. Fuente: UPME. Elaboración propia.	44
Tabla 17: Crecimiento proyectado de la demanda segmento Argentina. Elaboración propia.....	44
Tabla 18: Crecimiento proyectado de la demanda segmento Chile. Fuente: CNE. Elaboración propia.....	45
Tabla 19: Crecimiento proyectado de la demanda segmento Colombia. Fuente: UPME. Elaboración propia.....	45
Tabla 20: Costos venta históricos, por segmento.....	46
Tabla 21: Gastos de administración y ventas históricos, por segmento.....	46
Tabla 22: Catastro de contratos de AES Gener, excluyendo Cochrane, Angamos y Guacolda. Fuente: Coordinador eléctrico nacional. Elaboración propia.....	55
Tabla 23: Reposición de contratos actuales. Elaboración propia.....	56

Tabla 24: Baja de ingresos asociada a renovación de contratos respecto a 2020	56
Tabla 25: Ingresos proyectados por segmento. Elaboración propia	62
Tabla 26: Costos de venta proyectados por segmento. Elaboración propia.....	63
Tabla 27: Ganancia histórica y proyectada de AES Gener, antes de impuestos	65
Tabla 28: Ganancia histórica y proyectada de AES Gener	66
Tabla 29: Depreciación total proyectada de AES Gener	67
Tabla 30: Depreciación proyectada abierta por segmento.....	67
Tabla 31: Tabla resumen de las inversiones de capital	67
Tabla 32: Compra de propiedades, planta y equipo para las filiales en 2018 y 2019....	69
Tabla 33: Cálculo del CTON histórico	71
Tabla 34: Cálculo RCTON histórico.....	71
Tabla 35: Delta CTON proyectado	71
Tabla 36: Proyección de crecimiento para los distintos segmentos de negocio.....	72
Tabla 37: Flujo de caja hasta ganancia (pérdida) después de impuestos	73
Tabla 38: Ajustes al estado de resultado, flujo de caja bruto y flujo de caja libre.....	73
Tabla 39: Patrimonio económico de AES Gener al 31 de diciembre de 2019	75
Tabla 40: Precio de la acción al 31 de diciembre de 2019.....	75
Tabla 41: Sensibilidad para el precio de la acción	76
Tabla 42: Activos históricos de AES Gener.....	81
Tabla 43: Pasivos históricos de AES Gener	82
Tabla 44: Contratos suscritos por AES Gener y su vencimiento	93
Tabla 45: Estado de resultado proyectado segmento Argentina.....	94
Tabla 46: Estado de resultado proyectado segmento Chile.....	95
Tabla 47: Estado de resultado proyectado de segmento Colombia.....	96

1. Resumen ejecutivo

En el presente documento se valorará la compañía AES Gener, generadora de energía eléctrica con presencia en el mercado chileno, colombiano y argentino. Se analizaron sus tres segmentos por separado dado sus contextos regulatorios, históricos, actuales y futuros, de modo de llevar a cabo una proyección educada de los flujos de caja libre de la compañía.

Como se explicará en el desarrollo de este informe, existen principalmente dos desafíos que van de la mano. El primero es que la compañía se encuentra en plena ejecución de su estrategia Greentegra, que considera convertirse en una generadora mayoritariamente renovable, lo cual requiere una fuerte inversión en infraestructura en un período relativamente corto de tiempo. En adición al desafío anterior, la compañía posee una batería de contratos que se encuentran próximos a terminar, a precios muy favorables respecto de los capaces de conseguir hoy en día en el mercado.

Luego de la valoración, el precio de la acción al que se llegó fue de \$147,0 por acción, frente al observado el 31 de diciembre de 2019, de \$160,0 por acción, es decir un 8,1% más bajo.

2. Metodología

2.1. Flujo de caja descontado:

Esta metodología se basa en la estimación a valor presente de los flujos proyectados a generar por la compañía.

Respecto a lo anterior, hay dos enfoques para la valoración de flujo de caja descontado. La primera es valorar los flujos que pertenecen netamente a los accionistas, y la segunda, que es la que ocuparemos en esta valoración, es calcular el flujo total de los activos, incluyendo los flujos que van a parar a los bonistas, donde para reflejar el riesgo conjunto, se ocupará una tasa que refleje un riesgo ponderado de los flujos de los accionistas y bonistas, la WACC.

El modelo es el siguiente:

$$Valor = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

n = vida del activo bajo valoración

FC_t = flujo de caja en período t

r = Tasa de descuento reflejando el riesgo de los flujos

Ilustración 1: Modelo de valoración por flujos descontados. Elaboración propia

A medida que los flujos de los activos son más riesgosos, la tasa exigida con la cual se hace la valoración es más alta, reflejando que dichos flujos son menos deseados por el inversionista.

Los primeros modelos de valoración nacen de los principios elaborados por Modigliani & Miller de 1961 (MM). Algunas consideraciones sobre este modelo:

- Fue desarrollado para empresas financiadas solamente con Patrimonio
- Inversión igual a depreciación
- Las ganancias luego de inversión se distribuyen como dividendo
- Empresa existe hasta el infinito

$$V(0) = \sum_{t=1}^n \frac{RON(t) - I(t)}{(1 + \rho)^t}$$

Donde

$RON(t)$ = Resultado operacional neto de la empresa en t

$I(t)$ = inversión en activos en t , se asume igual a la depreciación

ρ = tasa de retorno exigida por los accionistas

Cabe destacar que lo que se obtiene aquí es el valor de los activos de la compañía, que para este caso particular es el mismo que el del patrimonio.

Para llegar a un modelo de valoración general, se debe incorporar el hecho de que exista deuda en el valor de los activos, y su subsecuente ahorro tributario en el estado de resultados. Lo que es considerado en el siguiente modelo

$$V = \sum_{t=1}^n \frac{FCL_t}{(1 + k_0)^t} + \frac{V(T)}{(1 + k_0)^t}$$

FCL_t = flujo de caja libre en t

k_0 = Tasa WACC

$V(T)$ = valor terminal de la compañía en $t = T$

Ilustración 2: Modelo de valoración por flujos descontados. Elaboración propia.

En este caso, al igual que el anterior, se logra determinar el valor presente de los activos de la compañía, donde para lograr encontrar el valor del patrimonio se debe restar el valor presente de la deuda. Finalmente, cuando se tiene el valor del patrimonio, y tomando el número de acciones suscritas, se puede calcular el valor de la acción a la fecha de valoración.

3. Descripción de la Empresa e Industria

3.1. Descripción de la industria

La industria eléctrica consta de 3 líneas de negocio, la transmisión, distribución y la generación de energía eléctrica, donde a su vez hemos dividido la descripción en 3 apartados, por país, ya que la regulación y tratamiento es diferenciado para cada operación.

3.1.1. Argentina

Transmisión

Se basa en concesiones entregadas por los distintos gobiernos federales, la forma de remuneración es en base de peajes.

Distribución

Se basa en concesiones entregadas por los distintos gobiernos federales y tienen la obligación de suministrar electricidad a los usuarios finales dentro de un área de concesión. La remuneración es regulada y deben cumplir exigencias en términos de la calidad del servicio.

Generación

Bajo la ley eléctrica de Argentina se crea el MEM (mercado eléctrico mayorista), en el cual participan 4 actores, generadores, distribuidores, transmisores y grandes clientes.

CAMMESA es el organismo coordinador, del cual son accionistas los actores mencionados anteriormente en un 80% y el estado nacional con el 20% restante. Su

objetivo, al igual que el coordinador eléctrico nacional en Chile, es abastecer la demanda al mínimo costo posible.

Actualmente CAMMESA provee a los generadores de combustibles, lo cual ha ido cambiando a través del tiempo. El objetivo principal de esto es tener poder de compra para negociar mejor los precios de dichos combustibles.

El ENRE es el ente regulador del mercado eléctrico, dependiente de la secretaría de energía y ésta a su vez depende del ministerio de desarrollo productivo.

Los tipos de clientes en el mercado argentino son:

- Grandes usuarios mayores (GUMA) con potencia mayor a 1MW y consumos mayores a 4.380 MWh/año
- Grandes usuarios menores (GUME), con potencia entre 30kW y 2MW
- Grandes usuarios particulares (GUPA) con potencia entre 30kW y 100kW.

Los precios de los contratos con clientes industriales son negociados libremente y están nominados en US\$.

Existe el esquema plus, bajo el cual se celebran contratos entre generadores y clientes basados en los costos de operación y un margen de ganancia, el cual debe ser determinado por la secretaria de energía.

La venta de energía al mercado spot ha tenido varios cambios a través del tiempo

- 2013: Se emite la resolución 95/2013, convierte la remuneración de los generadores a un esquema de “costo medio”.
- 2014: Se actualizan los precios de la resolución del año anterior, reflejando el aumento de los costos e incorpora nuevos ingresos por concepto de mantenimientos mayores.
- 2015: Se emite la resolución 482/2015, determina que la remuneración de los generadores se basa en (y es pagada) en base a los siguientes conceptos:
 1. Costos Variables O&M: Se fija por tecnología y MW instalados y se remunera en base a energía generada.
 2. Margen generador: Se fija por tecnología y MW instalados y se remunera en base a energía generada.

3. Margen fideicomiso: Se fija por tecnología y MW instalados. Estos fondos son retenidos por CAMESA, y es reintegrado al generador cuando éste presente un proyecto de infraestructura a ser construido con estos fondos.

4. Mantenimientos no recurrentes: Se fija por tecnología y MW instalados, el objetivo es remunerar los mantenimientos mayores.

5. Recursos para las inversiones del FONINMEM 2015 hasta 2018: Se crea con el fin de invertir en nuevas plantas de generación, se remunera en base a la generación de energía eléctrica.

- 2016. Se emite la resolución 22/2016, actualizando los precios de la resolución 482.

- 2017: Se publica la resolución 19/2017, que reemplaza a la resolución 22/2016 y establece un nuevo esquema de remuneración para los generadores. Se define una remuneración por potencia, dependiendo del tamaño y la tecnología. También se introduce el concepto de energía operada, que es la energía “rotante” o bien el potencial total que tiene una unidad de producir. Establece que las remuneraciones se encuentran dolarizadas.

- 2019: Se emite la resolución N1/2019, modifica los precios de la resolución 19/2017

3.1.2. Chile

Transmisión

Se denomina segmento de transmisión de la energía eléctrica al que hace referencia en términos regulatorios y económicos de las líneas, generalmente de alta tensión, que transportan la energía desde los generadores a los grandes clientes. Éstos pueden ser clientes regulados como las distribuidoras, que agrupan pequeños clientes como los residenciales que no tienen poder de negociación directo con los generadores o los clientes libres, como mineras y grandes empresas, que sí pueden negociar los precios de sus contratos y las condiciones de éstos directamente.

El negocio de la transmisión en Chile es regulado, donde las compañías operan como monopolios naturales. En el caso de Chile, con una participación del 57% del sistema interconectado nacional, la empresa más grande es Transelec, controlada por el Canadian Pension Plan (CPP), British Columbia Investment Management Corp, Public sector investment board y la empresa China Southern Power Grid International.

La transmisión es remunerada en base a una estructura de AVI + COMA, donde se refleja la anualidad del valor de inversión y los costos de operación y mantenimiento de las líneas. El quién paga este AVI + COMA depende en términos exactos por un lado de la prorrata del uso del tramo (entre generadores y clientes finales) y de la zona geográfica donde se encuentre.

Distribución

El segmento de distribución básicamente toma la energía transportada por los transmisores y la entrega a los clientes finales, ya sean libres o bien regulados. El esquema de remuneración se basa en la caracterización de una empresa modelo y los gastos en los que debiese incurrir esta empresa, por área de concesión. Al igual que el segmento de la transmisión también opera como monopolio natural, ya que no tiene sentido que existan líneas paralelas para el mismo servicio de distribución de energía eléctrica.

Generación

Es el principal mercado donde opera AES Gener, este segmento del mercado eléctrico es libre, es decir hay libre competencia hasta cierto punto, ya que hay algunos aspectos que son regulados, que apuntan a la calidad, seguridad y suficiencia de la energía que se inyecta y consume en el sistema.

Las entidades regulatorias son la comisión nacional de energía (CNE), coordinador independiente del SEN, superintendencia de electricidad y combustibles (SEC), servicio de evaluación de impacto ambiental, superintendencia del medio ambiente, tribunales ambientales y dirección general de aguas.

Sin perjuicio de la competencia de los tribunales de justicia, existe un panel de expertos, para resolver discrepancias entre distintas empresas o instituciones ligadas al sector eléctrico.

Existen dos tipos de clientes:

- Libres: Por un lado, los de potencia conectada es superior a 5MW, principalmente mineros y grandes industrias y aquellos de potencia conectada entre 500kW y 5MW, que pueden optar a regímenes de precios libres o pueden ser agrupados dentro de una distribuidora, con la salvedad de que, una vez elegida la modalidad, deben mantenerse en ella por 4 años. Los clientes libres pueden negociar sus contratos directamente con las empresas de generación eléctrica en cuanto a energía a suministrar, potencia requerida, precio, duración del contrato e incluso tecnología de suministro de la energía en algunos casos.
- Regulados: Clientes con potencia conectada menor a 500 kW, principalmente residenciales o comerciales pequeños. Estos clientes están agrupados bajo distribuidoras eléctricas (otro segmento del negocio eléctrico), donde para los precios de energía/potencia de los contratos, se realizan licitaciones por bloque horario.

En términos de la operación del mercado de la generación eléctrica en Chile, el sistema cuenta con un ente coordinador, el coordinador eléctrico nacional (ex CDEC), el cual, tomando la información entregada por cada uno de los generadores, se encarga de planificar la operación del sistema para las siguientes semanas, usando un modelo de optimización de largo plazo. Esta entidad coordinadora se encarga de proveer al sistema de la energía al más bajo costo posible, donde se comienza a llenar la curva de carga (demanda de los consumidores) de manera horaria, comenzando de la central con el costo variable más bajo hasta abastecer la curva de demanda completa. En la planificación del coordinador, hay múltiples variables que determinan el output en cuanto a la generación de cada una de las centrales en estos planes. Por ejemplo, el valor del agua a través del tiempo o también las restricciones en cuanto a la operación de centrales a carbón, tomando en consideración sus los mínimos técnicos, que son los

niveles de mínimos de potencia que una central puede operar para no apagarla, ya que, en el caso de querer volver a encenderlas para hacer frente a una contingencia, el proceso completo puede tomar del orden de decenas de horas.

En términos del funcionamiento y operación del margen variable de las empresas eléctricas, podemos decir que existen dos mundos, el de la entrega de la energía física y el contractual.

Como explicamos anteriormente, existe un ente coordinador que se encarga de hacer el match entre la energía generada y la demanda, en base horaria. Por otro lado, los clientes, ya sean distribuidores que agrupan clientes regulados o clientes libres, deben tener contratos firmados con generadores para ser abastecidos en términos de energía (MWh) y potencia (MW).

Como consecuencia de lo anterior ocurre que en alguna hora del día un determinado generador, siguiendo la planificación dictada por el coordinador, se encuentre generando más energía que la asociada a los contratos que tiene firmados con sus clientes. Así también puede ocurrir lo contrario, que un generador no se encuentre proveyendo energía suficiente para satisfacer la demanda de alguno de sus contratos. Para solucionar estas situaciones, existe un mercado en el que participan los generadores, llamado mercado spot, donde los generadores que se encuentran excedentarios venden su energía a los que se encuentran deficitarios, en base horaria, al costo marginal resultante de la operación del sistema en esa hora (US\$/MWh). Lo mismo ocurre con la potencia, pero en este caso la potencia de un generador no se encuentra disponible cuando entra en mantenimiento o bien en caso de falla.

Algunas definiciones que debemos manejar para entender el funcionamiento del segmento generación.

- a) Costo variable: Costo ya sea costo variable combustible o no combustible (cal, manejo de agua, transporte de combustible, mantenimientos, manejo de residuos, etc) que se declara al coordinador semanalmente por unidad de cada

central que se posea. La idea es que estos costos reflejen los costos que la central incurre al momento de generar energía en el caso de que sea solicitado.

b) Costo marginal: Se mide por barras. Refleja el costo adicional de abastecer un MWh una barra dado un punto de operación, se mide en US\$/MWh. Como hay pérdidas en las líneas eléctricas, no es el mismo costo para todas las líneas.

c) Importancia del costo marginal para el sistema eléctrico

La importancia del valor de los costos marginales de un sistema radica en que por un lado los precios de los contratos van alineados a la expectativa de estos valores en un futuro. Por otro lado, dada la lógica de operación de un sistema eléctrico como el chileno, se van desplazando paulatinamente a las unidades más caras del sistema, lo cual tiene un efecto fuerte en el margen variable de estas generadoras (positivo o negativo), ya que básicamente quedan a merced del mercado, como observadores. Lo mismo ocurre cuando las centrales salen del sistema por disponibilidad, por ejemplo, durante mantenimientos.

3.1.3. Colombia

Transmisión

En el caso colombiano es regulada y la planificación está a cargo del sistema de transmisión nacional (STN), entidad a cargo del gobierno a través de la unidad de planeación minero-energética (UPME), donde se define un horizonte de expansión a 10 años, donde se realizan convocatorias públicas para la adjudicación de los proyectos. Su remuneración se enmarca en el contexto de la resolución CREG 098 de 2019.

Distribución

En el caso colombiano este negocio es regulado, organizado en monopolios regionales a través de los agentes distribuidores, donde éstos deben cumplir con criterios de calidad de servicio. Los operadores de la red de una determinada área son también el mayor comercializador de energía de la zona, atendiendo a usuarios regulados como no regulados.

Comercialización

Los agentes comercializadores son los que se dedican a la intermediación en término de compra y venta de energía. Los clientes libres pueden negociar con los comercializadores, distribuidores o generadores de manera directa, en cambio los regulados será abastecido por empresas comercializadoras o distribuidoras.

Generación

En Colombia (AES Chivor), el mercado de la generación eléctrica es libre, así como regulado para la distribución y transmisión de energía. En Colombia el sistema opera como una bolsa, donde los generadores pueden comercializar su energía. Diariamente deben ofertar un precio único de venta de energía en el spot y declarar la disponibilidad horaria para cada una de sus unidades de generación. Con esta información, el operador del sistema, el centro nacional de despacho selecciona por orden de mérito a las centrales para llenar la curva de carga (demanda). En este caso, el ente generador puede, en base a análisis de riesgos internos, no vender toda la energía disponible en el mercado spot, por ejemplo, para cubrir la demanda de sus contratos ante situaciones climáticas adversas como el fenómeno del niño o la niña.

Existe adicionalmente un mercado para el control automático de generación (AGC), para suministrar servicios de regulación de frecuencia, para garantizar la estabilidad del sistema.

También existe una fuente de ingreso adicional para los generadores llamado cargo por confiabilidad, que busca remunerar la disponibilidad de las centrales para hacer frente a una posible contingencia, normalmente en épocas del fenómeno del niño o de bajos aportes hidrológicos.

Colombia ha definido un esquema de subastas de largo plazo, con el fin de promover el desarrollo de proyectos de ERNC. Estos contratos son a 15 años con postergación de inicio de suministro hasta por dos años.

3.2. Descripción de la empresa

- Razón social: AES GENER S.A
- RUT: 94.272.000-9
- Nemotécnico: Bolsa de Santiago
- Industria: Energética
- Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) y comisión nacional de energía (CNE)

Tipo de operación: AES Gener S.A. es la segunda empresa generadora más importante de Chile en términos de capacidad instalada, con 5.225 MW en operación (de los cuales 3.015 MW son de carbón), incluyendo coligadas y filiales en el extranjero (Argentina y Colombia), solo en Chile, su capacidad instalada es de 3.541 MW al año de 2019, y cuenta con una línea de transmisión internacional (Chile-Argentina) de 410 km.

Es una empresa que aprovecha sus plataformas de electricidad y conocimiento para proporcionar soluciones energéticas y de infraestructura en los mercados que opera. La empresa busca incorporar la generación de energías renovables y tiene el compromiso de no crear más unidades de carbón, contribuyendo así a la descarbonización dentro del rubro, y ampliando así su cartera de soluciones energéticas a sus clientes. El propósito de AES Gener es ser el proveedor de soluciones de energía de elección en Sudamérica, para esto busca desarrollar proyectos diversificando las tecnologías en la

generación de energía térmica, hidroeléctrica, solar y eólica, aparte de generación de baterías y procesos de desalinización de agua. El resultado de la estrategia de la compañía es aumentar la capacidad de generación renovable desde 24% en 2017 a un 51% en el 2024, incluyendo la incorporación de proyectos renovables mediante desarrollo y adquisición, y el cese de operaciones de Ventanas 1 y Ventanas 2 como parte del proceso gradual y responsable acordado con las autoridades para la descarbonización de la matriz energética de Chile.

TIPO	CHILE SEN	COLOMBIA SIN	ARGENTINA SADI	TOTAL
Carbón	3.015	-	-	3.015
Gas/Diesel	-	-	643	643
Hidroeléctrica	271	1.020	-	1.291
Biomasa	13	-	-	13
Solar	22	21	-	43
Viento	110	-	-	110
Total	3.489	1.041	643	5.173

Ilustración 3: Tecnología de la capacidad instalada, por segmento. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.

La ilustración 3 nos detalla la composición de la capacidad instalada de AES Gener por tecnología y por segmento. Podemos ver que a diciembre 2019 en el segmento Chile la tecnología de generación preponderante es carbón (86%), mientras que en Colombia hidráulico (100%) y Argentina gas (100%).

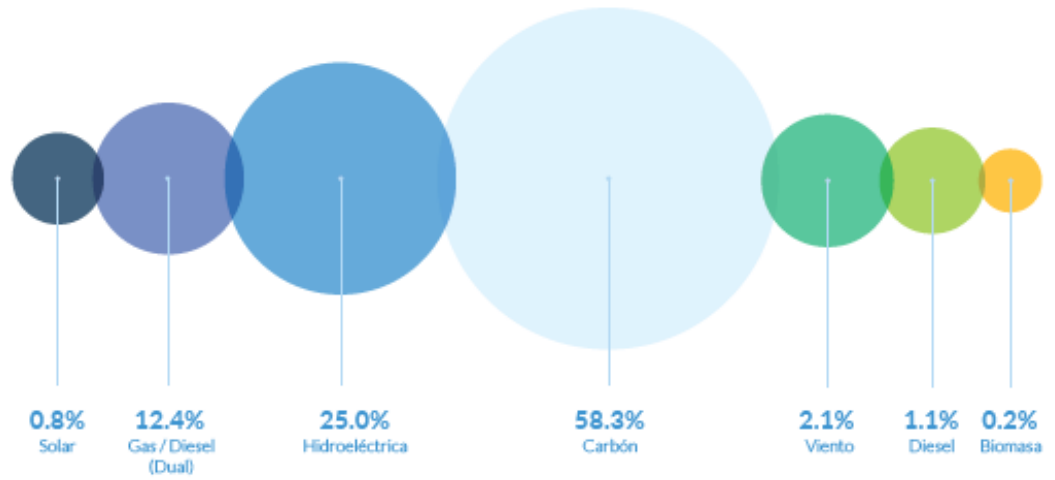


Ilustración 4: Porcentaje de la capacidad instalada por tecnología. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.

En la ilustración 4 se observa el porcentaje de capacidad instalada por tecnología de generación para los 3 segmentos en su conjunto, donde a diciembre 2019 la tecnología preponderante para los segmentos de la región es el carbón (58%)

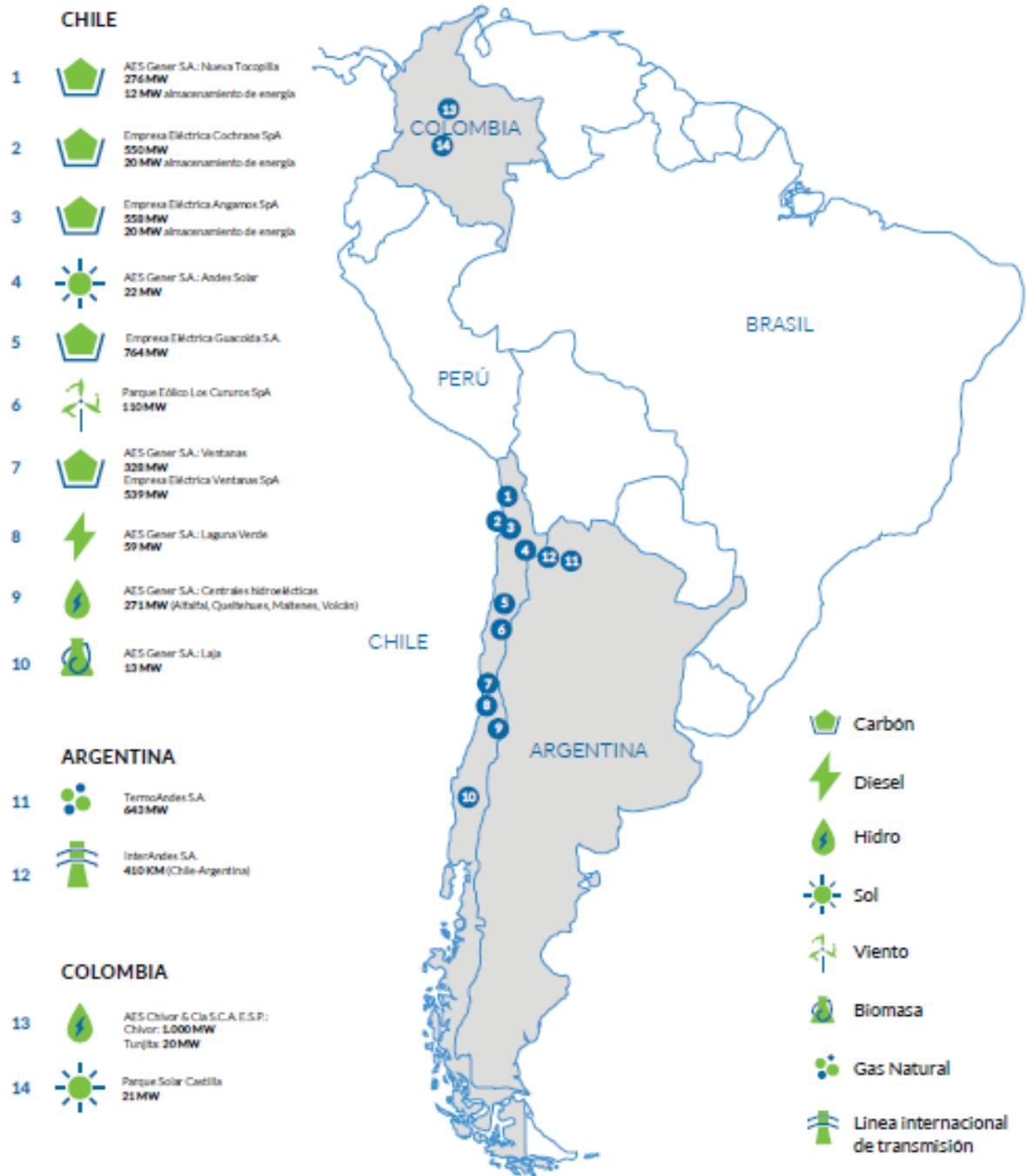


Ilustración 5: Ubicación de las centrales de AES Gener en los distintos países de operación. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.

En la ilustración 5 podemos ver la ubicación de cada una de las centrales de los tres segmentos de la región, su capacidad instalada y la tecnología de cada una de ellas.





	131 MW EN OPERACIÓN DESDE GREENTEGRA	799 MW EN CONSTRUCCIÓN	252 MW LISTA PARA CONSTRUIR EN 2020	3.704 MW EN DESARROLLO
 Hidro		531 MW		
 Eólico	110 MW	178 MW	72 MW	2.854 MW
 Solar	21 MW	80 MW	180 MW	610 MW
 Batería		10 MW		240 MW

Ilustración 6: Avance de la estrategia AES Gener en términos de capacidad instalada. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.

En la ilustración 6 podemos observar en lo que consiste la estrategia Greentegra, donde se destacan los 799MW en construcción, incluyendo Alto Maipo (531MW) y otros proyectos considerados en esta valoración. También se destaca que existen 3.704MW de proyectos en desarrollo, lo que se traduce en una cierta probabilidad de materializarse, por lo que no incluiremos proyectos en esta etapa.

GENERACIÓN BRUTA (MWh)	2016	2017	2018	2019
Argentina	4.735.213	4.392.407	4.254.336	4.297.915
Chile	22.236.550	21.069.961	20.566.744	20.375.296
Colombia	4.364.255	3.863.746	5.219.822	4.480.632
TOTAL	31.336.018	29.326.113	30.040.902	29.153.843

Ilustración 7: Generación bruta por segmento de negocio. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.

En la ilustración 7 se muestra la generación de energía eléctrica por año y por segmento. Podemos concluir que, en términos de energía generada, Chile es el

segmento más importante de la región, totalizando el 70,0% de la energía generada en 2019, le sigue Colombia con 15,4% y finalmente Argentina con 14,7%.

EBITDA por mercado

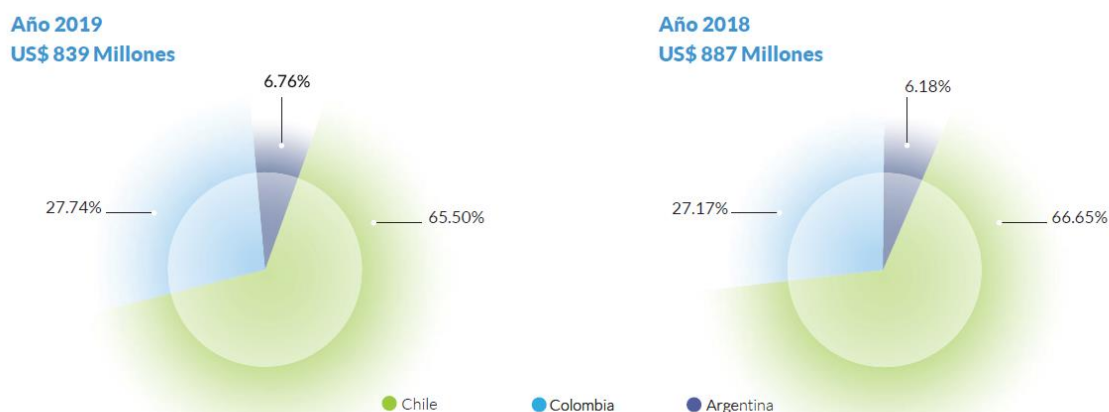


Ilustración 8: EBITDA por mercado. Fuente y elaboración: AES Gener, memoria 2019.

En la ilustración 8 podemos ver que de los 3 segmentos de AES Gener, Chile explicó el 65.5% del EBITDA de la región, mientras que en el mismo período Colombia explicó el 27,7% y Argentina el 6,8%. Lo anterior nos da una idea de la importancia de cada uno de los segmentos dentro del consolidado.

3.2.1. Los 12 mayores accionistas de AEG Gener

Nombre	% de propiedad (*)
INVERSIONES CACHAGUA SPA	66,70%
BANCO ITAU POR CUENTA DE INVERSIONISTAS	3,46%
BANCO SANTANDER - JP MORGAN	2,14%
FONDO DE PENSIONES HABITAT C	2,04%
FONDO DE PENSIONES PROVIDA C	1,80%

FONDO DE PENSIONES CAPITAL C	1,69%
FONDO DE PENSIONES CAPITAL A	1,54%
FONDO DE PENSIONES HABITAT A	1,54%
FONDO DE PENSIONES CAPITAL B	1,46%
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	1,32%
FONDO DE PENSIONES HABITAT B	1,26%
FONDO DE PENSIONES PROVIDA B	0,99%

*Tabla 1: Información principales 12 accionistas de AES Gener. Fuente: CMF.
 Elaboración propia.*

3.2.2. Filiales

Gener Argentina: En términos de activo fijo se compone de la central Termoandes, ciclo combinado de dos unidades, totalizando 643 MW de potencia instalada. Se encuentra en la provincia de Salta y está interconectada con el SEN (sistema eléctrico nacional, Chile).

Energen: Sociedad no operacional, posee un resultado semejante a 0.

Norgener Inversiones S.P.A: Bajo esta filial se encuentran principalmente los activos que operan en Chile en base a Carbón, por ejemplo el complejo Ventanas, Angamos, Cochrane y Norgener.

Norgener Renovables S.P.A: Bajo esta filial se encuentran los activos renovables de la compañía, ya sea proyectos en construcción/desarrollo como adquisiciones recientes, en el caso de la central los Cururos. Bajo esta filial se encuentra Alto Maipo, central bajo construcción desde el año 2012. Compuesta por las unidades Alfalfa 2 y Las Lajas, totalizando 531MW de potencia instalada, más de 70 kms de túneles, 5 bocatomas de alta montaña y 17 kms de líneas de alta tensión. Actualmente la compañía fija el inicio de operaciones de la central a principios de enero 2021. El proyecto en un inicio tenía como inversionista a la minera los pelambres del grupo Luksic, y se estimó en un inicio que iba a costar US\$700Mn, el costo actual del proyecto ha sido estimado en alrededor de US\$3.048Mn. Además de la demora y el sobrecosto (incurrir en Deuda), se debe sumar el rechazo popular al proyecto y además que este proyecto fue

concebido con proyecciones de costos marginales mucho más altos que los actuales (proyecciones de alrededor del año 2008).

3.3. Empresas Benchmark

3.3.1. Colbún

- Razón social: Colbún S.A
- RUT: 96505760 – 9
- Nemotécnico: Bolsa de Santiago
- Industria: Eléctrica
- Regulación: Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) y comisión nacional de energía (CNE)

Tipo de operación: Colbún S.A. es una empresa originada en Chile y dedicada a la generación y comercialización de energía eléctrica, contando con 25 centrales en Chile, 1 en Perú, 28 subestaciones y aproximadamente 941 km de líneas de transmisión, aparte de diversas concesiones y patentes, según se data a la fecha. Parte de sus centrales (18) trabajan con energías renovables, tales como hidráulica y solar, las cuales en 2018 constituyeron el 48% de la energía producida en Chile por la empresa. Dentro de sus planes de expansión y creación de valor futuro, Colbún S.A. ha elaborado una hoja de ruta que implica duplicar el tamaño de la compañía basado en proyectos asociados a energías renovables (solar y eólica) en un lapso de 10 años a contar del 2018, lo cual les sumaría cerca de 4.000 MW de potencia instalada (a la fecha de diciembre de 2018 cuentan con 3.342 MW).

12 mayores accionistas de Colbún:

Nombre	% de propiedad (*)
MINERA VALPARAISO S.A.	35,17%
FORESTAL COMINCO S.A.	14,00%
ANTARCHILE S.A.	9,58%

BANCO ITAU POR CUENTA DE INVERSIONISTAS	4,29%
BANCO SANTANDER - JP MORGAN	3,27%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS CA	3,11%
FONDO DE PENSIONES HABITAT C	1,85%
FONDO DE PENSIONES HABITAT A	1,71%
FONDO DE PENSIONES PROVIDA C	1,70%
FONDO DE PENSIONES HABITAT B	1,48%
FONDO DE PENSIONES CAPITAL A	1,29%
FONDO DE PENSIONES PROVIDA B	1,25%

Tabla 2. Información principales 12 accionistas de Colbún. Fuente: CMF.

Elaboración propia.

3.3.2. Engie

- Razón social: Engie S.A
- RUT: 88006900 - 4
- Nemo técnico: Bolsa de Santiago
- Industria: Eléctrica
- Regulación: Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) y comisión nacional de energía (CNE)

Tipo de operación: Engie Energía Chile S.A. es una empresa que cuenta con más de 100 años de experiencia en el país en el rubro de la generación, transmisión y suministro de electricidad, aparte del transporte de gas natural y el desarrollo de soluciones energéticas personalizadas para diversos clientes de pequeñas, medianas y grandes empresas. Con una presencia en 70 países, la compañía se posiciona como el cuarto generador de energía a nivel nacional, contando con 2.200 MW de capacidad instalada, 2.293 km de líneas de transmisión, 1.100 km de gasoducto (con una capacidad de 8 millones de m³ de transporte diario potencial de gas) y dos puertos ubicados en la zona norte del país (en Tocopilla y Mejillones). Engie busca orientar sus prácticas en liderar la transición energética globalmente, para esto considera una estrategia apoyada en la sostenibilidad de sus operaciones en materias ambientales, sociales y económicas.

Dentro de esto, la compañía sigue un plan de descarbonización de la matriz energética (consistente en el cierre de unidades de carbón, a día de hoy han cerrado 2 centrales y se está trabajando para el cierre de 4 más para 2024). Simultáneamente, Engie impulsa un plan de desarrollo de energías renovables (energía solar fotovoltaica y eólica) por cerca de 1.000 MW el cual ya se encuentra en progreso y construcción.

Nombre	% de propiedad (*)
ENGIE CHILE SA	52,76%
BANCO ITAU CORPBANCA	3,31%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	3,18%
LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA	2,42%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	2,15%
MONEDA SA AFI PARA PIONERO FONDO DE INVERSION	1,95%
AFP CUPRUM S A FONDO TIPO A	1,87%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO A	1,87%
AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	1,57%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO A	1,55%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION B	1,53%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION A	1,50%

Tabla 3: Información principales 12 accionistas de Engie. Fuente: CMF. Elaboración propia.

3.3.3. Enel

- Razón social: Enel Chile S.A
- RUT: 76.536.353-5
- Nemotécnico: Bolsa de Santiago
- Industria: Eléctrica
- Regulación: Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) y comisión nacional de energía (CNE)

Tipo de operación: Enel Chile S.A. es el holding eléctrico con mayor potencia instalada a lo largo de Chile, contando con más de 6.351 MW, opera como casa matriz y tiene como filiales Enel Distribución Chile (operando en un área de concesión superior a 2.105 km² lo cual representa un 43% de las ventas de las distribuidoras del país) y Enel Generación Chile. La empresa se afianza como líder en generación -convencional y no convencional- y distribución de energía en el país. Dentro de su rubro buscan desarrollar y gestionar un uso eficiente de la energía generada, para esto existe la facción Enel Green Power, la cual cuenta con una capacidad de 4.730 MW a través de fuentes renovables, tales como energía hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica y geotérmica. La empresa también posee la división Enel X Chile, la cual busca satisfacer necesidades referentes a la digitalización, buscando innovar y en la evolución de la tecnología. Gracias a un replanteamiento de los modelos de consumo, Enel X Chile permite brindar soluciones más duraderas y de una mayor capacidad a sus clientes.

Nombre	% de propiedad (*)
ENEL SPA	61,93%
CITIBANK N.A. SEGUN CIRCULAR 1375 S.V.S.	3,81%
BANCO ITAU CORPBANCA	3,67%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	3,56%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	3,27%
AFP HABITAT S A PARA FDO PENSION C	2,58%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	2,07%
JP MORGAN SECURITIES INC	1,55%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO C	1,43%
AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	1,35%
BANCHILE C DE B S A	0,87%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO B	0,82%

Tabla 4: Información principales 12 accionistas de Enel. Fuente: CMF. Elaboración propia.

4. Descripción del Financiamiento de la Empresa

La deuda vigente al 31 de diciembre de 2019 es de US\$4.003Mn. Como se mostrará en la siguiente sección, los pasivos financieros no corrientes son el elemento de mayor peso dentro de los pasivos. Del total de la deuda vigente al cierre de 2019, un 66% (US\$2.628Mn) corresponde a deuda suscrita por las filiales de AES Gener, y el remanente de 34% (US\$1.376Mn) se compone de deuda corporativa a nivel de AES Gener. El ratio deuda neta / EBITDA, a diciembre 2019 es de 4.4x. Las agencias clasificadoras de riesgo han comentado que niveles por encima de 4,5x podría dar como resultado un deterioro en la clasificación de riesgo, lo que podría eventualmente perjudicar las condiciones de financiamientos futuros.

Concepto	US\$ 550 M Junior Notes due 2079	US\$ 450 M Senior Notes due 2079	US\$ 409 M Senior Notes due 2025	UF\$ 4.4 M Senior Notes due 2028 - Serie N	UF\$ 1.0 M Senior Notes due 2024 - Serie B	US\$ 600 M Senior Secured Notes 2029
Fecha de emisión	mar-19	oct-19	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Valor Nominal (US\$Mn)	500 Mn	450 Mn	409 Mn	4,4 Mn	1,0 Mn	600 Mn
Moneda	US\$	US\$	US\$	UF\$	UF\$	US\$
Tipo de colocación	Extranjera	Extranjera	Extranjera	Nacional	Nacional	Internacional
Vencimiento	2079	2079	2025	2028	2024	2029
Tipo de bono	Bullet	Bullet	Bullet	Francés	Francés	Francés
Periodicidad	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Motivo emisión	Prepagar deuda y capital de trabajo	Prepagar deuda y crecimiento	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Tasa de colocación o de mercado	7,13%	6,35%	5,00%	7,34%	11,08%	4,88%

Tabla 5: Descripción de la deuda de AES Gener, incluyendo deuda de filiales (1era parte). Elaboración propia.

Concepto	US\$ 199 M Term Loans due 2029	Cochrane US\$ 430 M Secured Bond due 2027	Cochrane US\$ 485 M Syndicated Loan due 2034	Alto Maipo Fixed Portion	Chivor ST Loan (COP)	AM Floating Portion	Tunjita
Fecha de emisión	Sin información	Noviembre 2019	Noviembre 2019	Sin información			
Valor Nominal (US\$Mn)	199	430	485	940,01	45,77	260,2	41,27
Moneda	US\$	US\$	US\$	US\$	Col\$		Col\$
Tipo de colocación	Internacional	Internacional	Internacional	Internacional			
Vencimiento	2029	2027	2034	2034	2020		2029
Tipo de bono	Francés	Francés	Francés	Francés		Francés	
Periodicidad	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral	Mensual		Trimestral
Motivo emisión	Sin información	Prepagar deuda anterior y liberar garantías	Prepagar deuda anterior y liberar garantías				
Tasa de colocación o de mercado	4,50%	5,50%	6,25%	6,68%	2,41%	5,38%	4,42%

Tabla 6: Descripción de la deuda de AES Gener, incluyendo deuda de filiales (2da parte). Elaboración propia.

5. Estructura de capital

5.1. Balance histórico de AES Gener

Primero que todo, en términos de los activos y pasivos de una empresa de generación de energía eléctrica, y en particular de AES Gener, podemos decir que es una industria intensiva en capital, donde se requieren grandes inversiones para construcción de centrales, generalmente en base a financiamiento de terceros (cuando es posible). A continuación, los activos y pasivos de AES Gener como porción de los activos y pasivos totales.

ACTIVOS (US\$Th)	2015	2016	2017	2018	2019
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y equivalente al efectivo	4%	6%	3%	4%	4%
Otros activos financieros corrientes	1%	0%	0%	0%	0%
Otros activos no financieros, corrientes	0%	0%	0%	0%	0%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, netos	5%	5%	5%	6%	5%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0%	0%	0%	0%	0%
Inventarios	2%	2%	2%	2%	2%
Activos por impuestos corrientes, netos	1%	0%	0%	0%	0%
Activos clasificados como mantenidos para la venta	0%	0%	2%	0%	0%
Total activos corrientes	12%	14%	14%	13%	11%
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Otros activos financieros no corrientes	0%	0%	0%	0%	0%
Otros activos no financieros no corrientes	0%	0%	0%	0%	0%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes, netos	0%	0%	0%	0%	1%
Inversiones en asociadas	6%	5%	5%	3%	1%
Activos intangibles, netos	1%	1%	1%	1%	1%
Plusvalía	0%	0%	0%	0%	0%

Propiedades, plantas y equipos	80%	78%	79%	82%	84%
Activos por impuestos diferidos, netos	1%	1%	1%	1%	2%
Total Activos No Corrientes	88%	86%	86%	87%	89%
TOTAL ACTIVOS	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 7: Detalle de los activos sobre los activos totales. Fuente: memoria anual 2019

En la tabla numero 7 podemos ver que, dentro de los activos, planta propiedades y equipos explica alrededor de un 80% de los activos totales de la compañía, lo cual es lógico tomando en cuenta la gran inversión en plantas de generación en que deben incurrir las compañías generadoras, y del mercado eléctrico en general.

PATRIMONIO Y PASIVOS (US\$Th)	2015	2016	2017	2018	2019
PASIVOS CORRIENTES					
Otros pasivos financieros corrientes	3%	4%	19%	6%	5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	6%	7%	7%	7%	5%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	0%	0%	5%	3%	2%
Otras provisiones, corrientes	0%	0%	0%	0%	0%
Pasivos por impuestos, corrientes, netos	1%	1%	0%	1%	1%
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	0%	0%	0%	0%	0%
Otros pasivos no financieros, corrientes	1%	1%	1%	1%	1%
Total Pasivos Corrientes	11%	13%	32%	17%	13%

PASIVOS NO CORRIENTES

Otros pasivos financieros no corrientes	70%	69%	51%	64%	67%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, no corrientes	1%	0%	0%	0%	0%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente	5%	5%	0%	3%	5%
Otras provisiones, no corrientes	2%	1%	5%	2%	3%

Pasivos por impuestos diferidos, netos	11%	11%	11%	12%	11%
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	1%	1%	1%	1%	1%
Otros pasivos no financieros, no corrientes	0%	0%	0%	1%	1%
Total pasivos No Corrientes	89%	87%	68%	83%	87%
TOTAL PASIVOS	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 8: Detalle de pasivos como porcentaje de los pasivos totales. Fuente: memoria anual 2019

De la tabla número 8 podemos inferir que el pasivo más importante en términos de peso relativo a los pasivos totales son las deudas de Largo Plazo, en promedio explicando un 65% de los pasivos totales, lo cual nos lleva a concluir que es una industria intensiva en inversiones y en consecuencia las compañías poseen altos montos de deuda.

5.2. Ratios financieros de deuda y patrimonio

En US\$Mn	2015	2016	2017	2018	2019
Deuda financiera (B)	3.616	3.903	3.834	3.584	4.226
Patrimonio económico bursátil (P)	3.728	3.010	2.757	2.335	1.821
Valor económico de la empresa (V)	7.344	6.913	6.591	5.919	6.046

Tabla 9: Deuda financiera, patrimonio y valor económicos de la empresa. Elaboración propia.

En la tabla 9 se muestra primero que todo la deuda financiera de AES Gener en US\$Mn para el período 2015 a 2019. Se puede ver el aumento año a año de la deuda de la compañía, con excepción de 2018, donde se prepagaron US\$243Mn de deuda corporativa compuesto por el prepago parcial del bono 144 A/Reg S con vencimiento el 2021 y el bono Angamos 144 A/Reg S con vencimiento el 2029. En marzo de 2019 se emitió el bono 144 A/Reg S por US\$550Mn, cuyos fondos parcialmente se ocupan en prepagar el bono subordinado 144 A/Reg S US\$ 450Mn. También se emite el llamado bono verde, por US\$450Mn. Por otro lado, se muestra la evolución histórica del

patrimonio económico bursátil de AES Gener, la tendencia se explica por la baja sostenida del precio de la acción. Finalmente se muestra la evolución del valor económico de los activos, como consecuencia de las dos variables anteriormente descritas, es decir la deuda financiera y el patrimonio económico bursátil. Esta información nos sirve para calcular los ratios financieros, que se muestran en la siguiente figura.

	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio (2 años)	Objetivo
B/V	0,49	0,56	0,58	0,61	0,70	0,65	0,66
P/V	0,51	0,44	0,42	0,39	0,30	0,35	0,34
B/P	0,97	1,30	1,39	1,54	2,32	1,88	1,97

Tabla 10: Ratios financieros de AES Gener. Elaboración propia.

En la tabla 10 se muestran los ratios históricos calculados desde 2015, un promedio de los últimos dos años y los ratios asociados a la estructura objetivo. Se puede observar que la columna objetivo no corresponde a ninguna de las columnas anteriores, la razón de esto es que en algunos capítulos más adelante se planteará la tesis de que es necesario financiamiento adicional por US\$450Mn para poder llevar a cabo la estrategia Greentegra, que consiste en aumentar la capacidad instalada en energías renovables. Se estima que la forma de llevar a cabo este financiamiento es vía aumento de capital, dada la alta presión actual respecto a los covenants de deuda, en particular deuda neta/EBITDA, donde el ratio a diciembre 2019 es de 4.4.

6. Estimación del beta patrimonial de la empresa

	2017	2018	2019
Beta de la Acción	1,313	0,992	0,963
p-value (significancia)	0%	0%	0%
Presencia Bursátil (%)	100	100	100

Tabla 11: Beta de la acción de AES Gener, su significancia y presencia bursátil.

Elaboración propia.

En la tabla 11 se muestra el beta de la acción de AES Gener para los años 2017-2019, con una significancia de 0%. Podemos ver que los años 2018 y 2019 fue cercano a 1, lo que se traduce en que el precio de su acción se mueve semejante al mercado.

7. Estimación del costo de capital

7.1. Costo de la Deuda

Tasa de emisión de 6,35% por US\$450Mn, emisión octubre 2019, a 60 años. El objetivo de esta emisión es recomprar los bonos con vencimiento en 2021 y 2025, además de financiar la compra del parque eólico Los Cururos.

7.2. Beta de la Deuda

Utilizando CAPM y la tasa de costo de la deuda, calcule el beta de la deuda de su empresa.

$$K_b = r_f + PRM \times \beta_b$$

$$K_b = 6,35\%$$

$$r_f = 2,72\%$$

$$PRM = 5,89\%$$

Reemplazando en la formula, tenemos que $\beta_b = 0,616$

Para el cálculo de r_f se tomó en cuenta el treasury yield a 30 años al 30 de diciembre de 2019 (2,32%) y se le adicionó el riesgo país de Chile de 39.9bps, al 30 de diciembre de 2019. La razón tras de esto es que la moneda funcional de AES Gener es el dólar americano, principalmente porque los contratos de energía en Chile y Argentina al 31 de diciembre de 2019 se encuentran nominados en dicha moneda. En Colombia los contratos regulados se encuentran nominados en peso colombiano.

7.3. Beta de la Acción

$$\beta_p^{C/D} = 0,973$$

7.4. Beta Patrimonial Sin Deuda

Desapalanque el beta de la acción a Diciembre de 2019, con la estructura de capital promedio y la tasa de impuestos corporativos promedios de los años que abarca su cálculo del beta.

$$\beta_P^{C/D} = \beta_P^{S/D} \times [1 + (1 - T_c)] \times \frac{B}{P_{C/D}} - \beta_B \times (1 - T_c) \times \frac{B}{P_{C/D}}$$

$$\beta_P^{C/D} = 0,973$$

$$T_c = 0,3247$$

$$\frac{B}{P_{C/D}} = 1,88 \text{ es el promedio de 2018-2019}$$

$$\beta_B = 0,616$$

Con lo anterior, tenemos:

$$\beta_P^{S/D} = 0,77$$

7.5. Beta Patrimonial Con deuda

Apalanque el beta patrimonial sin deuda con la estructura de capital objetiva de la empresa y utilizando la tasa de impuestos proyectada.

$$\beta_P^{C/D} = \beta_P^{S/D} \times [1 + (1 - T_c)] \times \frac{B}{P_{C/D}} - \beta_B \times (1 - T_c) \times \frac{B}{P_{C/D}}$$

$$\beta_P^{C/D} = 1,00$$

7.6. Costo Patrimonial

Utilizando CAPM estime la tasa de costo patrimonial, usando el beta patrimonial con deuda que incluye la estructura de capital objetiva de la empresa. Ajustar por premio por iliquidez si corresponde.

$$K_p = r_f + PRM \times \beta_p^{C/D}$$

$$K_p = 8,61\%$$

7.7 Costo de Capital

Utilizando el Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC) estime el costo de capital para su empresa.

$$K_0 = K_b \times \frac{B}{V} \times (1 - T_c) + K_p \times \frac{P}{V}$$

$$K_0 = 5.97\%$$

8. Análisis operacional del negocio e industria

8.1. Análisis de las ventas

Los tipos de producto o negocios en AES Gener están separados por país, principalmente por las diferencias en términos de las regulaciones de dichos mercados.



Ilustración 9: Ingresos por segmento de negocio año 2019. Fuente: memoria 2019. Elaboración propia.

En la ilustración 9 podemos apreciar la distribución de los ingresos de AES Gener, separando por segmentos. Se puede observar que el 76% de los ingresos fueron proveídos por el segmento Chile en 2019.

Segmento	2015	2016	2017	2018	2019
Argentina	91.461	112.214	138.787	123.717	111.444
Chile	1.687.972	1.857.794	2.254.171	2.075.917	1.832.241
Colombia	559.693	434.733	325.941	427.631	471.538

Tabla 12: Ingresos históricos por segmento de negocios de AES Gener. Elaboración propia.

Podemos ver en la tabla 12 que históricamente, y de manera consistente, el segmento Chile ha sido el preponderante en el aporte de los ingresos a nivel consolidado (AES Gener).

Segmento	2016	2017	2018	2019
Argentina	22,7%	23,7%	-10,9%	-9,9%
Chile	10,1%	21,3%	-7,9%	-11,7%
Colombia	-22,3%	-25,0%	31,2%	10,3%

Tabla 13: Crecimiento de los ingresos por segmento de negocios de AES Gener.

Elaboración propia

En la tabla 13 podemos observar el crecimiento de los ingresos por segmento, donde notamos que dichos crecimientos son muy volátiles por diversas razones, ya que cambios en la regulación, venta de activos, variabilidad de los costos marginales, entre otros. En conclusión, las ventas no pueden ser proyectadas en base a promedios históricos.

8.2. Análisis de la industria

- Crecimientos reales de la industria, para los años 2015 a diciembre de 2019.

Argentina	2015	2016	2017	2018	2019
Demanda sistema	136.870	138.070	137.200	137.825	130.801
<i>Crecimiento</i>	4,3%	0,9%	-0,6%	0,5%	-5,1%

Tabla 14: Demanda y su crecimiento, segmento Argentina. Fuente: CAMMESA.

Elaboración propia.

En la tabla 14 podemos ver que la demanda de energía eléctrica en Argentina no tiene una tendencia estable, de hecho, en 2019 baja en un 5% respecto a 2018. Lo anterior puede deberse a diversos factores, tanto como políticos (regulaciones/política de subsidios), como netamente al comportamiento de la demanda residencial y empresarial.

Chile	2015	2016	2017	2018	2019
Demanda sistema	65.831	66.579	67.395	69.323	70.772
Crecimiento		1,1%	1,2%	2,9%	2,1%

Tabla 15: Demanda histórica segmento Chile. Fuente: CNE. Elaboración propia.

En la tabla 15 se muestra el crecimiento de la demanda eléctrica para el sector Chile, donde se observa un crecimiento consistente entre 1% y 3%, fuertemente influenciado por el comportamiento de los clientes libres, principalmente el sector minero.

Colombia	2015	2016	2017	2018	2019
Demanda sistema	66.175	66.319	66.893	69.102	71.925
Crecimiento		0,2%	0,9%	3,3%	4,1%

Tabla 16: demanda histórica, segmento Colombia. Fuente: UPME. Elaboración propia.

En la tabla 16 podemos ver el crecimiento histórico de la demanda por energía eléctrica del segmento Colombia, donde se aprecia un crecimiento sobre el 3% para los años 2018-2019, alineado con el crecimiento de los grandes clientes.

- Perspectivas de crecimiento de la industria para los años 2020 al 2024.

Para el crecimiento de la industria lo importante es la proyección de la demanda eléctrica para los siguientes 5 años.

Argentina	2020	2021	2022	2023	2024
Demanda	134.594	138.497	142.514	146.647	150.900
Crecimiento anual	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%

Tabla 17: Crecimiento proyectado de la demanda segmento Argentina. Elaboración propia.

Como se detallará en la sección de proyección de ingresos, para el crecimiento de la demanda del segmento Argentina, se considera el crecimiento que hubo en el gobierno de Cristina Kirscher.

Chile	2020	2021	2022	2023	2024
Demanda sistema	71.658	73.234	74.894	76.768	78.639
Crecimiento	1,3%	2,2%	2,3%	2,5%	2,4%

Tabla 18: Crecimiento proyectado de la demanda segmento Chile. Fuente: CNE.

Elaboración propia

Colombia	2020	2021	2022	2023	2024
Demanda sistema	74.010	76.111	78.062	79.590	82.852
Crecimiento	2,9%	2,8%	2,6%	2,0%	4,1%

Tabla 19: Crecimiento proyectado de la demanda segmento Colombia. Fuente: UPME. Elaboración propia.

En los casos de Chile y Colombia, se observan crecimiento entre 1% y 4% fuertemente influenciados por el crecimiento del sector industrial.

8.3. Análisis de costos de operación

Los costos de operación consisten por definición en los gastos necesarios para mantener un negocio o proyecto en funcionamiento, apuntan al *core* de la compañía. En el caso de AES Gener corresponden al combustible, que es fundamental para generar energía, al costo variable no combustible, que apunta a mantenimientos y a cumplir regulaciones, y los gastos de administración y ventas, básicamente salarios y gastos de áreas transversales. A continuación, se provee más detalle, de manera más agregada:

- **Costo de ventas:** la mayor porción de éstos es representada por los costos asociados al combustible utilizado en la generación de la energía, por ejemplo, el costo del carbón, diésel, biomasa, gas natural, etc. También se incluyen los costos de los mantenimientos de las unidades, costos de abatimiento (para cumplir la regulación), los costos de partida de las unidades, costos de transporte y manejo de carbón y costos de transmisión eléctrica (que en algunos casos son traspasados al cliente final).
- **Gasto de administración y ventas:** La mayor porción de éstos es representado por los salarios de los trabajadores, y contiene además los gastos de áreas transversales, por ejemplo, contabilidad, control de gestión,

operaciones, comercial, seguros, impuestos reconocidos antes del EBITDA (en el caso de Argentina), etc.

A continuación, se detallan los costos de ventas y de administración y ventas por segmento de negocio.

Costo de ventas (US\$Th)	2015	2016	2017	2018	2019
Argentina	66.211	82.159	103.763	66.578	55.347
Chile	1.186.414	1.202.582	1.577.853	1.401.446	1.205.485
Colombia	297.281	244.627	137.602	176.663	226.811

Tabla 20: Costos venta históricos, por segmento

Podemos observar en la tabla 20 que los costos de ventas son muy variables a través del tiempo, y principalmente fluctúan por la generación de cada central y el costo de combustible.

GAV (US\$Th)	2015	2016	2017	2018	2019
Argentina	6.622	4.973	5.851	3.773	1.580
Chile	75.801	74.225	85.712	83.068	76.935
Colombia	16.440	18.049	15.656	13.182	16.077

Tabla 21: Gastos de administración y ventas históricos, por segmento

En la tabla 21 se puede observar que los gastos de administración y finanzas varían a través del tiempo, pero bastante menos que los de ventas, de hecho, en Chile varían entre US\$75Mn y US\$85Mn en los 5 años que estamos observando.

8.4. Análisis de cuentas no operacionales

En términos de operaciones no recurrentes, en el año 2018 ocurrieron dos hechos relevantes para la compañía. Venta Inversión ESSA/CTNG por US\$234.907k.

1.- Venta de la sociedad ESSA (Sociedad Eléctrica Santiago), que engloba los activos de las centrales Renca, Nueva Renca, Los Vientos y Santa Lidia, totalizando 750MW.

Hasta mayo de 2018 se devengan ingresos de potencia/energía para estas centrales, además de gastos operacionales, que no son considerados desde junio 2018 en el estado de resultados de AES Gener.

2.- Venta de la sociedad CTNG (compañía transmisora del Norte Grande, filial de Angamos), lo cual incluyó líneas de alta tensión en el SING, 184kms de 110Kv y 132 km de 220 Kv además de otros activos de transmisión y subestaciones eléctricas. Hasta diciembre 2018 se devengan ingresos por concepto de peajes para estas líneas de transmisión y gastos de mantenimiento hasta esa fecha, no siendo considerados en el ejercicio.

8.5. Análisis de activos

Por un lado, tenemos los activos operacionales, que hacen referencia a los activos que como su nombre lo indican, soportan y contribuyen en la primera línea en cuanto a la operación y generación de flujos del negocio. Algunos activos operacionales:

- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar: Cuentas por cobrar a clientes de la compañía, principalmente a 30 días.
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas: Principalmente cuentas por cobrar con Guacolda, ventas de carbón.
- Inventarios: Hace referencia principalmente al inventario de carbón
- Inversiones asociadas: Inversión en Guacolda, donde posee el 50% de propiedad
- Propiedades plantas y equipos: Principal activo de la compañía como se analizó.
- Otros activos no financieros

También tenemos por otro lado los activos no operacionales, relacionados con actividades no fundamentales o bien colaterales a la operación del negocio.

- Efectivo y equivalentes al efectivo

- Activos por impuestos diferidos
- Otros activos financieros
- Activos por impuestos
- Activos intangibles

A continuación, la descripción de los activos no operacionales de la empresa a diciembre 2019

Efectivo y equivalentes al efectivo: corresponde principalmente a la caja de la compañía. Usualmente se mantiene en niveles bajos, y no soporta directamente la operación del negocio, salvo cuando grandes clientes se atrasan en los pagos toma un rol importante, para no retrasar la cadena de pagos.

Otros activos financieros: Consisten a diciembre 2019 en inversión en Gasoducto Gasandes S.A US\$2.653k, inversión en Gasoducto Gasandes (Argentina) por US\$2.200k y garantías financieras por US\$10.500k.

Activos por impuestos: Corresponde a pagos provisionales mensuales por US\$7.838k, crédito norma argentina por US\$4.992k y devolución renta retenida por US\$7.821k

9. Proyección estados financieros

9.1. Proyección de ingresos de operación

9.1.1. Argentina

Como se ilustró en el capítulo introductorio, la regulación del segmento generación en el mercado argentino va cambia constantemente en términos de la remuneración, ya sea conceptos o incluso la moneda en la que están nominados los contratos o transacciones. Al 31 de diciembre de 2019 la resolución 19 es la que rige la remuneración de las centrales de generación de energía eléctrica, la cual además comenzó a operar en 2019. Un hecho crucial para la proyección del estado de resultado es que en octubre de 2019 asume como presidente Alberto Fernández, alineado a las políticas kirchneristas, lo cual inyecta bastante volatilidad a nuestros flujos debido a la incertidumbre asociada a los ingresos y costos variables que se pueden esperar para los años siguientes. Para tomar en cuenta este hecho, lo que se hará es tomar en consideración el último año que gobernó Cristina Kirschner, es decir el 2015 como año base, ajustado por crecimiento de la demanda entre finales de 2015 a finales de 2019. La demanda cayó en 4.4% (fuente informe anual cammesa 2018 y memoria AES Gener 2019), por lo que a continuación se muestran nuestros ingresos proyectados. En el último gobierno de Kristina, entre 2008 y 2015 la demanda subió 21,8% en 7 años, lo que equivale a un 2.9% por año), lo que se ocupará para proyectar los ingresos estado de resultado.

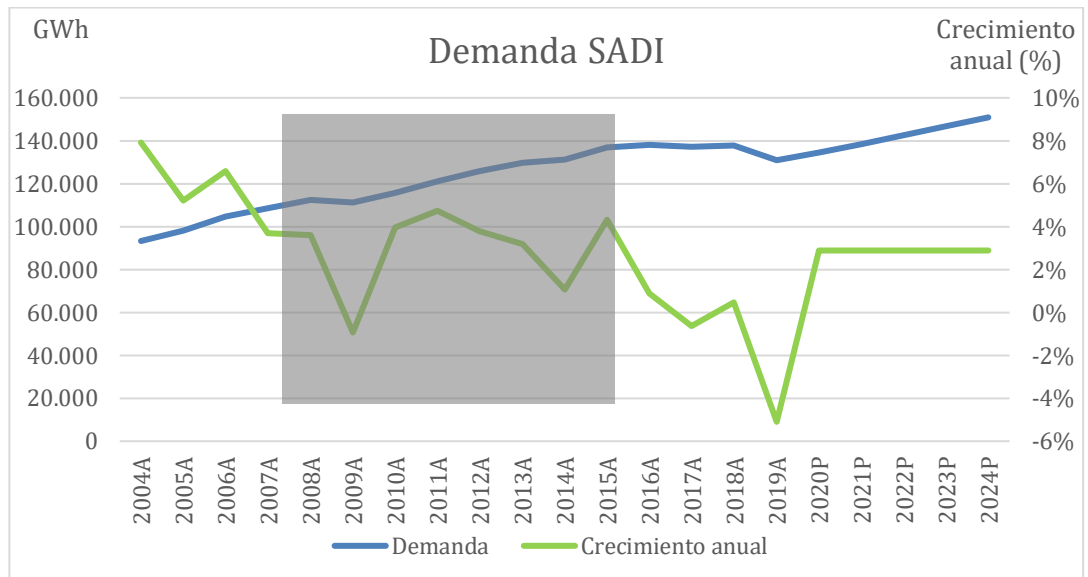


Ilustración 10: Demanda y crecimiento histórico y proyectado, con énfasis en último período de gobierno de Cristina Kirchner. Fuente: CAMMESA. Elaboración propia.

En la ilustración 10 se muestra la demanda del SADI con datos reales desde 2004, pasando por el gobierno de Cristina Kirchner, en gris se encuentra el área que se tomará como base para proyectar los ingresos de la compañía desde 2020, ajustando por demanda.

9.1.2. Chile

El 18 de octubre ocurre en Chile el llamado “estallido social”, donde estructuras y espacios de uso público son destruidos como medio de protesta. Con el pasar de los meses sólo en puntos específicos del país siguen ocurriendo de manera constante hechos de violencia, pero con menor intensidad. Para el mercado de la energía eléctrica no hay grandes cambios en términos de proyecciones ya sea en demanda o cambios regulatorios. Esto se debe fundamentalmente a que la demanda de energía eléctrica es un bien poco elástico. No obstante, eventualmente podría haber una reducción de la demanda a futuro por paralización de grandes proyectos mineros o semejantes, que en consecuencia afecten la ocurrencia de un contrato a largo plazo.

Para la proyección de los ingresos del segmento Chile hay que tomar los siguientes puntos como base, que van a afectar nuestro estado de resultado en el corto/mediano plazo.

- No deben ser incluidos los ingresos de ESSA y CTNG. Al haber sucedido las ventas de los activos subyacentes en 2018, el único año base que está limpio de estos efectos es 2019
- En diciembre 2018 hay ingreso extraordinario por término anticipado del contrato de Polpaico, el cual ocurre una sola vez con el perjuicio de ya no contar con esos ingresos de ese contrato en el futuro.
- Adquisición proyecto eólico Los Cururos, de 110MW a un precio de US\$138Mn, que incluyen la subestación La Cebada. Se incluyen los ingresos de este proyecto en las figuras de 2020, de manera adicional al crecimiento estimado
- Inicio construcción del proyecto Los Olmos, de 110 MW el 17 de octubre de 2019.
- Inicio construcción del proyecto Mesamávida, de 68 MW el 30 de agosto de 2019.
- Expansión del proyecto Andes Solar, por 80 MW adicionales de potencia.
- Alto Maipo entra en operación en enero 2021.
- Bono híbrido de US\$550 Mn a 7,125% en marzo 2019
- Bono verde de US\$450 Mn a 6,35% en octubre 2019
- Cochrane refinancia con US\$430Mn a 5,5% y un crédito de US\$445Mn en noviembre 2019

En el caso del segmento Chile, como se puede ver en la lista anterior, hay una gran cantidad de hechos que alejan a 2019 del resto de los años en relación con tomar una proyección en base a promedios históricos, sumado a esto, un factor determinante en el cálculo de los ingresos del segmento es el costo marginal, el cual ha variado entre años y las proyecciones estiman una tendencia a la baja impulsado por la entrada en operación de centrales con costo variable cercano a 0 como son las centrales de tecnología solar o eólica.

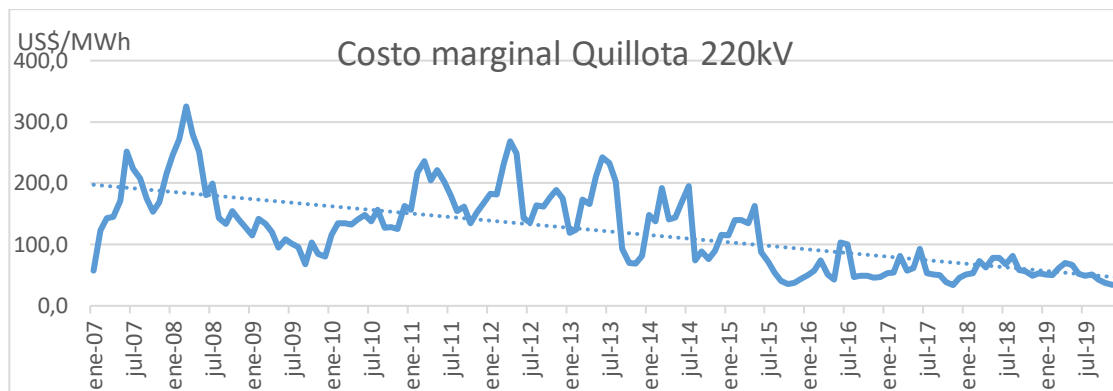


Ilustración 11: Costo Marginal histórico de Quillota 220kV

En la ilustración 11 se observa la tendencia a la baja del costo marginal en Quillota. Esto es explicado principalmente por la entrada en operación de proyectos solares, eólicos además de la caída del precio del petróleo y el carbón. Por otra parte, en el comienzo de la década, se conjugó la sequía y el escaso acceso a gas, lo que elevó los costos marginales.

En consecuencia, se tomará el año 2019 ajustado por los hechos que afectan parcialmente este año, pero sí los próximos, como base para la proyección.

Proyección de costos marginales y reposición de contratos

Escenarios energéticos

Los escenarios energéticos vigentes del periodo PELP 2018-2022, se presentan a continuación:

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
1. Disposición social para proyectos (+)	+ Costo y con carbón CCS	Libre	+ Costo y con carbón CCS	+ Costo	+ Costo
(Intensidad de retiro de centrales a carbón)	(Alta)	(Baja)	(Alta)	(Media)	(Media)
2. Demanda energética	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
3. Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
4. Costos de externalidades ambientales (**)	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
5. Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
6. Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

(*) ++Costo, +Costo y Libre representan sobrecostos altos, bajos y nulos a proyectos de generación en algunas zonas del sur del país, así como intensidad de retiro de carbón alta, media y baja, respectivamente.

(**) Actual y +Alto representan un nivel de impuesto al CO2 fijo de 5 USD/Ton y con un crecimiento lineal entre los años 2030 y 2050 que alcance los 32,5 USD/Ton al final del periodo, respectivamente.

Ilustración 12: Escenarios energéticos posibles asociados a proyección de costos marginales. Fuente: Ministerio de energía

La ilustración 12, elaborada por el ministerio de energía, se muestra los escenarios de costos marginales, unidos a las premisas descritas en la columna de factores. Nosotros trabajaremos con el escenario C, que podríamos llamar medio, principalmente ya que no consideramos ni para el sistema ni AES Gener una inversión alta, dado que no estamos considerando todos los proyectos en desarrollo, ni baja, dado que sí estamos considerando una inversión relevante, no mínima en proyectos renovables.

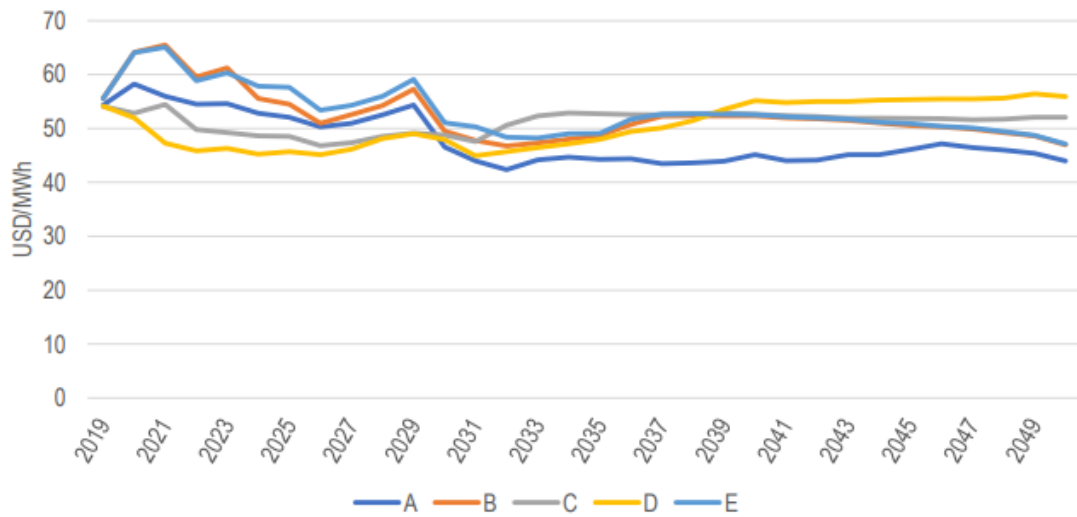


Ilustración 13: Costos marginales proyectados por escenario. Fuente: Ministerio de energía

Como podemos observar en la ilustración 13, los precios en el escenario C, que podríamos llamar balanceado, los costos marginales tienden a 50 US\$/MWh, que como se puede observar en la ilustración 11, es semejante a lo observado en el año 2019.

El hecho de que el costo marginal proyectado sea del orden de 50 US\$/MWh golpea fuertemente el margen variable de AES Gener en el mediano/largo plazo, ya que existen contratos regulados y libres actualmente vigentes que vencen comenzando en 2021 (Anexo, catastro de contratos, coordinador). El supuesto base tras el efecto del vencimiento de los contratos en la valoración de AES Gener, es que estamos asumiendo que los contratos que van venciendo a través del tiempo se renuevan a un precio de 55 US\$/MWh (escenario balanceado, +5 US\$/MWh de spread), manteniendo el nivel de contratación de 2019. En consecuencia, se espera que el margen variable decaiga desde 2021 y fuertemente luego de 2023, lo que también debe ser considerado en el valor terminal a ocupar.

Cabe destacar que se asume este efecto para los contratos no asociados a las mineras del norte grande, ya que esos contratos, principalmente los de Cochrane y

Angamos, vencen en promedio entre 2030 – 2035, lo que en valor presente no genera un impacto significativo.

Consumo	Energía	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Libre	GWh	7.189	7.564	5.946	5.356	3.981	3.862	3.702
Regulado	GWh	5.510	5.510	5.153	4.853	3.953	1.292	0

Tabla 22: Catastro de contratos de AES Gener, excluyendo Cochrane, Angamos y Guacolda. Fuente: Coordinador eléctrico nacional. Elaboración propia

En la tabla 22 se observa el suministro asociado a los contratos del segmento Chile, sin considerar los contratos de las grandes mineras. Se observa la fuerte baja en energía contratada desde el año 2021, principalmente en el segmento de contratos regulados, donde incluso se ve que en 2025 vencen completamente los contratos de estas características

Para calcular el impacto que tiene este supuesto en nuestras proyecciones, primero que todo debemos estimar el precio promedio actual de los contratos existentes, para estimar el margen que se dejaría de percibir dada las renovaciones a precio menor. Primero que todo el año promedio de suscripción de los contratos listados es el año 2009 (catastro de contratos, coordinador nacional), ocupando un promedio ponderado por energía suscrita en los contratos. El precio nudo de junio 2009 (referencia para la suscripción de contratos) era 47 CLP\$/KWh, equivalente a 85 US\$/MWh. Luego este monto se debe indexar. Como cada contrato tiene su propia fórmula de indexación, se asumió que la indexación de los contratos es 50% inflación USA y 50% precio del carbón. En términos de inflación, en los últimos 10 años, de 2009 a 2019, ha sido semejante a 20%, mientras que el precio del carbón se ha mantenido en los mismos niveles de 2009, con grandes fluctuaciones interanuales. Finalmente, dado que los contratos se firmaron en promedio en un período de gran incertidumbre en el sistema eléctrico chileno (post corte de gas argentino), se sume un spread de los contratos de alrededor de 25 US\$/MWh. Se asumió que el precio promedio de los contratos es de 125 US\$/MWh

Precio (US\$/MWh)	Tipo de contrato	2020	2021	2022	2023	2024	2025
125	Actuales	13.074	11.098	10.208	7.933	5.154	3.702

55	Nuevos	0	1.976	2.866	5.141	7.920	9.373
----	--------	---	-------	-------	-------	-------	-------

Tabla 23: Reposición de contratos actuales. Elaboración propia.

En la tabla 23 se muestra la reposición de contratos en términos de GWh y a qué precio estarían. Para la reposición se considera que el nivel de energía contratada es el de 2020. Para los años siguientes se rellena en base a nuevos contratos por 55 US\$/MWh.

Concepto (US\$Th)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos debido a reposición	1.634.276	1.495.976	1.433.668	1.274.410	1.079.841	978.188
% baja ingresos	0%	8%	12%	22%	34%	40%
Baja de ingresos respecto a base	0	-138.300	-200.608	-359.866	-554.435	-656.088

Tabla 24: Baja de ingresos asociada a renovación de contratos respecto a 2020

En conclusión, dada la información mostrada en la tabla anterior, el ajuste anual para cada año viene a ser el delta contra el año anterior, ya que lo mostrado anteriormente es respecto al año 2020 como base.

Año	PREVISIÓN DE DEMANDA		
	SEN		
	Cliente Regulado(**)	Cliente Libre	Sistema (*)
2019	30.304	40.468	70.772
2020	29.941	41.717	71.658
2021	30.381	42.853	73.234
2022	30.840	44.054	74.894
2023	31.321	45.447	76.768
2024	32.148	46.491	78.639
2025	32.981	47.501	80.482
2026	33.868	48.587	82.455
2027	34.670	49.568	84.238
2028	35.539	50.813	86.352
2029	36.413	52.037	88.450
2030	37.221	53.033	90.254
2031	38.119	54.054	92.173
2032	38.987	55.034	94.021
2033	39.877	56.017	95.894
2034	40.784	57.018	97.802
2035	41.762	58.221	99.983
2036	42.772	59.439	102.211
2037	43.816	60.672	104.488
2038	44.868	61.843	106.711
2039	45.937	63.043	108.980

(*) Valores calculados en MWh y expresados en unidades de GWh.

(**) Previsión de demanda de clientes regulados a nivel de subestación primaria.

Ilustración 14: Proyección de demanda hasta 2039. Fuente: CNE.

La ilustración 14 nos muestra la proyección demanda del SEN hasta 2039 (20 años), elaborada por la CNE. que será utilizada para el crecimiento de los ingresos y costos variables desde el año 2019. Podemos ver que principalmente las alzas de demanda en el sistema se deben a los clientes libres, explicados en su mayoría por grandes proyectos mineros. De hecho, podemos ver que en 2020 se espera una disminución en la demanda para clientes regulados.

Proyectos de inversión

Se considera en la proyección además la inversión en proyectos de energía renovable, que entrarían en operación en el período. Los proyectos que estamos considerando en la proyección son Alto Maipo, Los Olmos, Mesamávida y Andes Solar II.

a.- Los Olmos: Se estima que comienza a operar en septiembre 2020, su potencia instalada es de 68MW (Memoria anual 2019). Se estima un factor de planta de 35%. Se estima que inyectará su energía a 50 US\$/MWh, que es la proyección de costos marginales. Se estima una inversión de US\$173Mn (1,4 EuMn/MW¹), una depreciación a 20 años y además que los costos de operación y mantenimiento son del orden del 25% del ingreso de inyección.

b.- Mesamávida: Se estima que comienza a operar en octubre 2020, su potencia instalada es de 110MW (Memoria anual 2019). Se estima un factor de planta de 35%. Se estima que inyectará su energía a 50 US\$/MWh, que es la proyección de costos marginales. Se estima una inversión de US\$107Mn (1,4 EuMn/MW), una depreciación a 20 años y además que los costos de operación y mantenimiento son del orden del 25% del ingreso de inyección.

c.- Andes Solar II: Se estima que comienza a operar en enero 2020, su potencia instalada es de 80MW (Memoria anual 2019). Se estima un factor de planta de 17%. Se estima que inyectará su energía a 50 US\$/MWh, que es la proyección de costos marginales. Se estima una inversión de US\$126Mn (1,4 EuMn/MW), una depreciación a 20 años y además que los costos de operación y mantenimiento son del orden del 25% del ingreso de inyección.

¹ Fuente: <https://elperiodicodelaenergia.com/asi-ha-bajado-el-coste-de-la-eolica-en-europa-la-terrestre-se-situa-en-14-millones-por-mw-mientras-que-la-marina-ya-esta-en-25-millones-por-mw/>

d.- Alto Maipo: La central de 541MW de potencia instalada en las cercanías de la ciudad de Santiago de Chile planea comenzar a operar en enero 2021. Para la modelación estamos estimando un factor de planta del 49% y que la energía la puede inyectar al sistema a un precio de 55 US\$/MWh, Para los costos de operación y mantenimiento de la central, estimando que son un 2.4% del costo de construcción presupuestado inicial, que es estimado en US\$0.8Bn. Lo anterior debido a que el sobrecosto fue generado por la calidad del suelo, pero la valoración de las turbinas e infraestructura no asociada a las excavaciones pareciera ser semejante a la estimación inicial. En términos de depreciación, estamos depreciando el activo en 50 años, por lo que obtenemos una depreciación anual cercana a US\$61Mn.

En esta evaluación estamos considerando que AM se endeuda al tope de lo permitido luego de la renegociación de 2017, es decir que en 2020 incurre en nueva deuda por US\$251Mn a una tasa de 6.68% para financiar la inversión remanente.

9.1.3. Colombia

Como se explicó en la descripción de la industria colombiana, la remuneración en gran parte se basa en subastas diarias, donde sumado a la alta dependencia de la hidrología (capacidad hidráulica instalada 69,1%), a la flexibilidad de manejar la altura del embalse (que determina cuánta energía puede generar la central durante algún período de tiempo) y al casi nulo costo variable de Chivor/Tunjita, llevan a que el ingreso del negocio de AES Gener en Colombia sea extremadamente variable. Las variables anteriores determinan el precio spot del sistema, donde podemos observar la volatilidad de éste en la ilustración 6, donde incluso en diciembre de 2015 el costo marginal de la energía alcanza los 350 US\$/MWh, lo que lleva a la compañía a registrar ingresos muy altos comparados con el promedio. Por esta razón, en términos de los ingresos, sumado a la complejidad de proyectar costos marginales, se tomó como base para 2020 el promedio simple de los ingresos del período 2016-2019, creciendo conforme a la proyección de demanda según la subdirección de demanda de UPME por año.

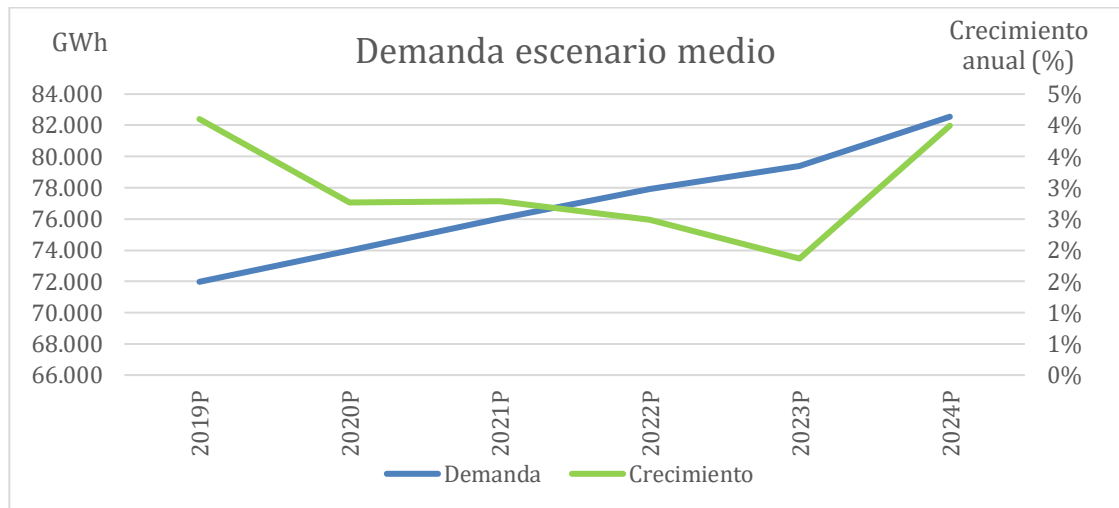


Ilustración 15: Proyección de demanda eléctrica. Fuente: UPME, subdirección de demanda, julio 2019. Elaboración propia.

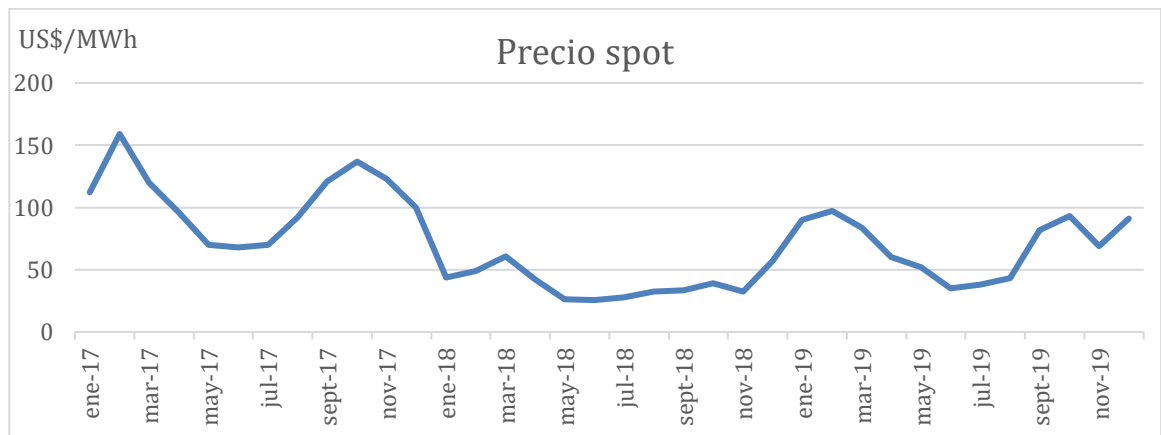


Ilustración 16: Precio spot histórico. Fuente: Memorias AES Gener (2017-2019). Elaboración propia.

En la ilustración 16 se puede observar la volatilidad en los precios Spot del sistema colombiano, lo cual como se mencionó anteriormente hace que se invalide el tratar de capturar el comportamiento histórico como driver de la proyección de los ingresos.

Proyecto Jameiwa Kai

En términos de eventos relevantes a futuro, AES Colombia adquiere en febrero 2019 el proyecto eólico Jameiwa Kai, conformado por cinco parques eólicos con capacidad instalada total de 648 MW² y ubicado en el municipio de Uribia, La Guajira (Portafolio, 2019). Actualmente se encuentran en etapa de desarrollo y licenciamiento. Se espera que el complejo entre en operación a comienzos del año 2023.

- Modelación de Jameiwa Kai

El primer paso es para determinar los ingresos del parque eólico es estimar la energía que se puede generar durante el año. Para esto necesitamos la potencia del parque, de 648 MW, el factor de planta, que en promedio es 50% y las horas del año.

$$648 (MW) \times 8.760(\text{hrs al año}) \times 50\% (fp) = 2.838 \text{ GWh}$$

El segundo paso consiste en estimar a qué precio se venderá la energía generada. Para esto nos basamos en los precios de las licitaciones de energía de 2019, donde el precio promedio fue de 27,7 US\$/MWh³ para PPA's a 15 años. Considerando esto, tenemos el ingreso anual por venta de energía:

$$2,838,240 (MWh) \times 27,7 \left(\frac{US\$}{MWh} \right) = US\$78.6 \text{ Mn}$$

Para estimar los costos, tenemos cuatro líneas que son fundamentales,

1.- Costos variables: En el caso de las centrales eólicas el costo variable de producción de energía es semejante a 0 $\left(\frac{US\$}{MWh} \right)$, que es el valor que asumiremos.

2.- Costo de mantenimiento: En este caso se ocupó una estimación de este costo en función del LCOE de la tecnología eólica, el cual corresponde al 25% de éste. El costo

² Fuente: <https://www.energiaestrategica.com/aes-prepara-el-portafolio-mas-grande-de-proyectos-eolicos-de-colombia-5-parques-por-648-mw/>

³ Fuente: <https://www.energiaestrategica.com/el-listado-de-los-adjudicatarios-de-la-subasta-de-renovables-en-colombia-trina-solar-aes-celsia-y-edpr-fueron-los-ganadores/>

de desarrollo se estimó como el 90% del precio resultante de la licitación a 15 años, asumiendo un margen del 10%.

3.- Gastos de área transversales: Asumiremos este valor como cero, ya que la estructura de Chivor soportaría estos gastos.

4.- Depreciación: Depreciaremos este proyecto en 20 años, de manera lineal. Estimamos el valor del activo en 1,6 US\$Mn/MW, donde la depreciación sería de US\$51Mn por año, lo que se apreciará en las figuras del estado de resultado completo del segmento Colombia.

5.- Para el Capex, como se mencionó anteriormente. se estima que la inversión es de 1.6 US\$Mn/MW, por lo que para los 648MW sería de US\$1,04Bn. Se distribuirá en US\$300Mn en 2021 y US\$738Mn en 2022. Con el objetivo de estar listo a comienzos de 2023. La distribución se hizo tomando en cuenta que actualmente la construcción de un parque eólico toma alrededor de 19 meses y que en realidad no es un proyecto, sino que una suma de centrales más pequeñas.

Ingresos por segmento

Ingresos proyectados (US\$Th)	2020	2021	2022	2023	2024
Argentina	89.972	92.582	95.266	98.029	100.872
Chile	1.879.313	1.936.086	1.925.761	1.809.922	1.654.821
Colombia	426.580	438.524	449.926	540.364	551.171

Tabla 25: Ingresos proyectados por segmento. Elaboración propia

9.2. Proyección de costos de operación

Colombia

En el segmento Colombia, los costos de venta dependen fuertemente del precio spot, por lo que se toma como base el promedio simple de los montos de 2016-2019. Como tomamos como año base el 2019, hacemos crecer estos valores por el crecimiento proyectado de la demanda. En el caso de los costos de administración, se componen

básicamente de salarios, siendo la base el promedio de los años 2015-2019, manteniéndolos constantes en términos reales.

Argentina

Al igual que para los ingresos, se tomará el año 2015 como base y se ajusta por el crecimiento de la demanda hasta el 2019, comenzando a crecer en 2020 en 2,9% por año. Los gastos de administración se mantendrán constantes en dólares, reflejando en 2020 el promedio simple del periodo 2015-2019.

Chile

En el caso de los costos de venta, se procede de la misma forma que los ingresos, donde el año base 2019 se hace crecer por demanda. Cabe notar que no hay un alza significativa por la entrada de los proyectos nuevos, esto ya que se aproximaron los costos variables como 0, dado que son centrales renovables, cuyo costo variable es despreciable.

Costos de venta proyectados (US\$Th)	2020	2021	2022	2023	2024
Argentina	65.133	67.022	68.966	70.966	73.024
Chile	1.463.883	1.579.604	1.608.170	1.640.418	1.672.614
Colombia	201.926	207.580	212.977	234.953	244.586

Tabla 26: Costos de venta proyectados por segmento. Elaboración propia

9.3. Proyección de resultado no operacional

Otros ingresos y otros gastos se proyectan de manera constante a partir de 2020 tomando en cuenta 2019 como año base. Otras ganancias y diferencias de cambio se proyectan como 0, en el caso de las diferencias de cambio, hay que considerar que los costos de operación en Chile están en moneda local mayoritariamente, donde existe una política de hedge. En el caso de otras ganancias se debe a que en 2019 el componente principal se debe a ganancias por venta de activos, por lo que no es

recurrente y en el caso de las diferencias de cambio se asume 0 ya que no estamos proyectando el tipo de cambio y los resultados de esta línea están asociados a coberturas contra la volatilidad del tipo de cambio.

Para el caso de Chile, se agregan los intereses de Alto Maipo y los del bono híbrido de finales de 2019.

Sobre las ganancias (o pérdidas) de asociadas, que corresponden a los resultados de Guacolda, se observa que en los años 2018 – 2019 hubo un resultado negativo de en promedio US\$-150Mn, la razón de esto es un impairment por un total de US\$254Mn y US\$191Mn en 2019 y 2018 respectivamente, y el impacto fue proporcional al ownership que posee AES Gener sobre la compañía (50%). Lo que se asumió fue que el resultado de 2019 limpio de este efecto se mantiene durante el tiempo, es decir un resultado de Guacolda cercano a 0.

9.4. Ganancia antes de impuestos

US\$th	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos de actividades ordinarias	2.165.407	2.286.401	2.436.712	2.647.379	2.411.773	2.395.865	2.467.191	2.470.953	2.448.315	2.306.864
Costo de ventas	-1.582.564	-1.660.954	-1.819.218	-1.932.071	-1.749.685	-1.764.955	-1.888.219	-1.924.125	-2.031.368	-2.075.255
Ganancia bruta	582.843	625.447	617.494	715.308	662.088	630.910	578.972	546.828	416.947	231.609
Otros Ingresos, por función	2.218	2.243	457	4.684	2.647	897	897	897	897	897
Gasto de administración	-104.659	-102.296	-108.656	-103.883	-97.899	-100.683	-100.683	-100.683	-100.683	-100.683
Otros gastos, por función	-2.610	-2.981	-2.142	-2.993	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205
Otras Ganancias (pérdidas)	-15.897	534	-44.108	225.469	-60.165	0	0	0	0	0
Ingresos financieros	8.859	8.111	8.173	4.912	10.271	5.366	5.366	5.366	5.366	5.366
Costos financieros	-148.304	-161.531	-177.037	-115.891	-140.034	-179.840	-266.457	-259.316	-251.532	-242.442
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas (neto)	80.273	12.909	23.584	-182.500	-125.889	-516	-516	-516	-516	-516
Diferencias de cambio	-17.340	-17.297	-4.662	-17.273	-11.919	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	385.383	365.139	313.103	527.833	236.895	353.930	215.375	190.371	68.275	-107.974

Tabla 27: Ganancia histórica y proyectada de AES Gener, antes de impuestos

9.5. Pago de impuestos

- Para el segmento Colombia se considera un 33% la tasa de impuestos vigente.
- Para el segmento Argentina se considera 30%.
- Para el segmento Chile se considera 27%.

9.6. Ganancia o pérdida

US\$th	2015A	2016A	2017A	2018A	2019A	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Ingresos de actividades ordinarias	2.165.407	2.286.401	2.436.712	2.647.379	2.411.773	2.395.865	2.467.191	2.470.953	2.448.315	2.306.864
Costo de ventas	-1.582.564	-1.660.954	-1.819.218	-1.932.071	-1.749.685	-1.764.955	-1.888.219	-1.924.125	-2.031.368	-2.075.255
Ganancia bruta	582.843	625.447	617.494	715.308	662.088	630.910	578.972	546.828	416.947	231.609
Otros Ingresos, por función	2.218	2.243	457	4.684	2.647	897	897	897	897	897
Gasto de administración	-104.659	-102.296	-108.656	-103.883	-97.899	-100.683	-100.683	-100.683	-100.683	-100.683
Otros gastos, por función	-2.610	-2.981	-2.142	-2.993	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205
Otras Ganancias (pérdidas)	-15.897	534	-44.108	225.469	-60.165	0	0	0	0	0
Ingresos financieros	8.859	8.111	8.173	4.912	10.271	5.366	5.366	5.366	5.366	5.366
Costos financieros	-148.304	-161.531	-177.037	-115.891	-140.034	-179.840	-266.457	-259.316	-251.532	-242.442
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas (neto)	80.273	12.909	23.584	-182.500	-125.889	-516	-516	-516	-516	-516
Diferencias de cambio	-17.340	-17.297	-4.662	-17.273	-11.919	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	385.383	365.139	313.103	527.833	236.895	353.930	215.375	190.371	68.275	-107.974
Gasto por impuestos a las ganancias	-132.709	-106.830	-115.018	-222.514	-112.454	-106.984	-69.973	-63.604	-31.708	15.785
Ganancia (pérdida)	252.674	258.309	198.085	305.319	124.441	246.946	145.402	126.766	36.567	-92.189

Tabla 28: Ganancia histórica y proyectada de AES Gener

10. Valoración por flujo de caja descontado

10.1. Ajuste depreciación

US\$Th	2020	2021	2022	2023	2024
Depreciación y amortización	271.286	353.392	353.392	404.410	404.410

Tabla 29: Depreciación total proyectada de AES Gener

US\$Th	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024
Argentina	22.992	22.992	22.992	22.992	22.992
Chile	237.273	319.379	319.379	319.379	319.379
Colombia	11.021	11.021	11.021	62.039	62.039
Total	271.286	353.392	353.392	404.410	404.410

Tabla 30: Depreciación proyectada abierta por segmento

Podemos apreciar que la mayor parte de la depreciación se encuentra alocada en Chile, lo cual está alineado con la importancia de este segmento dentro de AES Gener. Además, podemos apreciar el alza en depreciación en 2021 en Chile, donde se comienza a depreciar Alto Maipo y los proyectos nuevos de inversión. También se observa el alza en Colombia en 2023, derivado del proyecto JK

10.2. Inversiones de Capital

US\$Th	2020	2021	2022	2023	2024
Inversión en reposición	-59.662	-59.662	-59.662	-59.662	-59.662
Inversión en reposición de nuevos activos fijos	-5.794	-42.180	-42.180	-93.198	-93.198
Inversión en nuevos activos fijos	-599.840	-409.760	-738.000	0	0
Capex Total	-665.296	-511.602	-839.842	-152.860	-152.860

Tabla 31: Tabla resumen de las inversiones de capital

Se procederá en las secciones siguientes a detallar cada una de las líneas de la tabla 28.

10.2.1. Inversión en reposición

Para calcular cuánto es la inversión en mantenimiento de las instalaciones existentes a diciembre 2019 lo que se realizó fue un análisis histórico desde 2018, sin incluir Alto Maipo ni la adquisición de la central los Cururos en 2019. A continuación, se muestra el monto de inversión en el estado de flujo de efectivo, excluyendo Alto Maipo y el proyecto los Cururos (clasificados como compra de propiedades y equipos). Asumiremos que estos montos corresponden íntegramente a inversiones de capital en mantenimiento de las instalaciones existentes.

US\$Mn	2019	2018
Gener Argentina	-4,1	-29,5
Termoandes		
Interandes		
Norgener Foreign	-42,8	-13,1
AES Chivor & CIA		
AES Chivor S.a		
JK		
Norgener Renovables	-389,1	-463,7
Alto Maipo		
Andes Solar		
Los Olmos		
Mesamavisa		
Eolica Victoria		
Campo Lindo		
Don Humberto		
La engorda		
Nolana		
Topoloa		
Litueche		
Punta del Sol		
Quebrada Seca		
Los cururos		
Norgener Inversiones	-17,2	-12,5

Ventanas		
Angamos		
Cochrane		
Transmisora Angamos		
Non AM & Los Cururos Capex	-64,1	-55,2

Tabla 32: Compra de propiedades, planta y equipo para las filiales en 2018 y 2019

Lo que extraemos de las tablas anteriores es una aproximación del capex de mantenimiento para los años 2018 y 2019 aislando la porción de Alto Maipo y en particular la adquisición de los Cururos por US\$110Mn en 2019. El promedio en este período es de US\$59.7Mn, con poca variación entre los años.

10.2.2. Inversión en reposición de nuevos activos fijos

Corresponde a una porción de la depreciación de los nuevos activos que entrarán en operación en los períodos siguientes. En el caso de Alto Maipo, corresponde al 25% de la depreciación. El racional detrás de este supuesto es que el costo total del proyecto aumentó a 4 veces aproximadamente el valor inicial, donde la principal razón está asociada directamente a la calidad del suelo, por lo que estamos asumiendo que los componentes tales como turbinas, paños, líneas de transmisión, etc, se deprecian y se les hará mantenimiento tomando en consideración el monto evaluado inicial. tomando como base. En el caso de los proyectos de Chile y Colombia, corresponde al 50%, donde el racional detrás de esto es que las instalaciones nuevas necesitan un mantenimiento relativamente bajo. Por ejemplo, en el caso de las carboneras, de los estados financieros de las filiales de AES Gener, se desprende que, en el caso de Cochrane y Angamos, las inversiones en mantenimiento rondan entre el 15 – 20% de la depreciación anual en 2019.

10.2.3 Inversión en nuevos activos fijos

Corresponde a las inversiones de capital, asociadas a crecimiento. Corresponde a los proyectos Alto Maipo, JK, Los Olmos, Mesamávida y Andes Solar 2.

1.- Alto Maipo: La inversión en Alto Maipo para 2020, que es último año de construcción es estimada según el porcentaje restante en términos del nivel de avance

reportado a diciembre 2019, que es 87% y el costo total estimado del proyecto, que es US\$3.048Mn, por lo que se estima en US\$396Mn.

2.- Los Olmos: Para esta central se estima un costo total del proyecto de US\$176Mn para una potencia instalada de 110MW, es decir 1.6 US\$Mn/MW

3.- Mesamávida: Para esta central se estima un costo total del proyecto de US\$109Mn para una potencia instalada de 68MW, es decir 1.6 US\$Mn/MW

4.- Andes Solar II: Para esta central se estima un costo total del proyecto de US\$144Mn para una potencia instalada de 80MW, es decir 1.8 US\$Mn/MW

5.- JK: Para esta central se estima un costo total del proyecto de US\$1.038Mn para una potencia instalada de 649MW, es decir 1.6 US\$Mn/MW

10.3. Inversión en capital de trabajo

10.3.1. Delta CTON

Primero que todo calcularemos las necesidades de caja por delta capital de trabajo

$$CTON = Existencias + Cuentas por cobrar - (proveedores + Acreedores varios + cuentas por pagar)$$

US\$ Th	2015	2016	2017	2018	2019
Otros activos no financieros, corrientes	5.787	3.007	5.529	4.361	2.263
Inventario	122.853	136.235	155.157	186.358	144.777
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, netos	362.558	373.146	444.905	435.509	427.768
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	13.213	18.833	10.066	29.313	29.541
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	288.589	358.154	355.108	333.411	322.648

Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	18.392	10.654	278.918	140.347	95.522
CTON	197.430	162.413	-18.369	181.783	186.179

Tabla 33: Cálculo del CTON histórico

10.3.2. RCTON

Esta métrica básicamente que porcentaje es el necesario destinar a capital de trabajo dado un nivel de ventas.

$$RCTON = \frac{Cton}{Ventas}$$

US\$ th	2015	2016	2017	2018	2019
Ventas	2.165.407	2.286.401	2.436.712	2.647.379	2.411.773
RCTON	9,1%	7,1%	-0,8%	6,9%	7,7%

Tabla 34: Cálculo RCTON histórico

Para el cálculo del delta CTON (necesidad de caja para capital de trabajo), ocupamos el RCTON del último año real, es decir 7.7%. Como mencionamos el 2019 es el año representativo para realizar la proyección.

US\$ th	2020	2021	2022	2023	2024
Ventas	2.395.865	2.467.191	2.470.953	2.448.315	2.306.864
Delta CTON	-5.506	-290	1.748	10.919	19.846

Tabla 35: Delta CTON proyectado

El nivel de capital de trabajo operativo neto baja en diciembre 2020 comparado con diciembre 2019, por lo que existe un exceso de capital de trabajo, por US\$1.228th, explicado básicamente porque el RCTON para proyectar es el de 2019, y además bajan las ventas en 2020.

10.4. Activos prescindibles

Por definición son los activos que se podrían retirar, o bien liquidarse y que luego de ello no afecten la generación de flujos de la compañía en el futuro. En este caso, los activos prescindibles encontrados en base a un estudio de las notas a los estados financieros:

- Inversión en Gasoducto Gasandes S.A (Argentina) y Gasoducto Gasandes S.A por US\$4.553 Th, correspondientes al 13% de la participación accionaria de AES Gener dentro de las sociedades. Estos conceptos se encuentran dentro de la categoría otros activos financieros.

10.5. Valor terminal

Para el caso del valor terminal se ocupó por un lado un crecimiento de 2.256%, que representa un promedio ponderado por ventas del año 2019 de cada segmento.

Año	Colombia	Chile	Argentina
2025	1,90%	2,3%	2,90%
2026	1,60%	2,5%	2,90%
2027	1,90%	2,2%	2,90%
2028	1,90%	2,5%	2,90%
2029	2,20%	2,4%	2,90%
2030	2,80%	2,0%	2,90%
2031	2,20%	2,1%	2,90%
2032	2,40%	2,0%	2,90%

Tabla 36: Proyección de crecimiento para los distintos segmentos de negocio

Para el valor terminal, además se considera que hay un efecto remanente por el vencimiento de los contratos detallado en secciones anteriores. Este efecto es de US\$-65.348Th.

10.6. Flujo de caja libre

A continuación, se muestra el flujo de caja proyectado, incluyendo el valor terminal

US\$th	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos de actividades ordinarias	2.395.865	2.467.191	2.470.953	2.448.315	2.306.864
Costo de ventas	-1.764.955	-1.888.219	-1.924.125	-2.031.368	-2.075.255
Ganancia bruta	630.910	578.972	546.828	416.947	231.609
Otros Ingresos, por función	897	897	897	897	897
Gasto de administración	-100.683	-100.683	-100.683	-100.683	-100.683
Otros gastos, por función	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205
Otras Ganancias (pérdidas)	0	0	0	0	0
Ingresos financieros	5.366	5.366	5.366	5.366	5.366
Costos financieros	-179.840	-266.457	-259.316	-251.532	-242.442
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas (neto)	-516	-516	-516	-516	-516
Diferencias de cambio	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	353.930	215.375	190.371	68.275	-107.974
Gasto por impuestos a las ganancias	-106.984	-69.973	-63.604	-31.708	15.785
Ganancia (pérdida)	246.946	145.402	126.766	36.567	-92.189

Tabla 37: Flujo de caja hasta ganancia (pérdida) después de impuestos

Ajustes	2020	2021	2022	2023	2024
Depreciación y amortización	271.286	353.392	353.392	404.410	404.410
Otros Ingresos, por función	-655	-655	-655	-655	-655
Otros gastos, por función	1.610	1.610	1.610	1.610	1.610
Ingresos financieros	-3.917	-3.917	-3.917	-3.917	-3.917
Costos financieros	131.283	194.514	189.301	183.618	176.983
Diferencias de cambio	0	0	0	0	0
Participación en las ganancias (pérdidas)	377	377	377	377	377
Flujo de caja bruto	646.929	690.722	666.874	622.009	486.618
Inversión en reposición	-59.662	-59.662	-59.662	-59.662	-59.662
Inversión en reposición de nuevos activos fijos	-5.794	-42.180	-42.180	-93.198	-93.198
Inversión nuevo activo fijo	-599.840	-409.760	-738.000	0	0
Inversión en capital de trabajo	-5.506	-290	-1.748	10.919	19.846
Fuljo de caja libre	-23.873	178.829	-171.221	480.069	353.605
Valor terminal					7.002.310
FC libre + valor terminal	-23.873	178.829	-171.221	480.069	7.355.914

Tabla 38: Ajustes al estado de resultado, flujo de caja bruto y flujo de caja libre

Podemos ver que el flujo de caja libre se hace negativo la suma de los 3 primeros años, por lo que sospechamos que tenemos necesidades de caja no cubiertas con las figuras actuales, principalmente por los proyectos en cartera. A considerar:

- Los años 2018 y 2019 se ha mantenido la política de repartición del 100% de la utilidad del año anterior. Para este racional asumiremos que dada la agresiva política de inversiones esa política no se mantiene, es decir en el período 2020 – 2022 no se reparten dividendos.
- La suma del flujo de caja libre se hace negativo en US\$-16Mn para el período 2020-2023.
- Considerando los flujos a los bonistas en el período 2020-2023, tenemos flujos de caja por US\$-985Mn (intereses más amortización).
- Se consideró que AM se iba a endeudar adicionalmente en US\$252Mn.
- La caja al cierre de 2019 fue de US\$341Mn.

La suma de lo anterior es US\$-408Mn, por lo que se consideró un aumento de capital de US\$450Mn, con el fin de llegar a una caja mínima de US\$40Mn.

11. Valor económico y precio de la acción

11.1. Precio de la acción

Detalle	Monto
Valor de los activos operacionales (US\$ Th)	\$5.877.754
Activos prescindibles (US\$ Th)	\$4.553
Exceso (déficit) de capital de trabajo (US\$ Th)	\$1.228
Valor total de los activos (US\$ Th)	\$5.883.535
Deuda financiera (US\$ Th)	\$4.225.502
Patrimonio económico (US\$ Th)	\$1.658.033

Tabla 39: Patrimonio económico de AES Gener al 31 de diciembre de 2019

Detalle	Monto
Número de acciones	8.400.318.891
Valor de la acción (US\$)	\$0,20
Tipo de cambio (CLP/US\$)	745
Valor de la acción (CLP)	\$147,0

Tabla 40: Precio de la acción al 31 de diciembre de 2019

El precio de la acción está por debajo del cotizado en bolsa de CLP\$147,0 en 8,1%. Principalmente asociado al empeoramiento en el precio de los contratos existentes por vencer en el mediano plazo, impactando el flujo de caja libre de la compañía en el mediano/largo plazo.

11.2. Sensibilidad

En términos de bajo qué supuestos el precio de la acción es más sensible, hemos identificado 3 conceptos, los cuales están listados en la tabla

		Precio contratos por vencer (US\$/MWh)		
	Valores	123.8	125 (base)	126.3
Tasa de descuento	4,96%	374,2	351,4	328,7
	5,97% (base)	163,1	147,0	130,8
	6,97%	41,8	29,4	17,1

Tabla 41: Sensibilidad para el precio de la acción

En la tabla 41 podemos ver la sensibilidad en el precio de la acción de AES Gener respecto a la variación de 1% por un lado en el precio de contratos por vencer, que está modelado con base 125 US\$/MWh, donde se debe hacer hincapié y reforzar que este es un monto muy difícil de obtener, ya que cada contrato suscrito posee su propio precio y fórmulas de indexación. Sobre esta variable podemos ver que por dada un alza de +1% del precio de los contratos por vencer, el efecto es alrededor de \$-16 CLP en el precio de la acción, lo que refleja que la pérdida de valor al renovar dichos contratos será mayor, ocurriendo el efecto contrario con una variación de -1% (fijando la tasa de descuento en su valor base). La segunda variable analizada, y sobre la que el precio de la acción es más sensible es la tasa de descuento, donde un -1% de variación hace variar en \$204 CLP el precio de la acción, y un +1% hace variar el precio en -\$118 CLP (fijando el precio de los contratos en su valor base). Lo anterior se da porque el flujo de caja libre proyectado, traído a valor presente, es explicado principalmente por los flujos a mediano/largo plazo, cuyo valor presente depende en gran medida de la tasa a la cual se descuenten dichos flujos. Los flujos de caja libre de los primeros años de hecho son negativos o cercanos a cero, debido a la gran cantidad de inversiones que se proyecta llevar a cabo en la compañía.

12. Conclusiones

AES Gener en todos sus segmentos está pasando por cambios de distinta índole, ya sea tecnológico en Chile, político en Argentina y tecnológico/climático en Colombia, además de los múltiples proyectos a poner en marcha en los próximos años para adaptar la compañía de manera rápida a los cambios que se están viviendo en el mundo, para lograr ser una empresa sostenible, sustentable y amigable con el medio ambiente.

En cuanto a los puntos más sensibles de la valoración, podemos mencionar el efecto del vencimiento de los contratos en Chile en el corto/mediano plazo. Como segundo punto, y según el cual la valoración es más sensible, es la tasa de descuento. La razón de esto es que el valor presente de los flujos de caja libre proyectados es explicado en gran medida por la proyección de dichos montos a mediano/largo plazo, donde se observa que, en los primeros años, la proyección de flujos de caja libre es negativa o cercana a cero

En adición a lo mencionado anteriormente y sumado a la gran carga financiera de Alto Maipo, nos lleva a proyectar un precio de la acción menor al observado al cierre de 2019, específicamente a \$147,0 CLP, es decir un 8,1% más bajo que el observado de \$160,0 CLP.

En la ilustración 17 podemos observar la evolución del precio de la acción de AES Gener durante el año 2020. Podemos ver que el precio cae de los \$160 CLP con los que comienza el año a niveles de \$145 CLP alrededor de la tercera semana de enero. Luego cae a niveles de \$130 CLP a finales de febrero luego del anuncio de un aumento de capital por US\$500M. El precio a la fecha es de \$127 CLP.

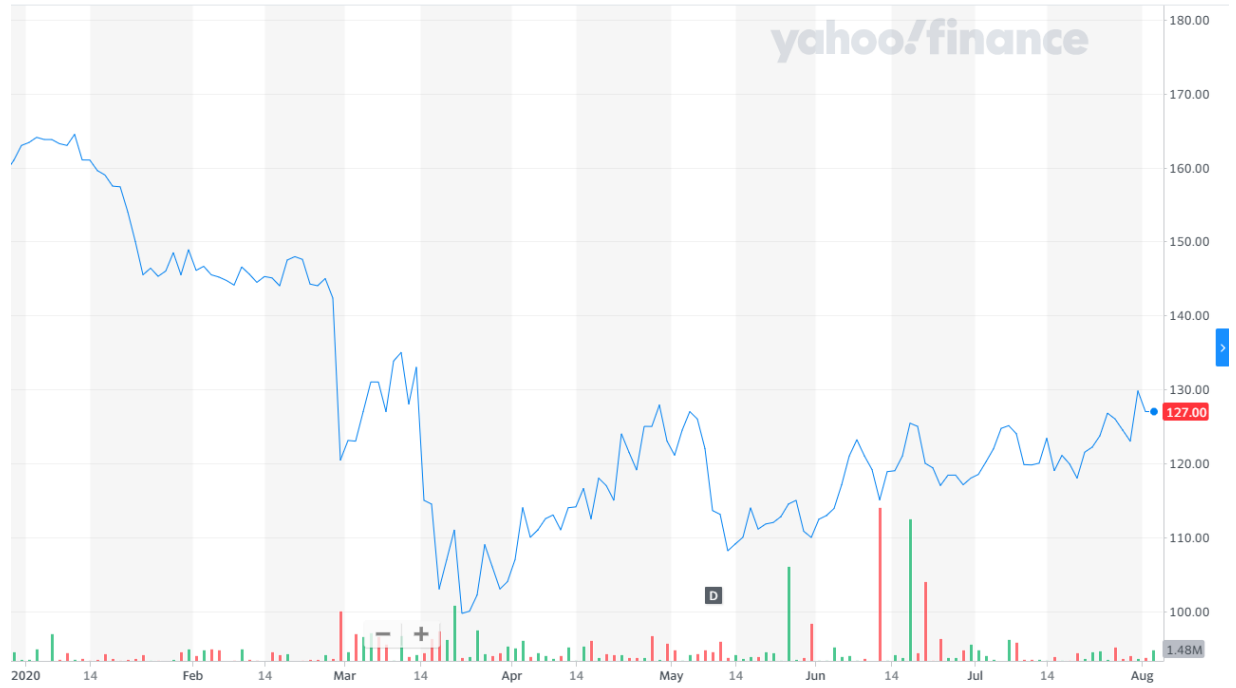


Ilustración 17: Evolución del precio de la acción en 2020

13. Bibliografía

Damodaran on Valuation. Aswath Damodarán

Valoración de empresas. Carlos Maquieira & Christian Espinoza

14. Anexos

Anexo I: Subsidiarias de AES Gener

R.U.T.	Ref.	Nombre de la Sociedad	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación		
					31 de diciembre de 2019		
					DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL
96.678.770-8	NFI	Norgener Foreign Investment S.p.A.	CHILE	US\$	100,00 %	— %	100,00 %
96.814.370-0	Ventanas	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	CHILE	US\$	0,01 %	99,99 %	100,00 %
Extranjera	Chivor	AES Chivor & Cia S.C.A. E.S.P.	COLOMBIA	COL\$	— %	99,99 %	99,99 %
Extranjera	JK	Jameiwaa KA'1 S.A.S. E.S.P.	COLOMBIA	COL\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.803.700-0	NI	Norgener Inversiones S.p.A	CHILE	US\$	100,00 %	— %	100,00 %
Extranjera	GASA	Gener Argentina S.A.	ARGENTINA	US\$	92,04 %	7,96 %	100,00 %
Extranjera	Termoandes	Termoandes S.A.	ARGENTINA	US\$	8,82 %	91,18 %	100,00 %
Extranjera	Interandes	Interandes S.A.	ARGENTINA	US\$	13,00 %	87,00 %	100,00 %
76.004.976-K	Angamos	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	CHILE	US\$	5,18 %	94,82 %	100,00 %
Extranjera	Energen	Energen S.A.	ARGENTINA	US\$	94,00 %	6,00 %	100,00 %
Extranjera	-	AES Chivor S.A.	COLOMBIA	COL\$	47,50 %	51,88 %	99,38 %
76.085.254-6	Cochrane	Empresa Eléctrica Cochrane S.p.A.	CHILE	US\$	— %	60,00 %	60,00 %
76.170.761-2	Alto Maipo	Alto Maipo S.p.A.	CHILE	US\$	— %	93,11 %	93,11 %
76.680.114-5	-	Cía. Transmisora Angamos S.p.A	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.786.355-1	NR	Norgener Renovables S.p.A	CHILE	US\$	100,00 %	— %	100,00 %
76.579.067-0	Andes Solar	Andes Solar S.p.A	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.868.988-1	Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos S.p.A	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.868.991-1	Mesamavida	Energía Eólica Mesamavida S.p.A	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.917.669-1	Punta del Sol	Punta del Sol S.p.A.	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.917.677-2	Quebrada Seca	Quebrada Seca S.p.A.	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.513.461-7	Victoria	Parque Eólico Victoria S.p.A.	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.363.072-2	Campo Lindo	Parque Eólico Campo Lindo S.p.A	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.975.746-5	Nolana	Parque Eólico Nolana S.p.A	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.975.739-2	Topoloa	Parque Eólico Topoloa S.p.A	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.954.837-8	Litueche	Parque Eólico Litueche S.p.A	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
78.178.599-0	Los Cururos	Parque Eólico los Cururos Spa	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.729.711-4	La Cebada	Compañía Transmisora La Cebada S.A.	CHILE	US\$	99,99 %	— %	99,99 %
77.116.491-9	San Matias	Energía Eólica San Matias S.p.A.	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
77.005.365-K	Paposo	Energía Eólica Paposo S.p.A.	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %
76.967.596-5	Curauma	Energía Eólica Curauma S.p.A.	CHILE	US\$	— %	100,00 %	100,00 %

Ilustración 18: Subsidiarias de AES Gener, diciembre 2019. Fuente: Estados de resultado de 2019. Elaboración: AES Gener

Anexo II: Activos y pasivos históricos de AES Gener

Activos (US\$Th)	2015	2016	2017	2018	2019
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y equivalente al efectivo	267.233	469.560	275.948	322.373	340.861
Otros activos financieros corrientes	40.161	21.692	10.647	4.853	10.031
Otros activos no financieros, corrientes	5.787	3.007	5.529	4.361	2.263
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, netos	362.558	373.146	444.905	435.509	427.768
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	13.213	18.833	10.066	29.313	29.541
Inventarios	122.853	136.235	155.157	186.358	144.777
Activos por impuestos corrientes, netos	42.149	37.909	25.911	6.309	15.166
Activos clasificados como mantenidos para la venta			181.539	0	0
Total activos corrientes	853.954	1.060.382	1.109.702	989.076	970.407
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Otros activos financieros no corrientes	34.359	12.824	34.398	17.610	5.523
Otros activos no financieros no corrientes	29.764	33.620	24.274	27.308	35.760
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no corrientes, netos	14.832	20.021	18.929	10.000	44.375
Inversiones en asociadas	402.178	419.468	410.882	213.315	81.714
Activos intangibles, netos	53.238	51.857	52.589	63.101	87.671
Plusvalía	7.309	7.309	0	0	0
Propiedades, plantas y equipos	5.795.506	6.150.290	6.421.441	6.472.229	7.084.475
Activos por impuestos diferidos, netos	94.893	93.133	87.592	76.722	132.635
Total Activos No Corrientes	6.432.079	6.788.522	7.050.105	6.880.285	7.472.153
TOTAL ACTIVOS	7.286.033	7.848.904	8.159.807	7.869.361	8.442.560

Tabla 42: Activos históricos de AES Gener

PATRIMONIO Y PASIVOS	2015	2016	2017	2018	2019
PASIVOS CORRIENTES					
Otros pasivos financieros corrientes	159.552	230.814	1.052.448	316.943	271.400
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	288.589	358.154	355.108	333.411	322.648
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	18.392	10.654	278.918	140.347	95.522
Otras provisiones, corrientes	3.455	912	1.450	226	578
Pasivos por impuestos, corrientes, netos	45.595	38.180	25.542	60.588	66.934
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	3.689	3.858	4.507	3.239	3.893
Otros pasivos no financieros, corrientes	34.086	35.724	27.490	35.085	30.349
Total Pasivos Corrientes	553.358	678.296	1.745.463	889.839	791.324
PASIVOS NO CORRIENTES					
Otros pasivos financieros no corrientes	3.456.919	3.672.070	2.781.566	3.267.438	3.954.102
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, no corrientes	26.283	17.266	15.314	2.202	3.656
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente	229.788	241.031	0	164.883	287.189
Otras provisiones, no corrientes	106.599	71.662	286.047	117.591	175.843
Pasivos por impuestos diferidos, netos	542.540	571.597	575.871	622.876	619.906
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	27.960	28.570	35.981	31.367	31.167
Otros pasivos no financieros, no corrientes	10.352	9.819	9.495	25.915	31.977
Total pasivos No Corrientes	4.400.441	4.612.015	3.704.274	4.232.272	5.103.840
TOTAL PASIVOS	4.953.799	5.290.311	5.449.737	5.122.111	5.895.164
PATRIMONIO					
Capital emitido	2.052.076	2.052.076	2.052.076	2.052.076	2.052.076
Ganancias (pérdidas) acumuladas	377.125	544.760	412.913	484.640	364.801
Primas de emisión	49.864	49.864	49.864	49.864	49.864
Otras participaciones en el patrimonio	236.567	237.408	238.157	238.944	239.300
Otras reservas	-492.188	-457.378	-159.090	-200.203	-259.515
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.223.444	2.426.730	2.593.920	2.625.321	2.446.526
Participaciones no controladoras	108.790	131.863	116.150	121.929	100.870
Total patrimonio neto	2.332.234	2.558.593	2.710.070	2.747.250	2.547.396
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	7.286.033	7.848.904	8.159.807	7.869.361	8.442.560

Tabla 43: Pasivos históricos de AES Gener

Anexo III: Repositorio de contratos

Razón Social1	Razón Social2	Tipo Cliente	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	PROCESADORA DE ALIMENTOS DEL SUR LIMITADA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	FAENADORA LO MIRANDA LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-

AES GENER S.A.	AGRICOLA SUPER LTDA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	SERVICIOS ELÉCTRICOS CACHAPOAL SPA	Libre	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	8.269	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA ARIZTIA LTDA	Libre	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
AES GENER S.A.	AGRICOLA ARIZTIA LTDA	Libre	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
AES GENER S.A.	AGRICOLA ARIZTIA LTDA	Libre	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300
AES GENER S.A.	AGRICOLA ARIZTIA LTDA	Libre	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200
AES GENER S.A.	AGRICOLA ARIZTIA LTDA	Libre	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
AES GENER S.A.	AGROINDUSTRIAL EL PAICO S.A	Libre	35.300	35.300	35.300	35.300	35.300	35.300	35.300	35.300
AES GENER S.A.	AGRICOLA ARIZTIA LTDA	Libre	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
AES GENER S.A.	INVERSIONES E INDUSTRIAS VALLE VERDE S.A	Libre	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
AES GENER S.A.	MELIFEED SPA	Libre	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600
AES GENER S.A.	TECNOLOGÍA Y ALIMENTOS LTDA	Libre	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
AES GENER S.A.	AGRICOLA TARAPACÁ S.A	Libre	13.100	13.100	13.100	13.100	13.100	13.100	13.100	13.100
AES GENER S.A.	AGRICOLA TARAPACÁ S.A	Libre	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
AES GENER S.A.	AGROINDUSTRIAL ARICA S.A	Libre	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
AES GENER S.A.	INDUSTRIAL OCHAGAVIA LTDA	Libre	15.500	15.500	15.500	15.500	15.500	15.500	15.500	15.500
AES GENER S.A.	EMBOTELLADORAS CHILENAS UNIDAS S.A	Libre	12.800	12.900	12.700	12.700	12.600		-	-
AES GENER S.A.	FABRICA DE ENVASES PLASTICOS S.A	Libre	27.100	27.100	27.100	27.100	27.100		-	-

AES GENER S.A.	VIÑA SAN PEDRO TARAPACA S	Libre	4.800	4.800	5.500	5.900	5.900	-	-	-
AES GENER S.A.	AGUAS CCU-NESTLE CHILE S	Libre	9.800	10.500	11.200	11.900	12.500	-	-	-
AES GENER S.A.	FABRICA DE ENVASES PLASTICOS S.A	Libre	26.300	27.100	27.900	28.800	29.600	-	-	-
AES GENER S.A.	CERVECERA CCU CHILE LTDA	Libre	47.600	47.600	30.700	47.600	47.600	-	-	-
AES GENER S.A.	ALIMENTOS Y FRUTOS S.A	Libre	4.875	6.500	6.500	6.500	6.500	-	-	-
AES GENER S.A.	ALIMENTOS Y FRUTOS S.A	Libre	4.125	5.500	5.500	5.500	5.500	-	-	-
AES GENER S.A.	ALIMENTOS Y FRUTOS S.A	Libre	6.750	9.000	9.000	9.000	9.000	-	-	-
AES GENER S.A.	ALIMENTOS Y FRUTOS S.A	Libre	2.625	3.500	3.500	3.500	3.500	-	-	-
AES GENER S.A.	ANGLO AMERICAN SUR S.A	Libre	195.000	199.000	203.000	-	-	-	-	-
AES GENER S.A.	ANGLO AMERICAN SUR S.A	Libre	990.000	1.030.000	1.078.000	-	-	-	-	-
AES GENER S.A.	ANGLO AMERICAN SUR S.A	Libre	298.000	298.000	298.000	-	-	-	-	-
AES GENER S.A.	FUNDICION TALLERES LTDA	Libre	23.550	23.050	23.050	23.050	-	-	-	-
AES GENER S.A.	PAPELES BIO-BIO S.A	Libre	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
AES GENER S.A.	MAGOTTEAUX ANDINO S.A	Libre	122.640	122.640	122.640	-	-	-	-	-
AES GENER S.A.	CRISTALERIAS CHILE S.A	Libre	170.000	170.000	124.400	124.400	-	-	-	-
AES GENER S.A.	PUERTO VENTANAS S.A	Libre	9.600	9.600	9.600	9.600	-	-	-	-
AES GENER S.A.	EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ENEX S.A	Libre	1.000	1.000	1.000	1.000	-	-	-	-
AES GENER S.A.	MINERA CANDELARIA	Libre	910.470	913.260	916.980	919.770	919.770	-	-	-
AES GENER S.A.	MINERA OJOS DEL SALADO	Libre	68.530	68.740	69.020	69.230	69.230	-	-	-

AES GENER S.A.	MINERA LOS PELAMBRES S.A	Libre	294.000	250.000	228.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
AES GENER S.A.	MINERA LOS VALDES	Libre	4.700	4.700	4.700	4.700	4.700	4.700	4.700	4.700
AES GENER S.A.	MINERA RIO COLORADO	Libre	9.320	9.320	9.320	9.320	9.320	9.320	9.320	9.320
AES GENER S.A.	MINERA RIO COLORADO	Libre	2.330	2.330	2.330	2.330	2.330	2.330	2.330	2.330
AES GENER S.A.	CMPC MADERAS S.A	Libre	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	28.000	-	-
AES GENER S.A.	ARAUCO MALLS CHILE S.A	Libre	21	28	30	36	-	-	-	-
AES GENER S.A.	ARAUCO MALLS CHILE S.A	Libre	8	10	11	13	-	-	-	-
AES GENER S.A.	ARAUCO MALLS CHILE S.A	Libre	8	11	11	14	-	-	-	-
AES GENER S.A.	BULEVAR RENTAS INMOBILIARIAS S.A	Libre	3	4	4	5	-	-	-	-
AES GENER S.A.	CENTROS COMERCIALES VECINAL ARAUCO EXPRESS S.A	Libre	1	2	2	2	-	-	-	-
AES GENER S.A.	CENTROS COMERCIALES VECINAL ARAUCO EXPRESS S.A	Libre	1	1	1	1	-	-	-	-
AES GENER S.A.	PARQUE ARAUCO S.A	Libre	21	27	29	35	-	-	-	-
AES GENER S.A.	PLAZA ESTACIÓN S.A	Libre	13	17	18	22	-	-	-	-
AES GENER S.A.	TODO ARAUCO S.A	Libre	4	6	6	7	-	-	-	-
AES GENER S.A.	TODO ARAUCO S.A	Libre	2	2	2	3	-	-	-	-
AES GENER S.A.	CLINICA LAS CONDES S.A	Libre	36	36	36	9	-	-	-	-
AES GENER S.A.	CHILQUINTA ENERGIA S.A	Regulado	57.000	57.000	57.000	-	-	-	-	-
AES GENER S.A.	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A	Regulado	277.333	277.333	277.333	-	-	-	-	-

AES GENER S.A.	EMPRESA ELÉCTRICA DE PUENTE ALTO S.A	Regulado	22.667	22.667	22.667	-	-	-	-	-
AES GENER S.A.	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A	Regulado	832.000	832.000	832.000	832.000	832.000	-	-	-
AES GENER S.A.	EMPRESA ELÉCTRICA DE PUENTE ALTO S.A	Regulado	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000	-	-	-
AES GENER S.A.	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A	Regulado	1.773.600	1.773.600	1.773.600	1.773.600	1.467.000	1.467.000	-	-
AES GENER S.A.	EMPRESA ELÉCTRICA DE PUENTE ALTO S.A	Regulado	26.640	26.640	26.640	26.640	33.000	33.000	-	-
AES GENER S.A.	CHILQUINTA ENERGIA S.A	Regulado	165.000	165.000	165.000	165.000	165.000	165.000	165.000	-
AES GENER S.A.	ENERGÍA CASABLANCA S.A	Libre	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	-
AES GENER S.A.	COMPAÑÍA ELECTRICA DEL LITORAL S.A	Regulado	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	-
AES GENER S.A.	LUZ LINARES S.A	Libre	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	-
AES GENER S.A.	LUZ PARRAL S.A	Libre	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	-
AES GENER S.A.	CHILQUINTA ENERGIA S.A	Regulado	1.004.220	1.004.220	1.004.220	1.004.220	1.004.220	1.004.220	-	-
AES GENER S.A.	ENERGÍA CASABLANCA S.A	Libre	34.170	34.170	34.170	34.170	34.170	34.170	-	-
AES GENER S.A.	COMPAÑÍA ELECTRICA DEL LITORAL S.A	Regulado	38.916	38.916	38.916	38.916	38.916	38.916	-	-
AES GENER S.A.	LUZ LINARES S.A	Regulado	54.384	54.384	54.384	54.384	54.384	54.384	-	-
AES GENER S.A.	LUZ PARRAL S.A	Regulado	63.391	63.391	63.391	63.391	63.391	63.391	-	-
AES GENER S.A.	EMPRESA ELECTRICA DE CASABLANCA S.A	Libre	14.919	14.919	14.919	14.919	14.919	14.919	-	-

AES GENER S.A.	EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A	Libre	9.756	9.756	9.756	9.756	9.756	9.756	9.756	-
AES GENER S.A.	COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A	Regulado	350.244	350.244	350.244	350.244	350.244	350.244	350.244	-
AES GENER S.A.	COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A	Regulado	697.928	697.928	697.928	697.928	697.928	697.928	697.928	-
AES GENER S.A.	COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A	Regulado	72.072	72.072	72.072	72.072	72.072	72.072	72.072	-
AES GENER S.A.	CORPORACIÓN NACIONAL DEL COBRE DE CHILE	Libre	1.143.180	1.143.180	1.143.180	1.143.180	1.143.180	1.143.180	1.143.180	1.143.180
AES GENER S.A.	CORPORACIÓN NACIONAL DEL COBRE DE CHILE	Libre	780.516	780.516	780.516	780.516	780.516	780.516	780.516	780.516
AES GENER S.A.	COMPAÑÍA MINERA TECK QUEBRADA BLANCA S.A	Libre	332.880	332.880	332.880	332.880	332.880	332.880	332.880	332.880
AES GENER S.A.	CENCOSUD RETAIL S.A	Libre	231.007	258.589	258.589	258.589	64.647	-	-	-
AES GENER S.A.	EASY RETAIL S.A	Libre	11.578	12.919	12.919	12.919	3.230	-	-	-

AES GENER S.A.	ADM. CENTRO COMERCIAL ALTO LAS CONDES LTDA	Libre	46.210	102.894	113.524	113.524	28.381	-	-	-
AES GENER S.A.	CBRE	Libre	49.583	85.000	85.000	85.000	35.417	-	-	-
AES GENER S.A.	MOLINO RAHUE S.A	Libre	625	2.500	2.500	2.500	1.875	-	-	-
AES GENER S.A.	HARTING S.A	Libre	547	2.189	2.189	2.189	1.642	-	-	-
AES GENER S.A.	SGS CHILE LTDA	Libre	268	3.210	3.210	3.210	2.943	-	-	-
AES GENER S.A.	SGS MINERALS S.A	Libre	421	5.050	5.050	5.050	4.629	-	-	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA CHOROMBO S.A	Libre	4.418	5.890	5.890	5.890	1.473	-	-	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA DON POLLO LTDA	Libre	8.348	11.130	11.130	11.130	2.783	-	-	-
AES GENER S.A.	SUAZO GOMEZ S.A	Libre	5.858	7.810	7.810	7.810	1.953	-	-	-

AES GENER S.A.	EMPRESAS REDSALUD S.A	Libre	4.420	6.630	6.630	6.630	6.630	2.210	-	-
AES GENER S.A.	SERVICIOS DE EXPORTACIONES FRUTÍCOLAS EXSER LIMITADA	Libre	1.676	3.352	3.352	3.352	3.352	1.676	-	-
AES GENER S.A.	MOLINOS CUNACO S.A	Libre	7.700	13.200	13.200	13.200	13.200	6.600	-	-
AES GENER S.A.	INMOBILIARIA PUENTE LTDA Y VIVOCORP S.A., SR INMOBILIARIA S.A Y INMOBILIARIA SRR S.A	Libre	1.805	5.414	5.414	5.414	5.414	4.061	-	-
AES GENER S.A.	COMPAÑÍA DE SEGUROS CONFUTURO S.A	Libre	2.496	7.487	7.487	7.487	7.487	5.615	-	-

AES GENER S.A.	COMPAÑÍA AGROPECUARIA COPEVAL S.A	Libre	753	2.259	2.259	2.259	2.259	1.694	-	-
AES GENER S.A.	COMERCIALIZADORA NOVAVERDE S.A	Libre	1.226	4.904	4.904	4.904	4.904	3.678	-	-
AES GENER S.A.	OLIVOS SPA	Libre	1.095	3.286	3.286	3.286	3.286	2.465	-	-
AES GENER S.A.	PROCESADORA Y DESHIDRATADORA COLCHAGUA S.A	Libre	201	604	604	604	604	453	-	-
AES GENER S.A.	VIÑA LUIS FELIPE EDWARDS LTDA	Libre	1.989	5.966	5.966	5.966	5.966	4.475	-	-
AES GENER S.A.	CENTROS DE CONVENCIONES SANTIAGO S.A	Libre	414	1.654	1.654	1.654	1.654	1.378	-	-
AES GENER S.A.	BUDNIK HERMANOS S.A	Libre	-	3.100	3.100	3.100	3.100	3.100	-	-
AES GENER S.A.	AGRICOLA EL ROBLE LTDA	Libre	-	2.325	3.100	3.100	3.100	3.100	775	-
AES GENER S.A.	CHILEXPRESS S.A	Libre	-	1.824	2.432	2.432	2.432	2.432	608	-
AES GENER S.A.	FAMAE	Libre	1.500	2.000	2.000	2.000	500	-	-	-
AES GENER S.A.	ENAER	Libre	1.667	2.500	2.500	2.500	833	-	-	-

AES GENER S.A.	KAUFMANN	Libre	5.833	14.000	14.000	14.000	8.167	-	-	-
AES GENER S.A.	AGUAS MANQUEHUE	Libre	5.417	6.500	6.500	1.083				
AES GENER S.A.	AGUAS CORDILLERA	Libre	18.156	21.788	21.788	3.631				
AES GENER S.A.	AGUAS ANDINAS S.A	Libre	31.666	38.000	38.000	6.300				
AES GENER S.A.	AGUAS ANDINAS S.A	Libre	223	223	223	223				
AES GENER S.A.	FERROPLAST	Libre	1.067	1.600	1.600	1.600	533	-	-	-
AES GENER S.A.	ANCALI	Libre	6.750	9.000	9.000	9.000	2.250	-	-	-
AES GENER S.A.	BANCO SANTANDER	Libre	5.550	11.100	11.100	11.100	5.550	-	-	-
AES GENER S.A.	COPELAN (MOLINOS BIO BIO)	Libre	3.825	5.100	5.100	5.100	1.275	-	-	-
AES GENER S.A.	GOLDENFROST S.A	Libre	1.136	6.800	6.800	6.800	5.644	0	0	0
AES GENER S.A.	GOLDENFROST S.A	Libre	86	520	520	520	431	0	0	0
AES GENER S.A.	EDIFICIO INTERSYSTEMS	Libre	335	1.331	1.331	1.331	991	0	0	0
AES GENER S.A.	INDUSTRIALIZADORA AGRICOLA LIMITADA	Libre	3.500	3.500	3.500	853	0	0	0	0
AES GENER S.A.	SERVICIOS AGROINDUSTRIALES SUBSOLE S.A	Libre	660	1.976	1.976	1.976	1.310	0	0	0
AES GENER S.A.	SERVICIOS AGROINDUSTRIALES SUBSOLE S.A	Libre	1.444	4.322	4.322	4.322	2.865	0	0	0

AES GENER S.A.	SERVICIOS AGROINDUSTRIALES SUBSOLE S.A	Libre	636	1.903	1.903	1.903	1.261	0	0	0
AES GENER S.A.	AGRÍCOLA DON ALFONSO SPA	Libre	1.103	3.300	3.300	3.300	2.187	0	0	0
AES GENER S.A.	PARRONALES TINAMOU AGRÍCOLA LIMITADA	Libre	277	829	829	829	549	0	0	0
AES GENER S.A.	QUILHUICA FARMS SPA	Libre	2.038	6.100	6.100	6.100	4.044	0	0	0
AES GENER S.A.	SOCIEDAD CONCESIONARIA AEROPUERTO DE ANTOFAGASTA S.A	Libre	0	2.000	2.000	2.000	2.000	0	0	0
AES GENER S.A.	SOCIEDAD CONCESIONARIA AEROPUERTO DIEGO ARACENA S.A	Libre	0	2.500	2.500	2.500	2.500	0	0	0
AES GENER S.A.	COOPERATIVA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CURICÓ LTDA	Libre	4.190	4.190	4.190	4.190	0	0	0	0
AES GENER S.A.	COOPERATIVA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CURICÓ LTDA	Libre	4.200	4.200	4.200	4.200	0	0	0	0
AES GENER S.A.	COOPERATIVA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CURICÓ LTDA	Libre	1.450	1.450	1.450	1.450	0	0	0	0
AES GENER S.A.	COOPERATIVA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CURICÓ LTDA	Libre	3.270	3.270	3.270	3.270	0	0	0	0
AES GENER S.A.	ENOR CHILE S.A	Libre	18.000	18.000	18.000	14.942	0	0	0	0
ALTO MAIPO SPA	MINERA LOS PELAMBRES S.A	Libre	0	390.000	780.000	780.000	780.000	780.000	780.000	780.000

Tabla 44: Contratos suscritos por AES Gener y su vencimiento

Anexo IV: Proyección de estado de resultados de los distintos segmentos

Argentina

US\$th	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos de actividades ordinarias	89.972	92.582	95.266	98.029	100.872
Costo de ventas	-88.125	-90.014	-91.958	-93.958	-96.016
Ganancia bruta	1.847	2.567	3.309	4.071	4.856
Otros Ingresos, por función	897	897	897	897	897
Gasto de administración	-4.560	-4.560	-4.560	-4.560	-4.560
Otros gastos, por función					
Otras Ganancias (pérdidas)	0	0	0	0	0
Ingresos financieros	4.051	4.051	4.051	4.051	4.051
Costos financieros	-354	-354	-354	-354	-354
Diferencias de cambio	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	1.881	2.601	3.343	4.105	4.890
Gasto por impuestos a las ganancias	-564	-780	-1.003	-1.232	-1.467
Ganancia (pérdida)	1.317	1.821	2.340	2.874	3.423

Tabla 45: Estado de resultado proyectado segmento Argentina

Chile

US\$th	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos de actividades ordinarias	1.879.313	1.936.086	1.925.761	1.809.922	1.654.821
Costo de ventas	-1.463.883	-1.579.604	-1.608.170	-1.640.418	-1.672.614
Ganancia bruta	415.430	356.482	317.591	169.504	-17.794
Otros Ingresos, por función	0	0	0	0	0
Gasto de administración	-80.242	-80.242	-80.242	-80.242	-80.242
Otros gastos, por función	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205	-2.205
Otras Ganancias (pérdidas)	0	0	0	0	0
Ingresos financieros	0	0	0	0	0
Costos financieros	-169.858	-256.475	-249.334	-241.550	-232.460
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas (neto)	-516	-516	-516	-516	-516
Diferencias de cambio	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	162.610	17.044	-14.706	-155.009	-333.217
Gasto por impuestos a las ganancias	-43.905	-4.602	3.971	41.852	89.969
Ganancia (pérdida)	118.705	12.442	-10.735	-113.157	-243.249

Tabla 46: Estado de resultado proyectado segmento Chile

Colombia

US\$th	2020	2021	2022	2023	2024
ingresos de actividades ordinarias	426.580	438.524	449.926	540.364	551.171
Costo de ventas	-212.947	-218.601	-223.998	-296.992	-306.625
Ganancia bruta	213.633	219.923	225.928	243.372	244.547
Otros Ingresos, por función	0	0	0	0	0
Gasto de administración	-15.881	-15.881	-15.881	-15.881	-15.881
Otros gastos, por función	0	0	0	0	0
Otras Ganancias (pérdidas)	0	0	0	0	0
ingresos financieros	1.315	1.315	1.315	1.315	1.315
Costos financieros	-9.628	-9.628	-9.628	-9.628	-9.628
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas (neto)	0	0	0	0	0
Diferencias de cambio	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	189.439	195.729	201.734	219.179	220.353
Gasto por impuestos a las ganancias	-62.515	-64.591	-66.572	-72.329	-72.716
Ganancia (pérdida)	126.924	131.139	135.162	146.850	147.636

Tabla 47: Estado de resultado proyectado de segmento Colombia