

CASO CPA NO. 2011-17

GUARACACHI AMERICA, INC.

y

RURELEC, PLC.

(Demandantes)

-c-

ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

(Demandada)

MEMORIAL DE CONTESTACIÓN A LA DEMANDA

Dr. Hugo Montero Lara
Dra. Elizabeth Arismendi Chumacero
Dra. Nancy Roca
Procuraduría General del Estado
Calle Martín Cárdenas No. 9
Zona Ferropetrol de El Alto
La Paz
Bolivia

Eduardo Silva Romero
José Manuel García Represa
Ana Carolina Simões e Silva
Dechert (Paris) LLP
32 Rue de Monceau
París, 75008
Francia

Alvaro Galindo Cardona
Juan Felipe Merizalde
Dechert LLP
1775 I Street, NW
Washington, D.C., 20006
Estados Unidos de América

Representantes de la Demandada

15 de octubre de 2012

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	- 1 -
2.	LA NACIONALIZACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE GUARACACHI AMERICA EN EGSA FUE HECHA DE CONFORMIDAD CON LOS TRATADOS.....	- 9 -
2.1	Los antecedentes de la privatización de EGSA en 1995	- 10 -
2.1.1	ENDE era una empresa próspera en los años '90.....	- 10 -
2.1.2	La privatización de EGSA en 1995	- 12 -
2.1.3	La falta de inversión de las Demandantes después de la capitalización en 1999.....	- 14 -
2.2	La nacionalización de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA fue previsible, prevista, pacífica y dio lugar a una determinación de buena fe por el Estado del justo valor de mercado de EGSA.....	- 16 -
2.2.1	La Nacionalización fue una medida coherente y previsible en el contexto político boliviano y prevista por EGSA y las Demandantes	- 16 -
2.2.1.1	La Nacionalización de EGSA fue consistente con la política de recuperación de los sectores estratégicos del Estado	- 16 -
2.2.1.2	La Nacionalización fue una medida previsible y prevista por las Demandantes.....	- 21 -
2.2.2	La Nacionalización fue pacífica y ordenada	- 26 -
2.2.3	La Nacionalización fue seguida de una determinación de buena fe por parte del Estado de la justa compensación debida	- 27 -
2.3	La Nacionalización fue realizada de conformidad con los Tratados y el derecho internacional.....	- 33 -
2.3.1	La Nacionalización cumplió la condición de los Tratados relativa a la compensación pronta y justa.....	- 34 -
2.3.2	La Nacionalización cumplió con las exigencias del debido proceso	- 43 -
2.4	El justo valor de mercado de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA es nulo	- 50 -
2.4.1	Las Demandantes tienen la carga de la prueba en cuanto a la existencia de un daño y, de ser el caso, su monto	- 52 -
2.4.2	El contexto económico de las operaciones de EGSA a la fecha de valuación (1 de mayo de 2010).....	- 55 -
2.4.3	El estándar de compensación aplicable es el previsto en los Tratados	- 60 -
2.4.4	Una vez corregidos los errores de las Demandantes, el VJM de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA es nulo	- 63 -

2.4.4.1	Las Demandantes incrementan artificialmente los ingresos futuros de EGSA	- 65 -
2.4.4.2	Las Demandantes reducen artificialmente los costos operativos futuros de EGSA.....	- 77 -
2.4.4.3	Las Demandantes computan incorrectamente los gastos por depreciación	- 77 -
2.4.4.4	Las Demandantes reducen indebidamente el capital de trabajo necesario para EGSA en los primeros años del modelo	- 78 -
2.4.4.5	Las Demandantes reducen artificialmente los gastos de capital (CAPEX) de EGSA.....	- 78 -
2.4.4.6	Compass Lexecon utiliza una tasa de descuento poco realista para una empresa de generación eléctrica en Bolivia	- 81 -
2.4.5	La tasa de interés aplicada por Compass Lexecon no es conforme con el estándar de los Tratados	- 87 -
3.	LOS NUEVOS RECLAMOS CARECEN DE FUNDAMENTO FÁCTICO Y JURÍDICO.....	- 90 -
3.1	La modificación del marco legal relativo al precio <i>spot</i> de la energía no constituye una violación de los estándares de trato bajo los Tratados	- 90 -
3.1.1	El cambio regulatorio en la determinación del precio <i>spot</i> de la electricidad en Bolivia.....	- 92 -
3.1.1.1	El marco regulatorio que determina el cálculo del precio <i>spot</i> siempre ha buscado garantizar la eficiencia tarifaria.....	- 92 -
3.1.1.2	La estabilización de las tarifas de electricidad en 2003 mediante el Decreto Supremo N°. 27302.....	- 103 -
3.1.1.3	La Tarifa Dignidad de 2006 y 2010	- 105 -
3.1.2	Bolivia no violó el estándar de trato justo y equitativo al modificar el marco legal relativo a los precios <i>spot</i> en 2008	- 107 -
3.1.2.1	Sin un compromiso específico del Estado, el estándar de trato justo y equitativo no implica una inmutabilidad del marco regulatorio	- 108 -
3.1.2.2	No existe un compromiso específico de Bolivia garantizando la estabilización del marco regulatorio aplicable a la fijación del precio <i>spot</i> de la electricidad	- 112 -
3.1.2.3	Por lo tanto, el mero hecho de haber promulgado la Norma Operativa N° 3 2008 no constituye una violación del trato justo y equitativo bajo los Tratados	- 119 -
3.1.2.4	En cualquier caso, la exclusión de las turbinas diesel del cálculo del precio <i>spot</i> no constituye una medida injusta o inequitativa bajo los Tratados o el derecho internacional	- 120 -

3.1.3	Bolivia no violó el estándar de “protección y seguridad plenas” al modificar el marco legal relativo a los precios <i>spot</i> de la electricidad.....	- 126 -
3.1.3.1	El cambio en la Norma Operativa N° 3 no puede, por definición, constituir una violación del estándar de plena protección y seguridad	- 127 -
3.1.3.2	La Norma Operativa N° 3 2008, en cualquier caso, no constituye un incumplimiento de la protección y seguridad legales de la inversión.....	- 131 -
3.1.4	Bolivia no menoscabó la inversión de las Demandantes mediante una medida irrazonable al modificar el marco regulatorio relativo a los precios <i>spot</i>	- 132 -
3.1.5	Las Demandantes no establecen un nexo de causalidad entre el cambio regulatorio en los precios <i>spot</i> y la supuesta pérdida de ingresos de EGSA (cuyo monto han exagerado).....	- 135 -
3.1.5.1	Las Demandantes no han establecido un nexo de causalidad entre el cambio regulatorio en los precios <i>spot</i> de la electricidad y la supuesta pérdida de ingresos de EGSA	- 135 -
3.1.5.2	La compensación calculada por las Demandantes por efecto del cambio regulatorio en los precios <i>spot</i> de la electricidad es exagerada.....	- 139 -
3.2	La duración de los procedimientos ante la Corte Suprema de Justicia con relación a la modificación del marco legal aplicable al PBP es conforme con los Tratados y el derecho internacional	- 142 -
3.2.1	Los hechos que dan lugar al reclamo de las Demandantes relativo al PBP demuestran que no hubo “manipulación” del marco regulatorio	- 143 -
3.2.1.1	Las Demandantes no disputan la legalidad y justificación del cambio regulatorio del PBP, ni de los procedimientos administrativos relativos a la Norma Operativa N° 19.....	- 143 -
3.2.1.2	El cambio en la normativa boliviana relativa al cálculo del PBP es plenamente justificado.....	- 144 -
3.2.1.3	Los procedimientos administrativos iniciados por EGSA en contra de la Norma Operativa N° 19 2007 y los recursos de EGSA ante la Corte Suprema de Bolivia	- 153 -
3.2.2	Bolivia no violó su obligación bajo el Tratado con los Estados Unidos de ofrecer medios eficaces para hacer valer las reivindicaciones de EGSA	- 155 -
3.2.2.1	El estándar de medios eficaces bajo el Tratado con los Estados Unidos debe ser correctamente interpretado.....	- 156 -
3.2.2.2	La duración de los recursos ante la Corte Suprema de Justicia de Bolivia no constituye una demora injustificada	- 160 -

3.2.3	Las Demandantes no establecen un nexo de causalidad entre la demora de la tramitación de los dos recursos formulados por EGSA ante la Corte Suprema de Justicia y la supuesta pérdida de ingresos de EGSA (cuyo monto han exagerado).....	- 166 -
3.2.3.1	Las Demandantes no han establecido un nexo causal entre la supuesta demora injustificada de la Corte Suprema de Justicia en el trámite de los dos recursos contencioso-administrativos interpuestos por EGSA y la supuesta pérdida de ingresos de EGSA.....	- 166 -
3.2.3.2	La compensación calculada por las Demandantes por efecto del cambio regulatorio en el PBP es exagerada.	- 170 -
3.3	El Nuevo Reclamo de las Demandantes sobre los motores Worthington, además de ser prematuro, no constituye un verdadero reclamo bajo los Tratados o el derecho internacional	- 172 -
3.3.1	Bolivia no expropió los dos motores Worthington ARJ-4 y ARJ-7	- 173 -
3.3.2	En caso de expropiación ilícita de los motores, las Demandantes tendría derecho a su restitución y no a la compensación exagerada que reclaman.....	- 176 -
4.	PETITORIO	- 181 -

1. De conformidad con la Orden de Procedimiento No. 8 y el artículo 21 del Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional, tal y como fuera revisado en 2010 (el “**Reglamento**”)¹, el Estado Plurinacional de Bolivia (“**Bolivia**” o el “**Estado**”) presenta su Contestación a la Demanda (la “**Contestación**”) en respuesta al Memorial de Demanda del 1 de marzo de 2012 (el “**Memorial de Demanda**”).
2. Esta Contestación incluye las segundas declaraciones testimoniales de la Lic. Martha Lourdes Bejarano Hurtado (“**Bejarano 2**”) y el Dr. Carlos Quispe Lima (“**Quispe 2**”), la declaración testimonial del Ing. Eduardo Paz Castro (“**Paz**”), el Informe Pericial de Econ One Research, Inc. preparado por el Dr. Daniel Flores (“**Econ One**”), así como los anexos documentales R-38 a R-101 y los anexos jurídicos (doctrina y jurisprudencia) RL-70 a RL-117.

1. INTRODUCCIÓN

3. *In limine*, Bolivia lamenta haberse visto obligada a dedicar un gran número de horas de sus servidores públicos e importantes recursos económicos del erario público (que deberían servir a atender las necesidades básicas de sus ciudadanos) a responder a reclamos abusivos de las Demandantes que no deberían ser parte de este arbitraje (especialmente, los Nuevos Reclamos).
4. El Estado reitera su solicitud de bifurcación del procedimiento por los motivos señalados en comunicaciones anteriores y, particularmente, en su Memorial de Objeciones a la Jurisdicción del Tribunal Arbitral del 17 de septiembre de 2012 (las “**Objeciones**”). Bolivia se reserva el derecho de solicitar compensación a las Demandantes por todos los costos incurridos en la defensa de reclamos sobre los que este Tribunal Arbitral carece de jurisdicción o son inadmisibles.
5. En cuanto al fondo de los reclamos de las Demandantes, el Memorial de Demanda carece, entre otras muchas cosas, de imaginación y originalidad. Como, con seguridad, los miembros del Tribunal Arbitral han tenido la oportunidad de leer en otros expedientes de inversión, las Demandantes consumen tiempo y páginas intentando presentar, para comenzar, un marco jurídico muy favorable a sus intereses al momento de realizar la inversión; por lo general, el comienzo de la historia supone, en efecto, atracciones y atractivos (un mundo feliz) para invertir en

¹ Los términos en mayúsculas que no se encuentren expresamente definidos en este escrito tendrán el significado que se les atribuyó en anteriores escritos y/o correspondencias de Bolivia.

el Estado receptor de la inversión; la muy trillada (y aburrida) historia continúa después con la meticulosa descripción de aquellas nubes que supuestamente empiezan a cubrir el cielo de dicho mundo: el Estado receptor de la inversión, se dice, decidió en algún momento cambiar ciertas normas, tributarias o regulatorias, según el caso, lo que, se agrega, afectó dramáticamente la inversión; “ese no fue el marco jurídico en el que decidimos invertir”, se alega; y la historia, tantas veces repetida en estos escritos, termina con alegaciones de expropiación, directa o indirecta, de la inversión; de repente, acciones estatales claramente aisladas se convierten en etapas de un complot fríamente calculado y específicamente destinado a retirarle todo el valor a la inversión.

6. A pesar de que este es un simple caso de nacionalización en el que las Partes discrepan en cuanto al cálculo del valor justo de mercado de la participación accionaria de Guaracachi America, Inc. (“**Guaracachi America**”) en la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (“**EGSA**”), las Demandantes no han podido dejar el formato de aquella “increíble y triste historia de su expropiación” resumido más arriba.
7. Para sustentar su presentación, las Demandantes no han dudado en realizar alegaciones incorrectas (como que las decisiones del Directorio de EGSA antes de la nacionalización contaban con la aprobación del Estado) y ocultar al Tribunal Arbitral hechos fundamentales (con un impacto significativo en la valuación). Con ello, las Demandantes pretenden añadir dramatismo a lo que es, ni más ni menos, una disputa sobre los supuestos que deben ser considerados para realizar proyecciones económicas a la fecha de la nacionalización de EGSA (1 de mayo de 2010) utilizando el método del cálculo del flujo de fondos descontado.
8. Como ejemplo de la permanente exageración y caricatura de las Demandantes y sus omisiones dolosas, basta con señalar que:
 - a. Frente a lo que califican de medida “sorpresiva”, la nacionalización de EGSA el 1 de mayo de 2010 estaba en la agenda política desde el año 2006 como parte de la política de recuperación por el Estado del control sobre sectores estratégicos. La nacionalización era previsible y fue prevista por las Demandantes, como demuestran sus comunicaciones internas. Representantes de las Demandantes incluso negociaron con el Ministerio de Hidrocarburos durante 2009 la adquisición de su participación mayoritaria en EGSA, algo que las Demandantes no mencionan.

- b. Frente a la supuesta “violencia” que describen con dramatismo las Demandantes, la nacionalización de EGSA en la madrugada del sábado 1 de mayo de 2010 fue pacífica y ordenada, siguiendo el mismo procedimiento que otras nacionalizaciones, incluida la nacionalización de las otras dos empresas generadoras de electricidad (Corani y Valle Hermoso) el mismo día. La intervención de las fuerzas de seguridad no reviste un carácter excepcional cuando se trata de velar por la seguridad de las instalaciones, bienes, información y personal durante un periodo transitorio. En ningún caso fueron nacionalizaciones violentas (la rotura de una única puerta de acceso de cristal no constituye un delito internacional).
- c. La supuesta “estrategia” del Estado para reducir el valor del justo valor de mercado de EGSA a la fecha de valuación (que ambas Partes aceptan es el 1 de mayo de 2010) carece de sentido si se considera que (i) todos los hechos alegados por las Demandantes son *posteriores al 1 de mayo de 2010* y (ii) Bolivia siguió el mismo procedimiento de valuación para EGSA, Corani y Valle Hermoso. Si EGSA fue la única de las tres empresas generadoras que no dio lugar a pago alguno es, simplemente, porque **el valor justo de mercado de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA tenía un valor negativo.**
- d. Las Demandantes osan afirmar que, para el cálculo del valor justo de mercado de EGSA a la fecha de nacionalización, “[n]o proper process was ever really put in place, nor were there any rules as to how the valuation was to be conducted” cuando existió una licitación pública, cuyas bases fueron publicadas en la página web de la Empresa Nacional de Electricidad (“ENDE”) y en las que se instruyó a la firma evaluadora independiente a utilizar el mismo método de valuación que las Demandantes han empleado en este caso.
- e. Lo que las Demandantes califican de “manipulación” de la reglamentación aplicable al cálculo de los ingresos de las empresas generadoras por (i) venta de electricidad en el mercado *spot* y (ii) remuneración por la potencia instalada no es más que el ejercicio normal de las potestades administrativas en un sector regulado. Sabían que el marco jurídico del sector de la electricidad en Bolivia podía ser reformado como, en efecto, lo fue y nunca negociaron la inclusión en ningún instrumento que las concierna de una cláusula de estabilización del derecho aplicable. Conscientes de la falacia de

su argumento, las Demandantes afirman falsamente que existió un compromiso de estabilización en 2006. Lo que no mencionan es que, en marzo de 2010 (antes de la nacionalización) EGSA afirmó, en otro convenio similar al de 2006, que el Estado había cumplido todos sus compromisos hasta entonces.

- f. Las Demandantes ignoran, entre otros aspectos importantes para la cuantificación, que los precios de la electricidad no fluctúan libremente en Bolivia desde 2003 (están sujetos a estabilización), que los precios de los combustibles también están regulados y que EGSA se había comprometido a entregar al Estado una parte importante de los ingresos por créditos carbono generados por el proyecto de ciclo combinado. Al ignorar la estabilización de precios y la contribución al Estado de una parte de los créditos carbono, entre otras cosas, las Demandantes hacen creer que sufrieron una pérdida de ingresos que, de todos modos, no habrían recibido por efecto de la estabilización.
9. La constante exageración y presentación parcial de los hechos no hacen sino confirmar la falta de sustento, tanto en los hechos como en Derecho, de los reclamos de las Demandantes.
 10. Respecto de la nacionalización de EGSA, las Demandantes aceptan que el procedimiento seguido por Bolivia fue conforme a la legalidad vigente. De hecho, lo único que alegan las Demandantes para tratar de calificar la nacionalización de ilícita es que *después de la misma*, Bolivia no habría (i) llevado a cabo una evaluación independiente (lo que, además de no ser un requisito en derecho internacional, es falso en los hechos) e (ii) invitado a las Demandantes a participar en un procedimiento de valuación que debe ser independiente – esto es, sin intervención de las Partes (una clara contradicción de las Demandantes).
 11. En cualquier caso, como se demostrará a continuación, la nacionalización de EGSA cumplió todas y cada una de las condiciones de legalidad establecidas por los Tratados², incluida la realización de esfuerzos legítimos y de buena fe por parte de Bolivia para determinar el justo valor de EGSA (que resultó ser negativo).

² Convenio entre la República de Bolivia y el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte sobre el Fomento y la Protección de Inversiones de Capital, suscrito el 24 de mayo de 1988 y vigente desde el 16 de febrero de 1990, (el “**Tratado con el Reino Unido**”), C-1; y Tratado entre el Gobierno de los Estados Unidos de América y el Gobierno de la República de Bolivia relativo

12. Las Demandantes han inflado artificialmente el valor de EGSA a la fecha de la nacionalización utilizando simulaciones realizadas por una consultora (Mercados Energéticos, quien no está siendo ofrecida como testigo ni perito) basándose en una selección de datos de fuentes dispares – algunas anticuadas, otras ni siquiera disponibles a la fecha de valuación – sin otra lógica aparente más que seleccionar aquellos datos que resultan en una valuación mayor. Puesto que las conclusiones del perito evaluador de las Demandantes (Compass Lexecon) dependen enteramente del consultor mencionado, los errores de este último conllevan a conclusiones erradas de Compass Lexecon.
13. Cuando se considera, como habría hecho cualquier *willing buyer* razonable, la *última* información objetiva *realmente* disponible a la fecha de la nacionalización, lo que hizo Bolivia después de la nacionalización y ha confirmado el perito evaluador independiente contratado por Bolivia para este caso (el Dr. Daniel Flores - Econ One), deviene aparente que **la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA no tienen ningún valor justo de mercado.** Este, y no otro (legalidad o ilegalidad), es el verdadero debate en este caso.
14. Este resultado no es sorprendente considerando la pésima situación económica y financiera en que las Demandantes dejaron a EGSA a la fecha de la nacionalización. En efecto:
- a. más allá de cumplir el compromiso de capitalización a finales de los años '90, las Demandantes no hicieron ninguna otra inversión significativa en Bolivia e hicieron que EGSA financiase (dando en garantía sus propios equipos de generación) todos los proyectos – el Tribunal Arbitral sin duda habrá notado la permanente confusión que alimentan las Demandantes entre la inversión de EGSA y la supuesta inversión de las Demandantes;
 - b. EGSA había agotado su capital operativo ya en 2007;
 - c. EGSA estaba siendo descapitalizada por sus accionistas al distribuir como dividendos utilidades contables que no correspondían a la realidad del negocio;

al Fomento y la Protección Recíproca de la Inversión, suscrito el 17 de abril de 1998 y vigente desde el 6 de junio de 2001 (el “**Tratado con los Estados Unidos**”), C-17.

- d. EGSA había incrementado su deuda financiera de forma exponencial hasta llegar a los US\$ 92.7 millones a la fecha de la nacionalización, agotando así su capacidad de endeudamiento;
 - e. EGSA estaba en un estado de iliquidez que le impedía, desde 2009, hacer frente a los pagos a proveedores (incluido el proveedor de gas, insumo esencial para hacer funcionar sus equipos), amenazando así la continuidad de las operaciones. En 2009, por ejemplo, el retraso en el pago de facturas había aumentado hasta 169 días y, a finales de 2009, EGSA ya acumulaba una deuda comercial de aproximadamente US\$ 21 millones;
 - f. EGSA había acumulado más de un año de retraso en el proyecto de ciclo combinado y sobrepasado el presupuesto para su ejecución en más de un 60%; y
 - g. EGSA tuvo que ser rescatada en septiembre de 2010 por las otras dos empresas generadoras nacionalizadas (Corani y Valle Hermoso), quienes concedieron préstamos a EGSA a un tipo de interés reducido.
15. El contraste con la evaluación de las Demandantes queda patente cuando, además de ignorar todo lo anterior, las Demandantes pretenden que una supuesta inversión que habrían hecho en 2006 pagando (como *máximo* y sin prueba de un pago efectivo) US\$ 35 millones habría multiplicado su valor hasta US\$ 80.9 (esto es, un 231%) a la fecha de la nacionalización. La valuación de las Demandantes no es confiable.
16. Respecto de los Nuevos Reclamos de las Demandantes, y si, *par impossible*, el Tribunal Arbitral decide que tiene jurisdicción sobre los mismos y los declara admisibles, el Tribunal Arbitral constará que los hechos probados no son contrarios a las obligaciones de Bolivia bajo los Tratados o el derecho internacional.
17. El cambio regulatorio en 2008 que excluyó del método de cálculo del precio *spot* de la electricidad a las unidades generadoras menos eficientes (tanto en términos económicos como medioambientales) y que representaban menos del 1% de la potencia era plenamente justificado. Ni EGSA ni las Demandantes formularon queja o reclamo alguno contra ese cambio hasta su Memorial de Demanda en marzo de 2012 (esto es, 4 años después de la reforma).
18. Ese cambio regulatorio es conforme con las obligaciones internacionales de Bolivia. Las Demandantes no podían tener una expectativa legítima de que Bolivia no modificaría el marco regulatorio del sector eléctrico puesto que, no solo no

negociaron ninguna cláusula de estabilización, sino que se comprometieron expresamente a cumplir todas las regulaciones futuras que adoptase Bolivia, como así sucedió. Sin un compromiso específico del Estado, el estándar de trato justo y equitativo no implica la inmutabilidad del marco regulatorio. Del mismo modo, Bolivia nunca violó su obligación de medios de ofrecer condiciones razonables de protección y seguridad, ni menoscabó la inversión mediante una medida irrazonable.

19. Conviene recordar que, según las Demandantes, incluso con el cambio regulatorio en 2008, EGSA habría seguido reportando utilidades hasta la nacionalización. Si bien esto no es aceptado por Bolivia, sirve para ilustrar la contradicción de las Demandantes al calificar la modificación del método de cálculo del precio *spot* como una medida que les habría impedido recuperar sus inversiones.
20. La exageración de las Demandantes es, una vez más, aparente en su cuantificación de la compensación que reclaman por efecto del cambio regulatorio relativo al precio *spot*. Ni siquiera establecen un nexo de causalidad entre el cambio regulatorio y la supuesta pérdida de ingresos de EGSA al ignorar al efecto de la estabilización de tarifas desde 2003. Además, exageran la cuantificación al basarse en supuestos incorrectos.
21. Por otro lado, respecto del cambio regulatorio en 2007 que modificó el cálculo del precio básico por potencia (“**PBP**”) (que califican gratuitamente de “manipulación”), el único reclamo de las Demandantes es que el plazo de tramitación de sendos recursos contencioso-administrativos presentados por EGSA ante la Corte Suprema de Justicia (algo más de 3 años y medio y casi 4 años) sería irrazonable y, por ello, Bolivia no habría ofrecido medios eficaces a EGSA (no así a las Demandantes) para hacer valer sus reclamos. Las Demandantes se basan en dos casos en los que tribunales internacionales determinaron que más de 12 años eran demasiado. Obviamente, esos casos nada tienen que ver con los hechos presentes.
22. Los plazos de la Corte Suprema de Justicia eran conocidos por las Demandantes cuando presentaron sus recursos y, pese a su queja ahora, las Demandantes ni siquiera hicieron uso de los recursos disponibles en Bolivia para prevenir o mitigar una supuesta demora. En cualquier caso, los plazos en este caso son conformes a la práctica de la Corte Suprema de Justicia en Bolivia (cuando se comparan con todos los recursos contencioso-administrativos en materia de hidrocarburos y electricidad en Bolivia en los últimos 10 años) e incluso serían razonables bajo los estándares exigentes de países europeos. Una conclusión contraria (afirmar que 4 años es un

plazo irrazonable) abriría la puerta a reclamos contra la mayoría de los países con un orden jurisdiccional contencioso-administrativo.

23. La frivolidad del Nuevo Reclamo de las Demandantes relativo al PBP esconde su intención de que, por una vía indirecta, este Tribunal Arbitral se sustituya a la Corte Suprema de Justicia y decida sobre la nulidad de una reforma reglamentaria. Esta intención real deviene aparente en la cuantificación que hacen las Demandantes de la compensación que reclaman. Esa cuantificación, como reconocen las propias Demandantes, no se basa en el daño que la supuesta demora habría causado sino que exige *asumir* que la decisión de la Corte Suprema de Justicia habría fallado a favor de EGSA y, por ello, habría anulado con efecto retroactivo la modificación reglamentaria relativa al PBP. El problema fundamental que eluden las Demandantes es tanto la falta de causalidad entre el hecho supuestamente ilícito y el daño reclamado (el cual, en cualquier caso, es claramente exagerado) como el carácter hipotético (y, por ende, no indemnizable) del daño que reclaman.

24. Por último, como parte de su estrategia consistente en incluir en este arbitraje cualquier posible reclamo que pudiera incrementar la presión sobre Bolivia, las Demandantes no dudan en afirmar que el Estado habría expropiado, por medio de declaraciones orales, dos motores que las Demandantes abandonaron en 2004. Además de admitir que los motores no fueron objeto de la medida de nacionalización de EGSA, no aportar ninguna prueba de la supuesta expropiación e ignorar comunicaciones posteriores que confirman que no hubo tal expropiación, las Demandantes reclaman más de US\$ 500,000 por dos motores usados del año 1977, desmontados, abandonados a la intemperie desde hace más de 7 años y en pésimo estado de conservación. Si las Demandantes no quieren su restitución (como correspondería en derecho internacional) es porque saben que los motores no tienen hoy ningún valor comercial.

25. Por todo lo anterior, el Tribunal Arbitral no deberá dudar a la hora de negar todos y cada uno de los reclamos de las Demandantes y condenarlas a resarcir a Bolivia todos los costos que ha tenido que afrontar para defenderse contra reclamos frívolos.

2. LA NACIONALIZACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE GUARACACHI AMERICA EN EGSA FUE HECHA DE CONFORMIDAD CON LOS TRATADOS

26. Como en tantos otros casos de inversión, las Demandantes dedican gran parte de su relato fáctico en el Memorial de Demanda a erigirse en “salvadores” del sector eléctrico boliviano, el cual habría estado en un pésimo estado de desarrollo a

mediados de los años '90; antes, claro está, de que el capital de las Demandantes viniera a resolver todos los problemas que enfrentaba Bolivia. No es necesario insistir en la caricatura que presentan las Demandantes, especialmente cuando este es un simple caso de nacionalización ocurrida en 2010. Ahora bien, dada la tergiversación y caricatura, Bolivia se ve en la obligación de corregir el relato fáctico de las Demandantes para que el Tribunal Arbitral conozca los verdaderos antecedentes de la capitalización de EGSA. Como quedará demostrado, Bolivia, a través de ENDE, había iniciado un ambicioso programa de modernización y expansión del sector eléctrico boliviano previo al programa de capitalización. Más allá de cumplir el compromiso de capitalización a finales de los años '90, las Demandantes no hicieron ninguna otra inversión significativa en Bolivia y, al contrario, descapitalizaron EGSA mediante un agresivo programa de endeudamiento y distribución de dividendos que llevó a EGSA a una situación de iliquidez crónica a la fecha de la nacionalización en 2010, con deudas financieras por más de US\$ 92 millones y deudas comerciales por más de US\$ 20 millones (2.1).

27. Entre otras muchas exageraciones de las Demandantes, quedará demostrado que la nacionalización de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA (la “**Nacionalización**”) por medio del Decreto Supremo No. 0493 del 1 de mayo de 2010 (el “**Decreto de Nacionalización**”) no fue una sorpresa. Al contrario, fue una medida previsible en el contexto político boliviano y prevista por EGSA y las Demandantes. Además, fue realizada de manera pacífica y ordenada y dio lugar a una determinación de buena fe del justo valor de la compensación debida (2.2).
28. En ese contexto, la Nacionalización fue realizada en estricta conformidad con las condiciones que exigen los Tratados y el derecho internacional (2.3).
29. Por consecuencia, asumiendo (*quod non*) que el Tribunal Arbitral rechace las Objeciones a la Jurisdicción y Admisibilidad aplicables al reclamo por Nacionalización, la disputa que tendría que dirimir este Tribunal Arbitral se resume a la determinación del monto de la “justa” o “adecuada” y efectiva compensación de las Demandantes bajo los Tratados y el derecho internacional. Por los motivos que se detallan a continuación, sin embargo, el justo valor de mercado de la participación de Guaracachi America en EGSA a la fecha de la Nacionalización es negativo (2.4).

2.1 Los antecedentes de la privatización de EGSA en 1995

30. Las Demandantes pretenden hacer creer al Tribunal Arbitral que ENDE, antes de su privatización, era una empresa inviable e incapaz de cumplir sus objetivos. La realidad demuestra, sin embargo, que ENDE era una empresa próspera en los años '90 (2.1.1). Tras describir el proceso de capitalización de EGSA en 1995 (2.1.2), Bolivia demostrará que, a diferencia de lo que narran las Demandantes, éstas se limitaron a invertir el monto exigido por su compromiso contractual de capitalización, nada más (2.1.3).

2.1.1 ENDE era una empresa próspera en los años '90

31. Las Demandantes pretende hacer creer que Bolivia era un Estado sin un sistema eléctrico sostenible antes de las capitalizaciones de los años '90³. No es correcto.

32. Cuando Guaracachi America adquirió una participación en EGSA mediante la privatización de activos de ENDE, este era el mayor generador de electricidad del país, contaba con unidades eléctricas modernas, un personal técnico de alto nivel y un ambicioso plan de expansión. Por ejemplo, durante los años 1993 y 1994, ENDE invirtió, respectivamente, US\$ 35.8 millones y US\$ 20.7 millones en obras para la expansión de infraestructura eléctrica⁴.

33. No es cierto que *“Bolivia’s state-owned electricity generator, ENDE, [was] in a very strained financial position”*⁵. Por el contrario, hasta su privatización, ENDE había reportado resultados financieros positivos durante varios años consecutivos. Como demuestran sus memorias anuales, el ingreso neto de explotación y el ingreso neto operativo de la empresa estaban en aumento desde principios de la década de los '90⁶.

34. Para 1995, ENDE (que no era la única empresa eléctrica del país) ya contaba con una capacidad de generación instalada de 498MW y 2348 kilómetros de líneas de transmisión y distribución. Esta capacidad de generación provenía de modernos motores y turbinas. Como ejemplo de ello, es suficiente observar las unidades que

³ Memorial de Demanda, secciones II(A) y (B).

⁴ Memoria anual ENDE (1993), **R-40**; Memoria anual de ENDE (1994), **R-41**.

⁵ Memorial de Demanda, párr. 26.

⁶ Memoria anual de ENDE (1991), pág. 33, **R-38**; Memoria anual de ENDE (1992), pág. 36, **R-39**; Memoria anual de ENDE (1993), pág. 5, **R-40**; Memoria anual de ENDE (1994), pág. 28, **R-41**.

recibió, tras la privatización, EGSA: en 1995, EGSA disponía de 10 turbinas y 7 motores, de los cuales más de la mitad habían sido instalados en los últimos 10 años⁷.

35. Al momento de la privatización, ENDE tenía en marcha varios proyectos de generación eléctrica, como la Central Carrasco, que implicaba la instalación de nuevas unidades de última tecnología con una potencia adicional de 104 MW. Esta Central, que entró en operación en 1996 (pero había sido financiada previamente por ENDE), tenía unidades más eficientes que las unidades que instaló EGSA tres años más tarde y que las Demandantes presentan como una nueva tecnología⁸.
36. La buena situación económica de ENDE queda patente, por ejemplo, en la carta de presentación de la Memoria anual de ENDE de 1994. El presidente del Directorio, el Ing. Claude Besse Arze, explicó que:

Los resultados económicos obtenidos fueron positivos; los ingresos por ventas de energía ascendieron a Bs. 339.3 millones – equivalentes a US\$ 72.2 millones- y el ingreso neto de explotación a Bs 93.3 millones – equivalentes a US\$ 19.8 millones-.

La operación de las instalaciones de generación y transmisión se desarrolló normalmente; ello permitió atender oportunamente los requerimientos de energía de nuestros clientes en cantidad y calidad adecuadas. Todo el parque generador estuvo disponible, con excepción del turbogenerador de Karachipampa sometido a mantenimiento mayor programado.

El acelerado crecimiento de la demanda, requiere una actividad intensa en la ejecución del programa de ampliación de la capacidad de instalaciones, a fin de cubrir oportunamente la demanda de los próximos años. En este sentido en 1994, la Empresa ha continuado ejecutando proyectos de ampliación de generación y transmisión⁹.

37. Por último, tampoco es cierto que los empleados de ENDE no fueran lo suficientemente calificados¹⁰. Como explica el Ing. Paz, ENDE era una empresa de alto nivel técnico:

⁷ Paz, párrs. 19 y 20. Ver, también, Informe de Actividades del CNDC (1998), **R-42** y Memoria anual de ENDE (1994), **R-41**.

⁸ Paz, párr. 19.

⁹ Memoria anual de ENDE de 1994 del 23 de febrero de 1995, **R-41**.

¹⁰ Memorial de Demanda, párr. 25.

*ENDE era una empresa de alto nivel técnico (con 5 gerencias técnicas en 1994) conformada, principalmente, por profesionales bolivianos. El personal de ENDE era calificado, formado tanto en Bolivia como en el exterior. Eran conocidos el gran nivel de ENDE en la contratación de profesionales y la capacitación interna que ofrecía, incluso en el extranjero*¹¹.

38. Esto explica por qué el Estado decidió que ENDE fuese la primera empresa pública que debía privatizarse. Como explica el Ing. Paz, ENDE era “*la empresa que estaba más ordenada y en mejores condiciones económicas, por lo que se esperaba un interés importante de posibles inversionistas*”¹².

2.1.2 La privatización de EGSA en 1995

39. La privatización de EGSA fue posible gracias a la Ley No. 1544 del 21 de marzo de 1994 (la “**Ley de Capitalización**”). Para tal fin, se autorizó al Ejecutivo a constituir distintas empresas públicas bajo el modelo societario de “empresa de economía mixta”¹³. Una vez constituidas dichas sociedades, la Ley de Capitalización dispuso que su capital sería aumentado mediante la emisión de nuevas acciones, las cuales serían suscritas y pagadas por aportes provenientes de inversionistas privados¹⁴.
40. La Ley de Electricidad dispuso en su artículo 15 que el Sistema Interconectado Nacional (“**SIN**”) fuera desagregado en empresas de generación, transmisión y distribución, cada una dedicada a una sola de estas actividades¹⁵. Posteriormente, ENDE procedió a la incorporación de tres empresas generadoras: (i) Corani, (ii) Valle Hermoso y (iii) EGSA¹⁶.
41. La constitución de EGSA se produjo mediante Decreto Supremo No. 24015 del 20 de mayo de 1995. Este decreto dispuso la cisión de una parte de los activos de ENDE a favor de la nueva empresa y determinó que se procediera con su capitalización¹⁷.

¹¹ Paz, párr. 16.

¹² *Id.*, párr. 17.

¹³ Ley No. 1544 del 21 de marzo de 1994, art. 1, **C-4**.

¹⁴ *Id.*, art. 4.

¹⁵ Ley de Electricidad, art 15, **C-5**.

¹⁶ Decreto Supremo No. 24015 del 20 de mayo de 1995, Considerandos, **R-43**.

¹⁷ *Id.*, arts. 1 y 8.

42. Así, tras la realización de un proceso de licitación pública internacional para la suscripción de las nuevas acciones que serían emitidas por EGSA, la empresa Energy Initiatives Inc. (“**Energy Initiatives**”) resultó adjudicataria, con una oferta de, aproximadamente, US\$ 47 millones¹⁸. Esta adjudicación se confirmó por medio del Decreto Supremo No. 24047 del 29 de junio de 1995 que dispuso la suscripción del Contrato de Capitalización con el Estado¹⁹. Este contrato se suscribió el 28 de julio de 1995 entre la Superintendencia de Electricidad y Guaracachi America (esta última, filial de Energy Initiatives, creada con el fin exclusivo de suscribir las nuevas acciones emitidas por EGSA). En dicho instrumento, Guaracachi America se obligó a invertir, en un plazo máximo de siete años²⁰, un monto de US\$ 47,1 millones a cambio de las nuevas acciones representativas del 50% del capital de EGSA recientemente suscrito²¹.
43. El 27 de diciembre de 1995, El Power Inc., empresa del grupo GPU Power (del cual es parte Energy Initiatives), suscribió una póliza de seguro con la Overseas Private Investment Corporation (“**OPIC**”)²². Esta póliza cubría al asegurado contra la expropiación por parte del Estado o sus entidades de la participación en EGSA por un monto de hasta US\$ 110 millones²³. Es llamativo que las Demandantes no hayan mencionado este hecho.
44. Tras haber cumplido con el compromiso de inversión acordado en el Contrato de Capitalización, Guaracachi America adquirió en 1999 una acción adicional (que hasta entonces era detenida por un agente fiduciario) que le permitió obtener el control de EGSA, con una participación de 50.001% de su capital²⁴. El resto del

¹⁸ Contrato de Capitalización, Suscripción de Acciones y de Administración de la Empresa Eléctrica Guaracachi Sociedad de Economía Mixta del 28 de julio de 1995, Anexo 5 - Decreto Supremo No. 24047 del 29 de junio de 1995, art. 2, pág. 66, **C-14**.

¹⁹ *Id.*, art. 3.

²⁰ Contrato de Capitalización, Suscripción de Acciones y de Administración de la Empresa Eléctrica Guaracachi Sociedad de Economía Mixta del 28 de julio de 1995, Cláusula 8.1, **C-14**.

²¹ *Id.*, Cláusula 5.

²² Contrato de Seguro contra Expropiaciones entre El Power Inc. y Overseas Private Investment Corporation del 27 de diciembre de 1995, **R-44**.

²³ *Id.*, Cláusula 1.03 (“*Maximum Aggregate Compensation. OPIC will not pay compensation under this contract in an amount that exceeds \$110,000,000.*”).

²⁴ Contrato de Capitalización, Suscripción de Acciones y de Administración de la Empresa Eléctrica Guaracachi Sociedad de Economía Mixta del 28 de julio de 1995, Cláusulas 7.2-7.4, **C-14**.

capital fue adquirido por fondos de pensiones (gestionados, en su mayor parte, por instituciones bancarias y financieras privadas).

2.1.3 La falta de inversión de las Demandantes después de la capitalización en 1999

45. Como explica el Ing. Paz, además de la inversión de US\$ 47 millones correspondiente a la capitalización inicial de EGSA por Energy Initiatives, los accionistas de EGSA jamás realizaron ningún aporte de capital propio:

Con excepción del aporte de capital para inversión realizado en 1995 por Energy Initiatives para la adquisición e instalación de las unidades GCH-9 y GCH-10, el resto de las unidades generadoras instaladas por EGSA se financió con fondos propios de EGSA y créditos obtenidos con garantía de los propios bienes de EGSA (que se estaban adquiriendo y/o que estaban instalados)²⁵.

46. Todos los aumentos en la capacidad de generación de EGSA han sido financiados con préstamos tomados por la propia empresa. En paralelo, los accionistas de EGSA llevaron a cabo, desde el año 2001, un sistemático proceso de desinversión del capital fijo de la empresa.
47. En 2001, por ejemplo, EGSA aprobó la venta de las turbinas GCH-3 y GCH-5 de la planta Guaracachi por un precio de US\$1.14 millones cada una, disminuyendo así su capacidad de producción en 40 MW. Esta capacidad, como explica el Ing. Paz, demostró ser crítica, a la postre, para el sistema de generación eléctrica²⁶.
48. Asimismo, en abril de 2004, EGSA constituyó la subsidiaria Empresa para Sistemas Aislados ESA S.A.²⁷ (“**ESA S.A.**”), aportando al capital de esta última los “7 motores que se encontraban en la central Aranjuez, la central Karachipampa y todos sus accesorios, y todos los repuestos de las referidas unidades”²⁸ con la intención de venderla a Rurelec por un monto US\$ 12.7 millones²⁹. La

²⁵ Paz, párr. 31.

²⁶ Como explica el Ing. Paz, si no hubiera sido por la venta de esas unidades “*probablemente se hubieran evitado los cortes de suministro eléctrico que sufrió el país en el año 2011*”, Paz, párrs. 39-41.

²⁷ Escritura Pública de Constitución de la Empresa para Sistemas Aislados ESA S.A. del 21 de abril de 2004, **R-45**. Tras la adquisición de ESA S.A. por Rurelec en 2005, la denominación de esa sociedad fue cambiada para “Energía para Sistemas Aislados ENERGAIS S.A.”, ver Escritura sobre Cambio Denominativo y Modificación Parcial de los Estatutos de ESA S.A. del 30 de diciembre de 2005, **R-46**.

²⁸ Paz, párr. 48.

²⁹ Acta de Reunión del Directorio de EGSA del 9 de junio de 2004, punto 3, **R-47**.

Superintendencia de Electricidad, sin embargo, evitó este intento de descapitalizar a EGSA y ordenó, mediante nota del 25 de mayo de 2004, que la propiedad de dichas unidades (con la excepción de los motores ARJ-4 y ARJ-7) fuese reintegrada a EGSA³⁰.

49. En 2010, las Demandantes solicitaron el retiro de la única unidad generadora disponible en la planta Karachipampa³¹. Como se puede observar en comunicaciones enviadas por EGSA al CNDC, la empresa preveía sacar esa planta de operación en agosto de 2010³². Tras la Nacionalización de EGSA en mayo de 2010, sin embargo, la nueva administración interrumpió los trámites para el retiro de dicha unidad³³.
50. Lo anterior no quiere decir que EGSA no haya instalado nuevas unidades de generación. Como explica la Lic. Bejarano, (i) en 2005 se instaló la unidad GCH-11; (ii) en 2006 y 2008 se compraron, respectivamente, cuatro y tres motores Jenbacher usados; y, (iii) en 2007, se adquirió la turbina a vapor para el proyecto de ciclo combinado³⁴. Ahora bien, todas estas adquisiciones fueron financiadas con recursos propios de EGSA o deuda bancaria tomada por EGSA, sin ningún aporte de capital de sus accionistas. Esto contribuyó (además de una política de distribución de dividendos agresiva) a que, para el 2007, EGSA hubiese agotado todo su capital operativo³⁵.
51. Lejos de haber proporcionado “*the levels of investment required and know-how for Bolivia’s electricity sector*”³⁶ que pretenden las Demandantes, estas, como se detallará a continuación, extrajeron todo el valor posible de EGSA (incluido mediante desinversiones y dividendos excesivos) hasta dejarla en un estado de iliquidez crónico a la fecha de su nacionalización.

³⁰ Nota de la SSDE a EGSA del 25 de mayo de 2004, **R-48**; Ver, también, E. Paz, párr. 50.

³¹ Solicitud de modificación de Licencia de Generación de la Central Karachipampa del 5 de enero de 2010, **R-49**. Ver también, Paz, párr. 55.

³² *Id.*, párr. 57.

³³ *Id.*, párrs. 58 a 61.

³⁴ Bejarano, párr. 16.

³⁵ *Id.*

³⁶ Memorial de Demanda, párr. 5.

2.2 La nacionalización de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA fue previsible, prevista, pacífica y dio lugar a una determinación de buena fe por el Estado del justo valor de mercado de EGSA

52. Como se explicará a continuación, la Nacionalización fue una medida perfectamente previsible dentro del contexto político boliviano y prevista por EGSA y las Demandantes (2.2.1). La conducta de Bolivia fue, en todo momento, pacífica y la Nacionalización siguió un procedimiento ordenado (2.2.2). Además, la Nacionalización fue seguida de esfuerzos legítimos y de buena fe del Estado para determinar el justo valor de la compensación debida (2.2.3).

2.2.1 La Nacionalización fue una medida coherente y previsible en el contexto político boliviano y prevista por EGSA y las Demandantes

53. La nacionalización de las empresas generadoras de energía eléctrica, incluida EGSA, el 1 de mayo de 2010, fue una medida coherente con la política de recuperación por el Estado de los sectores estratégicos para el país (2.2.1.1). Al contrario de la impresión que pretenden crear las Demandantes, la Nacionalización no constituyó una medida inesperada o precipitada. En realidad, fue una medida previsible e incluso prevista por las Demandantes (2.2.1.2).

2.2.1.1 La Nacionalización de EGSA fue consistente con la política de recuperación de los sectores estratégicos del Estado

54. Para el año 2010, Bolivia estaba inmersa en una política pública encaminada a recuperar el control de los sectores estratégicos de su economía. Esta política se venía ejecutando desde varios años atrás.

55. El primer antecedente de esta política consistió en recuperar la presencia del Estado en el sector de los hidrocarburos. Así, en el año 2004, los ciudadanos aprobaron, por medio de un referéndum nacional, restaurar la entonces extinta empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (“YPFB”)³⁷ con el fin de “[recuperar] la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras

³⁷ *Referéndum 2004* (disponible en <http://www.Bolivia.com/Especiales/2004/referendum>), **R-50**. La refundación de YPFB se concretizó por medio de la Ley 3058 del 17 de mayo de 2005 (la “**Ley de Hidrocarburos**”).

*capitalizadas de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos [...]*³⁸.

56. Esta política de recuperación de los sectores estratégicos se vio plasmada también en los programas de gobierno de los candidatos presidenciales de la época. Por ejemplo, el programa del candidato presidencial Evo Morales Ayma, quien fuere elegido Presidente a finales de 2005 con el 82% de los votos, incluía ya desde 2005 la recuperación del rol central del Estado en los sectores productivos de la economía:

*El Estado será el protagonista central del desarrollo nacional, debe adquirir autonomía en el diseño e implementación en los programas de reestructuración y desarrollo productivo [...] [e]l Estado participará en actividades productivas mediante empresas públicas en sectores estratégicos como [de] hidrocarburos y minería. Las empresas públicas tendrán absoluta autonomía de gestión, dirección y gerencia acorde con los retos de generar una nueva matriz productiva*³⁹.

57. De conformidad con este Programa de Gobierno, una vez nacionalizado el sector hidrocarburífero, estaba prevista la recuperación de los demás sectores estratégicos de la economía que habían sido privatizados durante los años '90: los sectores de las telecomunicaciones, electricidad, ferrocarriles y transporte aéreo⁴⁰. En ese sentido, su Programa de Gobierno ya preveía en 2005 de forma expresa la adquisición del control mayoritario de diversas empresas, entre las cuales se encontraba EGSA:

8.2 TRATAMIENTO GLOBAL

Nominación y elección de directores por parte del poder Ejecutivo y/o legislativo para que ejerzan derechos de propiedad en las instancias de decisión empresarial, previa transferencia de las acciones a favor del Estado boliviano, compra de acciones a los trabajadores y el uno por ciento de las acciones de las empresas extranjeras, de esta manera el Estado sería propietario del 51% del paquete accionario. Esta decisión requiere como requisito básico cambiar los Contratos de Capitalización y de Administración. Para tener legitimidad se sugiere convocar un referéndum nacional.

Tendrá este tratamiento las siguientes empresas capitalizadas: [...]

c) Energía Eléctrica

³⁸ Ley de Hidrocarburos, art. 6, **R-51**.

³⁹ Programa de Gobierno del Movimiento al Socialismo-Instrumento Político por la Soberanía de los Pueblos (MAS-IPSP) 2006-2010 “*Bolivia digna, soberana y productiva para vivir bien*” (el “**Programa de Gobierno**”), punto 2.1 (a), publicado en 2005, **R-52**.

⁴⁰ *Id.*, punto VIII.

**Valle Hermoso S.A.*

**Corani S.A.*

**Guaracachi S.A.*⁴¹.

58. Tras su elección, el Gobierno del Presidente Morales, en cumplimiento de su Programa de Gobierno, dio los pasos necesarios para recuperar el control del sector eléctrico.
59. El *primer paso* consistió en promulgar la Ley No. 3351 del 21 de febrero de 2006 (“**Ley de Organización del Poder Ejecutivo**”), que atribuyó al Ministerio de Planificación y Desarrollo, *inter alia*, la función de “*definir políticas para fortalecer la presencia del Estado como actor productivo y financiero para la redistribución de la riqueza económica*”⁴² y aprobar el Plan Nacional de Desarrollo para el período 2006 a 2010 (“**Plan Nacional de Desarrollo**”)⁴³.
60. Al igual que sucedió en el año 2005 con el sector hidrocarburífero, el Plan Nacional de Desarrollo incluyó como política oficial la recuperación del sector eléctrico:

La generación de energía eléctrica es estratégico para el país [...].

*La mayor presencia del Estado en el sector permitirá por un lado, el fortalecimiento de ENDE y, por otro lado, desempeñar su rol promotor incentivando una mayor presencia de la empresa privada. Asimismo, se facilitará el acceso universal con tarifas diferenciadas aprovechando las fuentes energéticas disponibles*⁴⁴.

61. Y, más adelante, anticipaba:

Incorporar al Estado en el desarrollo de la Industria Eléctrica asignando un rol estratégico a ENDE, conjuntamente con el sector privado, a través de un nuevo marco normativo que promueva el desarrollo integral del sector bajo los principios de soberanía, eficiencia, seguridad energética, transparencia y equidad social con el nuevo ordenamiento político y administrativo nacional y regional del país.

⁴¹ *Id.*, punto VIII (8.2) (el resaltado es nuestro).

⁴² Ley de Organización del Poder Ejecutivo, No. 3351 del 21 de febrero de 2006, art. 3, **R-53**.

⁴³ Decreto Supremo No. 29272 del 12 de septiembre de 2007, **R-54**. El Plan Nacional de Desarrollo ya definía el “sector estratégico” como aquél capaz de generar un alto volumen de ingresos, a diferencia del “sector de empleos e ingresos”. En términos macroeconómicos, el “sector estratégico”, al estar conformado por empresas públicas, generaría un alto número de ingresos que serían invertidos en el “sector de empleos y ingresos”, creando un ciclo virtuoso de diversificación económica y desarrollo del área social, Plan Nacional de Desarrollo para el período 2006-2010, **R-55**.

⁴⁴ Plan Nacional de Desarrollo, pág. 92 (el resaltado es nuestro), **R-55**.

*La estrategia de esta política es perfeccionar la normativa para incorporar al Estado en el desarrollo de la Industria Eléctrica*⁴⁵.

62. Como *segundo paso*, el 12 de septiembre de 2007, el Gobierno promulgó el Decreto Supremo No. 29272 (“**DS 29272**”), que otorgó al Plan Nacional de Desarrollo el carácter de obligatorio para toda la administración pública. De esta manera, la elaboración de las políticas públicas, centrales o regionales, e incluso la asignación de recursos públicos del presupuesto general de la nación debían seguir los lineamientos básicos del Plan Nacional de Desarrollo.
63. El *tercer paso* del Gobierno consistió en refundar la Empresa Nacional de Electricidad – ENDE, mediante Decreto Supremo No. 29644 del 16 de julio de 2008 (“**DS 29644**”), cuyo “*objetivo principal y rol estratégico [sería] la participación en toda la cadena productiva de la industria eléctrica*”⁴⁶.
64. El *último y más importante paso* tuvo lugar en el año 2009 con la aprobación de la Constitución Política del Estado del 7 de febrero de 2009 (“**Constitución Política**”). Esta Constitución consagró como rol del Estado dirigir la economía y, especialmente, la cadena productiva de los sectores estratégicos⁴⁷. Basado en las nuevas prerrogativas atribuidas por la Constitución, el Presidente reestructuró la forma y funcionamiento de sus propios órganos y creó una agencia especializada en materia regulatoria para el sector eléctrico bajo la tutela directa del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, AE)⁴⁸.
65. Con estos antecedentes, y al contrario de la falsa impresión que crean las Demandantes, la recuperación por el Estado del control de EGSA era inminente, y

⁴⁵ *Id.*, pág. 113.

⁴⁶ Decreto Supremo No. 29644 del 16 de julio de 2008, art. 3° I, **R-56**. Para cumplir sus fines, ENDE estaría “operando y administrando empresas eléctricas de generación, transmisión y/o distribución, en forma directa, asociada con terceros o mediante su participación accionaria en sociedades anónimas, sociedades de economía mixta y otras dispuestas por Ley”, *Id.*, art. 3 (II).

⁴⁷ “4. El Estado podrá intervenir en toda la cadena productiva de los sectores estratégicos, buscando garantizar su abastecimiento para preservar la calidad de vida de todas las bolivianas y todos los bolivianos”, y, más adelante “Artículo 316. La Función del Estado en la economía consiste en: 1. Conducir el proceso de planificación económica y social, con participación y consulta ciudadana. La ley establecerá un sistema de planificación integral, que incorporará a todas las entidades territoriales. [...]3. Ejercer la dirección y el control de los sectores estratégicos de la economía”, Constitución Política del Estado del 7 de febrero de 2009, arts. 311 y 316, **R-57**.

⁴⁸ Sobre la reestructuración del Estado del año 2009, ver Quispe, párrs. 22 a 24.

así constó en el Programa de Gobierno para el período 2010-2015 que el Presidente Morales presentó a finales de 2009:

*El próximo paso a seguir para ENDE es la recuperación de las tres principales empresas generadoras de electricidad (Guaracachi, Corani y Valle Hermoso) para así lograr en control del 80% del parque de generación de energía eléctrica, garantizando nuestra soberanía en ese sector y transfiriendo al Estado la capacidad de controlar los precios de la energía [...]*⁴⁹.

66. Para tal fin, el Estado optó, en un primer momento, por una adquisición negociada de las empresas generadoras de electricidad. Así, a principios del año 2009, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía mantuvo negociaciones con EGSA con el fin de materializar la adquisición del control mayoritario de esta empresa por la estatal ENDE⁵⁰. Como se explica más adelante, dichas negociaciones no prosperaron debido a divergencias relacionadas con la valoración de EGSA. Como explica la Lic. Bejarano, para el año 2007, EGSA había agotado su capital operativo, estaba siendo descapitalizada por sus accionistas y comenzó a endeudarse de forma importante⁵¹. La falta de liquidez hizo que EGSA no pudiese honrar sus deudas comerciales en 2009 y 2010 (incluido el pago del gas, insumo necesario para la producción de energía eléctrica)⁵².
67. Tras el fracaso de estas negociaciones y temiendo que los accionistas de EGSA culminasen su temible proceso de desinversión tendiente a reducir los activos de la empresa⁵³, el Gobierno aprobó el Decreto Supremo No. 289 del 9 de septiembre de 2009 (“**DS 289**”) transfiriendo a favor de ENDE las acciones de EGSA en manos de ciudadanos bolivianos a través de los fondos de pensión administrados por el Fondo de Capitalización Colectiva de EGSA. Esto le dio al Estado quórum suficiente para oponerse a la venta de los activos de EGSA⁵⁴.

⁴⁹ Programa de Gobierno del Movimiento al Socialismo-Instrumento Político por la Soberanía de los Pueblos (MAS-IPSP) 2010-2015, pág. 101, **R-58**.

⁵⁰ Carta del Ministro de Hidrocarburos y Energía a EGSA del 21 de abril de 2009, **R-59**

⁵¹ Bejarano, párr. 15.

⁵² *Id.*, párr. 33.

⁵³ Sección 2.2.1.2; Bejarano, párrs. 17-23 y Paz, párrs. 29-79.

⁵⁴ Decreto Supremo No. 289 del 9 de septiembre de 2009, art. 1, **R-60**. Al transferir la titularidad de estas acciones a ENDE que representaban más del 35% de su capital social, el Estado evitó que las Demandantes tuviesen el quórum de dos tercios de votos que requiere el Estatuto Social de EGSA para aprobar de la venta de activos fijos y el consecuente riesgo de amenazar la

68. Estos hechos demuestran que el proceso de nacionalización de los sectores estratégicos en Bolivia y, en concreto, la nacionalización del sector eléctrico, no fue un proceso arbitrario ni sorpresivo, sino el resultado de una política pública racional, transparente y con el apoyo de la mayoría de los ciudadanos bolivianos.

2.2.1.2 *La Nacionalización fue una medida previsible y prevista por las Demandantes*

69. Contrariamente a lo que alegan las Demandantes en su Memorial de Demanda, la nacionalización de EGSA no fue sorpresiva⁵⁵.

70. *Primero*, el riesgo de nacionalización era algo conocido por los accionistas de EGSA cuando invirtieron en Bolivia. Al momento de la capitalización de EGSA en 1995, El Power, Inc. obtuvo una póliza de seguro contra expropiaciones con la OPIC⁵⁶. Las Demandantes ni siquiera mencionan esta cobertura ni, sobre todo, si han recibido algún pago por parte de OPIC tras la Nacionalización, por lo que Bolivia se reserva todos sus derechos al respecto⁵⁷.

71. *Segundo*, considerando el contexto político descrito anteriormente, resulta patente que, cuando Rurelec alega haber adquirido su participación accionaria indirecta en EGSA (mediante un contrato del 12 de diciembre de 2005⁵⁸ que se hizo efectivo en enero 2006), era de conocimiento público que el Programa de Gobierno incluía la

continuidad del servicio de generación de energía eléctrica. Ver, Contrato de Capitalización, Suscripción de Acciones y de Administración de la Empresa Eléctrica “Guaracachi” Sociedad de Economía Mixta del 22 de junio de 1995, Anexo 1 al Adendum, arts. 43 y 44, **C-14**.

⁵⁵ Memorial de Demanda, párr. 15 (“*President Morales selected May Day of 2010 to engineer a dramatic and dangerous situation: to nationalize, without warning, in an unnecessarily violent and shocking manner*”).

⁵⁶ Contrato de Seguro contra Expropiaciones entre El Power Inc. y Overseas Private Investment Corporation del 27 de diciembre de 1995, **R-44**. El Power, Inc. era una empresa del Grupo GPU Power, del que también formaba parte Energy Initiatives.

⁵⁷ Del mismo modo, Bolivia ha tenido conocimiento por notas de prensa recientes que Rurelec habría obtenido financiación de un tercero (no identificado), quien estaría “*entitled to receive a portion of any proceeds recovered in relation to any final settlement of, or award, in connection with the Arbitration*” ante este Tribunal (nota de prensa de Rurelec del 2 de julio de 2012, *Rurelec completes \$ 15.45 million Fund Raising*, **R-101**). Ante la falta de información sobre la identidad del tercero y los términos de la financiación, Bolivia se reserva todos los derechos en relación con este hecho, incluidas las objeciones a la jurisdicción del Tribunal aplicables y el derecho de solicitar una *security for costs* sobre esta base.

⁵⁸ Contrato para la Compra de Acciones (“*Share Purchase Agreement*”) entre Birdsong Overseas Limited, Southern Integrated Energy Limited, Peter Earl, Independent Power Corporation PLC y Rurelec PLC del 12 de diciembre de 2005, **R-61**. Ver también, Memorial de Demanda, párr. 67.

recuperación del control sobre las compañías del sector eléctrico, incluida expresamente EGSA⁵⁹.

72. Es más, para entonces, la nacionalización del sector eléctrico ya era discutida abiertamente por la prensa nacional:

*Tendrían este tratamiento [de nacionalización] las capitalizadas Chaco y Andina (hidrocarburos); Valle Hermoso, Corani, **Guaracachi** (electricidad); Ferroviaria Andina y Oriental y Lloyd Aéreo Boliviano (LAB). Estas empresas estarían terminantemente prohibidas de repatriar recursos al extranjero para depositarlos en instituciones financieras internacionales y obtener de esta manera intereses que sólo benefician a las empresas capitalizadas. La Federación de Telefónicas de Bolivia adquirirían las acciones de Entel⁶⁰.*

73. *Tercero*, la misma Rurelec consideraba la eventualidad de una nacionalización como un factor de riesgo inherente a sus actividades cuanto supuestamente invirtió en Bolivia. En un memorando de emisión de acciones en la Bolsa de Valores de Londres del 6 de enero de 2006 (el mismo día en que, según las Demandantes, se hizo efectiva la compra de acciones de Bolivia Integrated Energy Ltd. por Birdsong Overseas Ltd.), Rurelec explicó que:

The manifesto of the MAS party's Presidential Candidate, Evo Morales, contains certain policies, which, if implemented, might adversely affect the interests of foreign owned entities, including in relation to taxation [...].

The possibility that a future government of a country in which the Group operates may adopt substantially different policies, which might extend to the nationalization or appropriation of the Company's or its suppliers assets cannot be ruled out. In Bolivia, the risk of such expropriation of assets may be mitigated by the 1988 Bolivia-UK Treaty, which provides for financial compensation to UK entities in the event of nationalisation of their asset⁶¹.

⁵⁹ Programa de Gobierno 2006-2010, punto VIII (8.2), **R-52**. Plan Nacional de Desarrollo, pág. 110, **R-55**.

⁶⁰ “*El plan de gobierno más progresista propone: Nacionalizar por etapas*”, Bolpress, 11 de noviembre del 2005, pág. 4 (el resaltado es nuestro), **R-62**.

⁶¹ Memorando ante la Bolsa de Valores de Londres del 6 de enero del 2006 para la emisión de acciones de Rurelec del 13 de diciembre de 2005, págs. 22 y 23, **R-63**.

74. La prueba más elocuente de que la Nacionalización fue prevista por las Demandantes consta en los Reportes Anuales de Rurelec, en los que, desde el año 2007, Rurelec calificaba el riesgo político como uno de los “riesgos principales”⁶².
75. *Cuarto*, a diferencia de lo que alegan las Demandantes en su Memorial de Demanda ⁶³, no existió ninguna “garantía” de Bolivia en el sentido de no nacionalizar el sector eléctrico. Es falso afirmar, por ejemplo, que “[a]lthough Bolivia’s president had campaigned on promises of expropriation of the hydrocarbons sector, he had left the electricity sector alone in order to ensure a safe and secure supply of power to the population”⁶⁴.
76. Es llamativa la falta de evidencia de las Demandantes respecto de esta supuesta “garantía”. Si nos limitamos a lo que afirman las Demandantes, la única prueba sería un correo electrónico que la embajadora boliviana ante el Reino Unido habría emitido al Ministerio de Relaciones Exteriores del Reino Unido la noche del 30 de abril de 2010 (esto es, la noche antes de la Nacionalización) “[confirming] that she was not aware of any plans for an expropriation of Rurelec’s interest in Guaracachi”⁶⁵. Las Demandantes no aportan dicho correo electrónico (lo que pone en duda su existencia). Incluso si existiese dicho correo, lo único que demostraría es que una funcionaria del cuerpo diplomático boliviano en misión en el exterior no estaba al tanto de la Nacionalización. Eso es todo.
77. *Quinto*, desde febrero de 2009, los directivos de EGSA monitoreaban la información sobre la nacionalización del sector eléctrico boliviano ⁶⁶. La inminente nacionalización de este sector se mencionaba frecuentemente en los correos internos

⁶² Reporte Anual de Rurelec de 2007, pág. 21 (“*The principal risks and uncertainties facing the Group, apart from the efficient operation of the Group’s generating plant and possible changes in demand and pricing for electricity in the markets in South America in which the Group operates, relate to political risk [...] there can be no assurance that future political and economic conditions in these countries will not result in their governments adopting different policies with respect to the electricity industry and foreign investment*” (el resaltado es nuestro)), **R-64**.

⁶³ Memorial de Demanda, párr. 104.

⁶⁴ *Id.*

⁶⁵ *Id.*; Declaración Testimonial de Peter Earl del 29 de febrero de 2012 (“**Earl**”), párr. 59.

⁶⁶ Ver correo electrónico de la empresa Rodriguez & Baudoin al Sr. Marcelo Blanco (Director Financiero de EGSA) del 10 de febrero de 2009 (“*estimamos de su interés esta información sobre la nacionalización del sector de energía eléctrica*”) y su anexo, **R-65**.

con mensajes muy claros del tenor: “Dear Peter [Earl]: Evo said Corani will be taken”⁶⁷(septiembre de 2009).

78. Sexto, las Demandantes “olvidan” casualmente en su extenso recuento fáctico que, entre mayo de 2008 y diciembre de 2009, hubo negociaciones entre Rurelec y el Ministerio de Hidrocarburos y Energía para la adquisición, por parte de ENDE, de una participación accionaria mayoritaria en EGSA. La intención del Estado, comunicada a la gerencia de EGSA, era recuperar el control de EGSA, para lo cual el estado solicitó información que le permitiera realizar un “due diligence” de EGSA. En palabras del entonces Ministro de Hidrocarburos y Energía:

*Una vez concluida la revisión de esta documentación, se dará inicio al proceso de negociación para alcanzar y cerrar los acuerdos necesarios, que le permitan al Estado Boliviano la participación en la administración de la Empresa, para tal efecto se le enviará oportunamente la comunicación escrita que oficializará el inicio de negociaciones*⁶⁸.

79. Dichas negociaciones contaron con el beneplácito de Rurelec, como lo manifestó su Director, el Sr. Peter Earl, en una carta enviada al Sr. Ministro de Hidrocarburos y Energía el 8 de mayo de 2008:

*Estaré encantado de reunirme con usted en La Paz en un futuro cercano para iniciar el proceso [de transferencia del control accionario] descrito por usted. Como usted tiene conocimiento, por mi carta a su predecesor y por discusiones con el Embajador británico Nigel Baker, estamos dispuestos a explorar el modo en el que ustedes puedan obtener una participación significativa en Guaracachi, mientras que al mismo tiempo Rurelec se mantenga como fuerte inversionista en el sector de la energía en Bolivia*⁶⁹.

⁶⁷ Correo electrónico de Jaime Aliaga (EGSA) a Peter Earl y Marcelo Blanco (EGSA) del 25 de septiembre de 2009 adjuntando un artículo publicado en www.hoybolivia.com, **R-66**; Correo electrónico de Jaime Aliaga (EGSA) a Peter Earl y Marcelo Blanco (EGSA) del 14 de enero de 2009 adjuntando un artículo publicado en el periódico La Estrella del Oriente que menciona que “el 6 de enero [de 2009], el presidente Morales aseguró en la ciudad de Potosí que nacionalizará las empresas de electricidad durante esta gestión o a más tardar el próximo año (2010)”, **R-67**; Correo electrónico de Peter Earl (EGSA) a Marcelo Blanco (EGSA) del 10 de febrero de 2009 adjuntando un artículo de prensa (“FYI – Evo Analiza estatizar las empresas eléctricas”), **R-68**.

⁶⁸ Carta del Ministro de Hidrocarburos y Energía a EGSA del 21 de abril de 2009, **R-59**. Ver también Carta del EGSA al Ministro de Hidrocarburos del 23 de abril de 2009, **R-69**; Carta del Ministro de Hidrocarburos y Energía a EGSA del 15 de julio de 2009, **R-70**; Carta del Ministro de Hidrocarburos y Energía a EGSA del 21 de julio de 2009, **R-71**; y Carta del Ministro de Hidrocarburos y Energía a EGSA del 22 de julio de 2009, **R-72**.

⁶⁹ Carta de Rurelec PLC al Ministro de Hidrocarburos y Energía del 8 de mayo de 2008 (el resaltado es nuestro), **R-73**. Ver también, carta de Rurelec PLC a la Ministra de Defensa Legal del Estado del 4 de junio de 2010 (“[c]omo es de vuestro conocimiento, Rurelec ya mantuvo discusiones con

80. Es sorprendente, cuanto menos, que las Demandantes y sus testigos omitan cualquier referencia a estas negociaciones, máxime cuando el contexto de las negociaciones y la posibilidad de que el Estado adquiriese el control accionario de EGSA se trataba a nivel de Directorio de EGSA. Por ejemplo:

*Cursan en secretaria notas de parte del Ministro de Hidrocarburos y Energía, Sr. Oscar Coca y del Vice Ministro de Electricidad y Energías Alternativas Miguel Yague, invitando a las personas que correspondiesen, y con las facultades debidas, a sucesivas reuniones de negociación, una vez que habrían concluido con las debidas diligencias en el marco del cumplimiento de su **mandato político de recuperar las empresas para el Estado**. En tal sentido, y como quiera que el directo involucrado es el accionista mayoritario, Rurelec PLC a través de Guaracachi America Inc., fue el Sr. Peter Earl el que tuvo hasta el momento tres reuniones: el 15 de septiembre, 29 de septiembre, y 1 de octubre respectivamente, estando hasta el momento en una suerte de “cuarto intermedio”. Las discusiones entre los representantes gubernamentales y el Accionista Mayoritario estimamos **rondan particularmente en el valor de la empresa, el de las acciones, y las porciones de posible transferencia para que el Estado tuviera el control accionario**⁷⁰.*

81. Como se mencionó, al descubrir la crítica situación patrimonial de EGSA y ante el fracaso de las negociaciones para concluir la transferencia de acciones, Bolivia inició el procedimiento de Nacionalización para recuperar el control de EGSA, junto con las otras dos empresas generadoras Corani y Valle Hermoso. Por todo el anterior, es obvio que las Demandantes, al contrario de la versión de los hechos que han comunicado al Tribunal Arbitral, sabían que la Nacionalización estaba próxima. Como atesta el Ingeniero Eduardo Paz, analista de sistemas en EGSA entre enero de 1996 y julio de 2010 y actual Gerente General e EGSA:

[...] Desde hacía varios años antes de 2010 se venía hablando de la nacionalización del sector eléctrico en Bolivia y, entre los trabajadores, se comentaba mucho este tema. Recuerdo, por ejemplo, que cada 1 de mayo desde, por lo menos, 2008, se comentaba que podría ser el último año como empleados privados (pues el Gobierno acostumbraba a realizar las nacionalizaciones el 1 de mayo de cada año, por el componente simbólico de esta fecha: día del trabajo)⁷¹.

82. Esta Nacionalización, por lo demás, se llevó a cabo de una manera pacífica y ordenada.

vuestro Gobierno durante el 2009 con el objetivo de explorar la posibilidad de convertir su participación accionaria en Guaracachi en una sociedad mixta (pública/privada)”, R-74.

⁷⁰ Acta de Reunión del Directorio de EGSA del 13 de octubre de 2009 (el resaltado es nuestro), **R-75**.

⁷¹ Paz, párr. 83.

2.2.2 La Nacionalización fue pacífica y ordenada

83. Las Demandantes intentan presentar la Nacionalización como una medida repentina y violenta, afirmando incluso que la toma de las instalaciones de EGSA ocurrió antes de la promulgación del Decreto de Nacionalización. La forma sensacionalista con la cual las Demandantes describen la Nacionalización es intolerable.
84. *Primero*, como se describió anteriormente, la Nacionalización fue dictada de conformidad con los preceptos constitucionales y el marco regulatorio aplicable⁷² con el fin de garantizar la continuidad y calidad del servicio de suministro de energía eléctrica. No está en disputa que el decreto de Nacionalización es conforme al Derecho boliviano.
85. *Segundo*, la Nacionalización no fue una medida “*without warning*”⁷³. Por el contrario, quedó demostrado, las Demandantes estaban al tanto de esta posibilidad real desde, al menos, 2006 y monitoreaban cualquier noticia a este respecto. Los documentos contemporáneos, además, demuestran que el Gobierno mencionó la nacionalización de EGSA de forma expresa desde 2005⁷⁴.
86. *Tercero*, la Nacionalización se ejecutó de forma pacífica y ordenada, siguiendo lo previsto para ese tipo de medidas. El uso de personal militar para apoyar la operación tenía como fin, justamente, garantizar la transferencia pacífica del control de la empresa y evitar que, durante la transición, pudieran producirse robos de material o sustracción de información que impidieran a EGSA seguir operando.
87. Mediante afirmaciones sensacionalistas pero sin ningún sustento, las Demandantes describen la nacionalización como “*a dramatic and dangerous situation: to nationalize, [...] in an unnecessarily violent and shocking manner*” y agregan que los efectivos militares ingresaron en las oficinas de EGSA “*breaking doors and smashing windows*”⁷⁵. Estas alegaciones son simplemente falsas, hasta el punto que

⁷² Ver Constitución Política del Estado del 7 de febrero de 2009 del 7 de febrero de 2009, arts. 20, 311, 351 y 378, **R-57**; ver también Decreto Supremo No. 29272 del 12 de septiembre de 2007, **R-54**; Decreto Supremo No. 29644 del 16 de julio de 2008, art. 3, **R-56**; y Decreto Supremo No. 289 del 9 de septiembre de 2009, **R-60**.

⁷³ Memorial de Demanda, párr. 15.

⁷⁴ Programa de Gobierno del Movimiento al Socialismo-Instrumento Político por la Soberanía de los Pueblos (MAS-IPSP) 2006-2010, punto VII (8.2), **R-52**; y Plan Nacional de Desarrollo para el período 2006 a 2010, pág. 110, **R-55**.

⁷⁵ Memorial de Demanda, párr. 15.

ni siquiera las declaraciones de sus propios testigos las sustentan⁷⁶. A su vez, como explica el Ing. Paz, el único daño material que hubo fue la ruptura de una puerta de vidrio de la entrada⁷⁷.

88. Ni las Demandantes ni sus testigos alegan daño alguno a la integridad física de las personas. No hubo detenciones, ni arrestos, ni disparos, ni cualquier acto de violencia contra cualquiera de los involucrados. El único “acto de violencia” que podrían alegar fue contra una puerta de vidrio.

89. En suma, la presencia de las fuerzas del Estado y de una pancarta con la palabra “Nacionalizado” es parte del procedimiento y protocolo de seguridad necesarios en este tipo de situaciones, el mismo protocolo que ha sido utilizado, sin mayores consecuencias, desde las primeras nacionalizaciones de empresas petroleras desde el año 2006.

2.2.3 La Nacionalización fue seguida de una determinación de buena fe por parte del Estado de la justa compensación debida

90. Las Demandantes alegan que:

[s]ince the nationalization, Bolivia has engaged in a systematic, transparent attempt to minimize the reported value of Guaracachi, presumably to limit the amount of compensation due to the Claimants. The most egregious effort in this regard has been a re-audit of Guaracachi's 2010 finances⁷⁸.

91. Para tal fin, los testigos de las Demandantes describen lo que, según ellos, habría sucedido en varias reuniones de negociación posteriores a la Nacionalización y la auditoria de los estados financieros de EGSA para el ejercicio 2010 realizada en 2011.

⁷⁶ Comparar el párrafo 15 del Memorial de Demanda con las declaraciones testimoniales de los Sres. Jaime Aliaga del 29 de febrero de 2012 (“**Aliaga**”) (párr. 48) y José Antonio Lanza del 29 de febrero de 2012 (“**Lanza**”) (párrs. 48 y 39) (quienes no mencionan ruptura de ventanas).

⁷⁷ Paz, párr. 82 (“*Con base en esas conversaciones, y lo que pude ver, la nacionalización no fue violenta. Si bien la puerta principal de acceso (de cristal) estaba rota – debido a que las autoridades tuvieron que forzar su cerradura (pocas personas tenían la llave de esa puerta) – no había ventanas rotas, como afirman las Demandantes, ni otras puertas rotas, al contrario de lo que afirma el Sr. Aliaga en el punto 48 de su declaración. Ninguna de las personas con quien conversé entonces dijeron que había habido actos de violencia ni existía alarma entre los empleados*”).

⁷⁸ Memorial de Demanda, párr. 114

92. *In limine*, Bolivia debe expresar su sorpresa y protesta ante la divulgación de información que, por insistencia de Rurelec, se había acordado mantener bajo la más estricta confidencialidad. Como escribió el Sr. Earl al Ministerio de Defensa Legal previo a la primera reunión tras la Nacionalización:

[F]inalmente, le ruego tenga en cuenta que, con miras a promover un diálogo franco y productivo que nos permita alcanzar una pronta solución a la situación actual, conviene a ambas partes que todas las afirmaciones, información y documentos revelados en el contexto de esa reunión se mantenga estrictamente confidenciales, entendiéndose que únicamente serán usados con el propósito de estas discusiones, y no podrán ser reveladas a ninguna tercera parte, ni podrán ser aprovechados en el contexto de un proceso judicial o arbitral futuro⁷⁹.

93. Las Demandantes han incumplido este compromiso, lo cual es lamentable. En ejercicio de su derecho de defensa, Bolivia mencionará el contenido de las reuniones de negociación.
94. Las Demandantes y sus testigos distorsionan de manera oportunista lo que realmente sucedió tras la Nacionalización. Como se demostrará, Bolivia siguió un proceso reglado y de buena fe para la determinación de la justa compensación a las Demandantes.
95. *Primero*, el Decreto de Nacionalización preveía que ENDE debía realizar un proceso independiente de valuación de las empresas nacionalizadas, incluida EGSA, para determinar el monto de la justa compensación que debería ser pagado por las nacionalizaciones:

El presente Decreto Supremo tiene por objeto nacionalizar a favor de la Empresa Nacional de Electricidad – ENDE, en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, el paquete accionario que poseen

a) Las sociedades capitalizadoras [...] GUARACACHI AMERICA INC. en la empresa eléctrica GUARACACHI S.A. [...]

Se instruye a ENDE a pagar el monto correspondiente a las acciones GUARACACHI AMERICA INC. en la empresa eléctrica GUARACACHI S.A [...] cuyo valor será establecido como resultado de un proceso de valuación a ser realizado por una empresa independiente contratada por

⁷⁹ Carta de Rurelec PLC al Ministerio de Defensa Legal del Estado del 16 de junio de 2010, **R-76**. Sin embargo, ante lo ocurrido y en aras de la igualdad de armas, la Demandada se reserva al derecho de aportar información adicional sobre estas reuniones en el contexto del presente arbitraje.

*ENDE, en plazo de ciento y veinte (120) días hábiles a partir de la publicación del Decreto Supremo*⁸⁰.

96. Dicho proceso fue realizado sin demora y aplicando métodos de valuación generalmente aceptados y acordes con los estándares de los Tratados y derecho internacional.
97. Al contrario da la afirmación alarmista de las Demandantes según la cual “[t]here was no independent valuation process. [...] No proper process was ever really put in place, nor were there any rules as to how the valuation was to be conducted”⁸¹, la determinación del justo valor de liquidación fue realizada por una firma independiente dentro del plazo mencionado por el Decreto de Nacionalización.
98. Según la Convocatoria No. CDR-ENDE-2010-001 publicada en la página web de ENDE⁸², el 8 de junio de 2010, es decir, poco más de un mes después de la Nacionalización, la Gerencia General de ENDE solicitó la contratación de una empresa de consultoría para realizar la valoración de las tres empresas generadoras nacionalizadas el 1 de mayo de 2010.
99. A esta licitación se invitó a firmas de reconocido prestigio tales como Price WaterhouseCoopers, Deloitte, Ernest & Young, Profin, etc. Como consta en los términos de referencia del proceso licitatorio, el servicio a ser contratado tendría por objeto la determinación del valor real de mercado de las empresas de energía eléctrica nacionalizadas (incluso EGSA) por medio de la aplicación del método del Flujo de Caja Descontado - FCD u otro que fuera de aceptación general:

I. OBJETO DEL SERVICIO DE CONSULTORIA

1. Objetivo general

• Determinar el valor de las empresas Valle Hermoso SA, Corani SA, Guaracachi SA y sus filiales según proceda, con la finalidad de determinar el valor de las acciones y paquete accionario nacionalizado, ponderando los riesgos que se detecten, bajo el método de flujos futuros descontados, o el método que el Consultor proponga como el más eficiente, justo e imparcial y de aceptación general. Para la ponderación de riesgos deberán validarse los activos, compromisos y pasivos, entre

⁸⁰ Decreto Supremo No. 493 del 1 de mayo de 2010, arts. 1 y 2, **C-37**.

⁸¹ Memorial de Demanda, párr. 170.

⁸² Primera Convocatoria No. CDR-ENDE-2010-001- Documento Base de Contratación para la Valoración de 3 Empresas Generadoras de Energía Eléctrica y sus Respectivas Filiales de junio de 2010, **R-77**.

*ellos financieros, tributarios, laborales, comerciales, regulatorios, ambientales y sociales exigibles o contingentes podrían estar sujetos a riesgos; así también consideraciones sobre el patrimonio, de manera que el valor determinado sea el real en una condición económica normal en base al comportamiento anterior, al 30 de abril de 2010*⁸³.

100. Tras un complejo proceso de contratación pública (en el que incluso se llegó a declarar desierta la primera convocatoria), en julio de 2010, Bolivia contrató a la firma independiente especializada PROFIN Consultores S.A. (“**PROFIN**”) para realizar la valuación de EGSA con la finalidad de determinar el valor de mercado de EGSA bajo el método del FCD u otro que fuera de aceptación general.
101. En suma, en el 14 de julio de 2010, Bolivia ya había contratado los servicios de la empresa PROFIN para la valuación de las tres empresas generadoras nacionalizadas, incluso EGSA. La fecha para el informe final de dichas empresas era el 25 de agosto de 2012, es decir poco más de tres meses desde la fecha de la Nacionalización, y en cualquier caso antes del término del plazo de 120 días hábiles concedidos en el Decreto de Nacionalización.
102. Bolivia, por lo tanto, tomó prontamente todos los pasos necesarios para determinar el justo valor de la compensación debida por la Nacionalización. Con estos antecedentes, queda claro que la afirmación de las Demandantes según la cual “[n]o proper process was ever really put in place, nor were there any rules as to how the valuation was to be conducted”⁸⁴ no es más que una burda exageración.
103. *Segundo*, tras la Nacionalización, y mientras se desarrollaba el proceso de licitación para la contratación de una empresa valuadora independiente, el Estado, de buena fe, organizó y participó en varias reuniones con los representantes de Rurelec relativas al pago de una justa compensación⁸⁵.
104. Para este fin, se llevaron a cabo cinco reuniones⁸⁶ (y no sólo 4 como sostienen las Demandantes⁸⁷). La primera ocurrió el 5 de julio de 2010 y contó con la

⁸³ Primera Convocatoria No. CDR-ENDE-2010-001- Documento Base de Contratación para la Valoración de 3 Empresas Generadoras de Energía Eléctrica y sus Respectivas Filiales de Junio de 2010, pág. 11, **R-77**.

⁸⁴ Memorial de Demanda, párr. 170.

⁸⁵ Nota de Elizabeth Arismendi a Peter Earl del 9 de junio de 2010, **C-186**.

⁸⁶ Dichas reuniones se dieron en las siguientes fechas: (i) 5 de julio de 2010; (ii) 8 de noviembre de 2010; (iii) 11 de marzo de 2011; (iv) 30 de marzo de 2011; y (v) 18 de junio de 2012. Ver Lista de Asistencia a la Reunión de Acercamiento del 18 de junio de 2012, **R-78**.

participación del Sr. Peter Earl, así como otros representantes de Rurelec, el Ministro de Hidrocarburos y Energía y el Gerente General de ENDE. Como muestra el acta de esa reunión, a diferencia de lo que afirman las Demandantes⁸⁸, Rurelec “no hizo ninguna objeción pública respecto a la medida tomada por el Estado Plurinacional de Bolivia respecto a la nacionalización de la empresa Guaracachi”⁸⁹. La mayor preocupación expresada por Rurelec en ese momento fue en relación con las declaraciones hechas a la prensa por la nueva administración de EGSA sobre su estado de quiebra técnica por cuanto podrían afectar a su imagen frente a accionistas y tenedores de bonos⁹⁰. Además, Rurelec solicitó que se le extendiera una copia de los términos de referencia del proceso licitatorio para la contratación de la empresa valuadora que determinaría el justo valor de mercado de EGSA. Dicho pedido fue concedido por el Ministro de Hidrocarburos y Energía⁹¹.

105. Por otro lado, las Demandantes reconocen que, durante sendas reuniones en noviembre de 2010 y marzo de 2011, la posición del Estado era que EGSA tenía un valor negativo y que, por ende, no tenía ninguna obligación de compensar⁹².
106. *Tercero*, en cuanto al supuesto esfuerzo para minimizar el valor de EGSA mediante la auditoría realizada a las cuentas para el ejercicio 2010⁹³, la Lic. Bejarano, quien había participado activamente en dicho procedimiento como auditora interna de

⁸⁷ Memorial de Demanda párr. 167.

⁸⁸ Aliaga, párr. 55 (“[e]n ese encuentro, el Sr. Earl y yo planteamos algunas cuestiones sobre el marco que llevó al Gobierno a determinar la nacionalización de las acciones de Guaracachi America”).

⁸⁹ Acta de la reunión del Ministerio de Defensa Legal del Estado con Rurelec y Guaracachi America del 5 de julio de 2010, párr. 4.2, **C-187**.

⁹⁰ *Id.*, párr. 4.2.

⁹¹ *Id.*, párr. 4.3.

⁹² Aliaga, párrs. 56-57. Ver también Resumen de la Procuraduría General del Estado de la Reunión de Acercamiento con Rurelec del 30 de marzo de 2011, **R-79**.

⁹³ Ver Memorial de Demanda, párr. 114 (“*Since the nationalization, Bolivia has engaged in a systematic, transparent attempt to minimize the reported value of Guaracachi, presumably to limit the amount of compensation due to the Claimants. The most egregious effort in this regard has been a re-audit of Guaracachi’s 2010 finances*”). Ver también Lanza, párr. 55 (“*A mi entender, las modificaciones y ajustes realizados tenían el objeto de devaluar las inversiones de Guaracachi, con el objeto de afectar la valuación de Guaracachi, determinada por los asesores aprobados por el Gobierno a fin de fijar la indemnización por la nacionalización*”); y C. M. Blanco, párr. 44 (“*Se tornó evidente que ENDE modificó el método contable aplicable a los préstamos del Proyecto de CCGT de Guaracachi, entre otros costos. Por consiguiente, la segunda auditoría reflejaba pérdidas de USD 2.4 millones*”).

EGSA, explica que dicha auditoría “no tenía nada que ver con la nacionalización casi un año antes de EGSA”⁹⁴. De hecho, los ajustes contables efectuados a los estados financieros de EGSA para 2010 eran “conformes a las normas y principios contables, incluido el criterio de prudencia”⁹⁵.

107. Dichos ajustes resultaron de dos observaciones hechas por ENDE, accionista principal de EGSA, a los estados financieros de EGSA para 2010⁹⁶ que habían sido publicados sin contar con la aprobación de los accionistas en clara violación de lo que dispone la normativa boliviana⁹⁷.
108. Cuarto, las Demandantes sugieren la existencia de una “conspiración” de Bolivia, quien habría manipulado la prensa “to shift blame for Guaracachi’s current challenges to the Claimants”⁹⁸. Esta afirmación, además de ser exagerada, carece de sustento alguno. La “teoría de la conspiración” es simplemente la manera de las Demandantes de ocultar que EGSA se encontraba en un estado financiero pésimo cuando se produjo la nacionalización. Como explican la Lic. Bejarano y el Ing. Paz, por ejemplo, “[l]a falta de liquidez incluso hizo que EGSA dejase de pagar en 2009 y 2010 (hasta antes de la nacionalización) las facturas de su proveedor de materia prima (gas), YPFB (como muestra la carta de YPFB que adjunto en Anexo 7). Este impago ponía en riesgo toda la operación pues el gas es indispensable para hacer funcionar las unidades de generación de EGSA”⁹⁹ y “ante la situación de iliquidez de EGSA a la fecha de la nacionalización, el Estado, a través de ENDE, tuvo que solicitar a los directorios de Corani y Valle Hermoso que, para el rescate de EGSA, cada una de estas empresas realicen un préstamo en efectivo de USD 2.5 millones (por un total de USD 5 millones) a una tasa del 1% anual, pagaderos al cabo de 24 meses”¹⁰⁰.

⁹⁴ Bejarano 2, párr. 9.

⁹⁵ *Id.*, párr. 10.

⁹⁶ *Id.*, párrs. 11-15.

⁹⁷ *Id.*, párr. 7.

⁹⁸ Memorial de Demanda, párr. 117. Ver también Memorial de Demanda, párr. 168.

⁹⁹ Bejarano, párr. 33.

¹⁰⁰ Paz, párr. 76.

2.3 La Nacionalización fue realizada de conformidad con los Tratados y el derecho internacional

109. Las Demandantes reconocen (como no podría ser de otro modo) que, bajo los Tratados y el derecho internacional, el Estado tiene el derecho a nacionalizar inversiones en su territorio respetando ciertas condiciones previstas en los Tratados y el derecho internacional¹⁰¹.
110. El Tratado con los Estados Unidos, en su parte relevante, dispone que:

ARTÍCULO III

1. Ninguna de las Partes expropiará ni nacionalizará directamente una inversión abarcada, ni lo hará indirectamente por la aplicación de medidas equivalentes a la expropiación o nacionalización ("expropiación"), salvo con fines de interés público, sin discriminación, contra el pago de una indemnización pronta, adecuada y efectiva, y de conformidad con el debido procedimiento legal y los principios generales de trato previstos en el párrafo 3 del Artículo II.

*2. La indemnización se pagará sin demora, equivaldrá al valor justo en el mercado de la inversión expropiada inmediatamente antes de que se tomara la acción expropiatoria ("la fecha de expropiación") y será enteramente realizable y libremente transferible. El valor justo en el mercado no quedará afectado por ningún cambio de valor cuando la acción expropiatoria llegue a conocerse antes de la fecha de expropiación*¹⁰².

111. El Tratado con el Reino Unido, en su parte relevante, dispone que:

Artículo V Expropiación

1. Las inversiones de capital de nacionales o sociedades de una de las Partes Contratantes no podrán, en el territorio de la otra Parte Contratante, ser nacionalizadas, expropiadas o sometidas a medidas que en sus efectos equivalgan a nacionalización o expropiación (en lo sucesivo se denomina "expropiación"), salvo por causas de utilidad pública y por un beneficio social relacionados con las necesidades internas de dicha Parte Contratante y a cambio de una justa compensación efectiva. Dicha compensación deberá responder al valor de mercado de las inversiones de capital inmediatamente antes de la fecha de hacerse efectiva la expropiación o de hacerse pública la inminente expropiación cualquiera que sea la anterior, comprenderá los intereses conforme al tipo normal comercial o legal cualquiera que haya de aplicarse en el territorio de la Parte Contratante que efectuó la expropiación, hasta la fecha en que se efectuará el pago; el pago se efectuará sin demora, será efectivamente realizable y libremente transferible. El nacional o sociedad afectado

¹⁰¹ Memorial de Demanda, párr. 146.

¹⁰² Tratado con los Estados Unidos, artículo III (el resaltado es nuestro), C-17.

tendrá derecho de establecer puntualmente, por procedimiento jurídico, en el territorio de la Parte Contratante que efectúe la expropiación, la legalidad de la expropiación y el monto de la compensación conforme a los principios establecidos en este párrafo.

2. En el caso de que una parte Contratante expropie los bienes de una sociedad, incorporada o constituida conforme a las leyes vigentes en cualquier parte de su territorio y en la que nacionales o sociedades de la otra Parte Contratante tenga acciones, la misma asegurará la satisfacción de las disposiciones prescritas en el párrafo (1) de este Artículo, en lo que respecta a garantizar la puntual, adecuada y efectiva compensación en lo referente a las inversiones de capital de los nacionales o sociedades de la otra Parte Contratante que son propietarios de dichas acciones¹⁰³.

112. No está en disputa que la Nacionalización obedeció a fines de interés público y beneficio social relacionados con las necesidades internas de Bolivia, fue realizada sin discriminación y de conformidad con los principios generales de trato previstos en el párrafo 3 del artículo II del Tratado con los Estados Unidos. El respecto de dichas condiciones por Bolivia es aceptado por las Demandantes.
113. Las únicas condiciones que las Demandantes alegan habrían sido incumplidas son el pronto pago de una compensación justa o adecuada y equivalente al justo valor de mercado de la inversión y el respeto de debido proceso legal.
114. Como Bolivia demostrará a continuación, contrariamente a lo que alegan las Demandantes, la Nacionalización cumplió la condición de los Tratados relativa a la compensación pronta y justa (2.3.1) y cumplió con las exigencias del debido proceso (2.3.2).
115. Los reclamos de las Demandantes relativos a la supuesta ilegalidad de la Nacionalización bajo los Tratados no son más que una queja sobre el resultado del cálculo que llevó a la determinación del justo valor de mercado de su inversión. Esta queja, disfrazada de supuesta ilegalidad de la Nacionalización, es, en realidad, una cuestión de *quantum* que no puede, de ninguna manera, determinar la responsabilidad internacional de Bolivia bajo los Tratados.

2.3.1 La Nacionalización cumplió la condición de los Tratados relativa a la compensación pronta y justa

116. Las Demandantes alegan que:

¹⁰³ Tratado con el Reino Unido, artículo V (el resaltado es nuestro), C-1.

*It is uncontroversial on the facts of this case that Bolivia offered no payment to the Claimants in compensation for the nationalization of their participation in Guaracachi, let alone payment that could be considered prompt, adequate and effective under the Treaties*¹⁰⁴.

117. Esta alegación no se sustenta ni en los hechos ni en el derecho. En resumen, dado que la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA a la fecha de la Nacionalización tiene un justo valor de mercado inferior a US\$ 0, Bolivia no tiene ninguna obligación de compensar. Los Tratados no garantizan el pago de compensación por nacionalización de activos que no tienen valor.
118. Es un hecho, como se explicó anteriormente, que la Nacionalización fue acompañada de disposiciones para el pago de una compensación pronta, justa o adecuada como requieren los Tratados.
119. El Decreto de Nacionalización instruyó a ENDE a pagar el monto correspondiente al justo valor de mercado de la participación accionista en las empresas nacionalizadas (entre ellas, EGSA) en un plazo de 120 días hábiles. Este valor debía ser determinado por medio de un proceso de valuación independiente, como así fue:

*III. Se instruye a ENDE a pagar el monto correspondiente a [...] las acciones de GUARACACHI AMERICA INC. en la empresa eléctrica [EGSA] y/o a los terceros señalados en el párrafo precedente, cuyo valor será establecido como resultado de un proceso de valuación a ser realizado en una empresa independiente contratada por ENDE, en el plazo de ciento veinte (120) días hábiles a partir de la publicación del presente Decreto Supremo*¹⁰⁵.

120. De conformidad con los términos del Decreto de Nacionalización, Bolivia reconoció su obligación de pagar una compensación correspondiente al valor de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA. Incluso antes de la Nacionalización, la prensa reportaba que Bolivia había destinado una parte del Presupuesto General del Estado para el año 2010 al pago de la compensación por la nacionalización de las tres empresas generadoras de electricidad (EGSA, Corani y Valle Hermoso)¹⁰⁶.

¹⁰⁴ Memorial de Demanda, párr. 166.

¹⁰⁵ Decreto Supremo No. 493 del 1 de Mayo de 2010, art. 2 (el resaltado es nuestro), **C-37**.

¹⁰⁶ Correo electrónico enviado por Jaime Aliaga (EGSA) a Peter Earl y Marcelo Blanco (EGSA) el 7 de enero de 2010 adjuntando artículo publicado en el periódico La Razón, “Asignan fondos para tomar capitalizadas”, **R-80**.

121. Bolivia siempre reconoció, y sigue reconociendo, su obligación internacional de compensar por la Nacionalización, pero únicamente el justo valor de la inversión nacionalizada, nada más.
122. Las Demandantes, sin embargo, alegan que la Nacionalización habría sido contraria a los Tratados porque Bolivia no pagó una compensación superior al justo valor de mercado determinado por los consultores independientes contratados por Bolivia.
123. Los Tratados establecen que la compensación debe ser “justa” o “adecuada” y definen estos criterios: concretamente, requieren que el monto de la compensación corresponda al justo valor de mercado de la inversión nacionalizada a la fecha de la Nacionalización¹⁰⁷. En términos prácticos, determinar lo que es una compensación “justa” y “adecuada” bajo los Tratados depende así del cálculo económico y financiero que determina el valor de mercado la inversión nacionalizada, lo que realizó PROFIN de conformidad con el Decreto de Nacionalización y Econ One en el marco de este arbitraje.
124. No existe bajo los Tratados una obligación absoluta de pago de la compensación que el inversor estime subjetivamente, sino una obligación de pagar el monto correspondiente al justo valor de mercado de la inversión. Una vez determinado este monto (no antes) su pago debe ser efectivo y realizado sin demora¹⁰⁸. Si el justo

¹⁰⁷ Kenneth Vanderveelde, doctrina citada por las Demandantes, explica que “[a]dequate compensation traditionally has meant payment of the fair market value of the property as of the date of expropriation”, K. J. Vanderveelde, “U.S. International Investment Agreements”, (2009), p. 471, **CL-59**.

¹⁰⁸ *Goetz y otros c. Burundi* (Caso CIADI No. ARB/95/3), laudo (incluyendo el acuerdo entre las partes) del 10 de febrero de 1999, párrs. 130-131 (“*En el caso presente, la última condición que prevé el artículo 4 de la Convención para que una “medida con efecto similar” a una medida privativa o restrictiva de la propiedad sea lícita no ha sido cumplida, ya que la revocación del certificado de empresa decretada el 29 de mayo de 1995 no vino acompañada de una indemnización adecuada y efectiva, requisito de legalidad internacional para dicha revocación. Ahora bien, el Tribunal no considera que esta circunstancia sea suficiente para constituir la responsabilidad internacional de la medida en cuestión. La Convención exige una indemnización adecuada y efectiva, a diferencia de lo que prevén varios derechos nacionales en materia de expropiación, pero no exige una indemnización previa. En otras palabras, la condición de la legalidad internacional de la decisión del 29 de mayo de 1995 queda suspendida. De dos cosas, la una. O bien la República de Burundi cumple dentro de un término razonable la condición de una indemnización adecuada y efectiva pagando una indemnización que responda a los criterios del párrafo 2 del artículo 4 de la Convención, caso en el cual la legalidad de la medida del 29 de mayo de 1995 se confirmaría de forma definitiva, o bien, la República de Burundi no cumplirá en un plazo razonable dicha obligación de legalidad de su decisión, caso en el cual habrá violado su obligación internacional prevista en la Convención belga-Burundi de inversiones a la cual adhirió de manera libre y plena en ejercicio de su soberanía internacional de “no asumir ninguna medida privativa o restrictiva de la propiedad, o alguna medida teniendo efectos similares en cuando a una inversión en su territorio”, salvo algunas condiciones. En dicho caso, la responsabilidad internacional de Burundi quedaría confirmada*”, Traducción no oficial de:

valor de mercado de la inversión a la fecha de la expropiación es negativo, el Estado no tiene ninguna obligación de compensación bajo los Tratados.

125. En este caso, la compensación fue pronta porque el proceso de valuación de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA se dio dentro de los 120 días hábiles que preveía el Decreto de Nacionalización.
126. Ni el Tratado con los Estados Unidos¹⁰⁹ ni el derecho internacional definen el término “pronta” o fijan un plazo determinado para el pago de la compensación. Los autores que citan las propias Demandantes afirman que:

[T]he requirement of “prompt” compensation does not require that compensation be paid in advance but within a reasonable period of time after the taking. Vague assurances at the time of the taking of property to the effect that compensation will be paid in the future are insufficient if action is not taken within a reasonable time thereafter to grant that compensation¹¹⁰.

127. Las Demandantes no disputan que el plazo de 120 días hábiles era razonable bajo el estándar de compensación “pronta” requerido por el Tratado con los Estados Unidos y el derecho internacional. Su única queja es que dicho plazo no habría sido cumplido por Bolivia:

“En l’espèce, la dernière condition mise par l’article 4 de la Convention à la licéité d’une “mesure ayant un effet similaire” à une mesure privative ou restrictive de propriété n’est pour le moment pas remplie, puisque aussi bien la révocation du certificat d’entreprise franche décidée le 29 mai 1995 n’était pas assortie de l’indemnité adéquate et effective à laquelle la licéité internationale de cette révocation était subordonnée. Le Tribunal ne considère toutefois pas que cette circonstance suffit à entacher d’illicéité internationale la mesure litigieuse. La Convention exige une indemnité adéquate et effective; contrairement à ce que font certains droits nationaux en matière d’expropriation, elle n’exige pas une indemnisation préalable. C’est dire que la question de la licéité internationale de la décision du 29 mai 1995 reste en suspens. De deux choses l’une, en effet. Ou bien la République du Burundi satisfait dans un délai raisonnable à la condition de l’indemnisation adéquate et effective en versant une indemnité répondant aux critères et aux exigences du paragraphe 2 de l’article 4 de la Convention. En ce cas, la licéité internationale de la décision du 29 mai 1995 se trouvera définitivement établie. Ou bien la République du Burundi ne satisfait pas dans un délai raisonnable à cette ultime condition de la licéité internationale de cette décision. En ce cas, elle aura violé l’obligation internationale, assumée par elle dans la Convention belgo-burundaise d’investissement à laquelle elle a adhéré dans le plein et libre exercice de sa souveraineté internationale, de “ne prendre aucune mesure privative ou restrictive de propriété, ni aucune autre mesure ayant un effet similaire à l’égard des investissements situés sur son territoire” sauf respect de certaines conditions. La responsabilité internationale de l’Etat burundais serait alors engagée.” (el resaltado es nuestro), **RL-70**.

¹⁰⁹ Tratado con los Estados Unidos, **C-17**. El Tratado con el Reino Unido no contiene la exigencia de que la compensación sea “pronta”, Tratado con el Reino Unido, **C-1**.

¹¹⁰ L. B. Sohn y R. R. Baxter, “Responsibility of States for Injuries to the Economic Interests of Aliens”, 55 *American Journal of International Law* (1961), p. 558 (el resaltado es nuestro), **CL-4**. Citado en Memorial de Demanda, párr. 154.

The first meeting with the Government took place more than three months after the nationalization, on 5 July 2010. At the meeting, despite GAI and Rurelec's proposals, no offer of compensation was made;

The second meeting took place on 8 November 2010, more than seven months after the nationalization. No offer of compensation was made, and the Government simply announced that it had apparently commissioned economic valuations and legal and technical audits, and had received negative initial results. By this time, the 120-day period that the Government had set for the compensation process had long since elapsed.¹¹¹

128. La descripción de los hechos realizada por las Demandantes es matemáticamente incorrecta y oportunista.
129. Como muestra de la constante exageración en que incurren las Demandantes, conviene precisar que la reunión del 5 de julio de 2010 tuvo lugar 2 meses y 7 días después de la Nacionalización y no “*more than three months*”.
130. Para esta fecha, como se informó a las Demandantes, Bolivia ya había establecido los términos de referencia para la contratación de la firma independiente que debía establecer el justo valor de mercado de las empresas generadoras nacionalizadas (incluida EGSA). Esos términos de referencia habían sido publicados en la web¹¹². Es decir, los primeros pasos necesarios para establecer el monto de la compensación a las Demandantes ya habían sido tomados.
131. Además, a pedido del Sr. Peter Earl, el Ministro de Hidrocarburos y Energía aclaró que el plazo de 120 días hábiles de conformidad con el Decreto de Nacionalización “*empieza a computarse a partir de la publicación del Decreto, desde el 1 de mayo de 2010 [y] se cuenta de lunes a viernes, sin contar los fines de semana y los días feriados*”¹¹³. Por lo tanto, 120 días hábiles significaba, necesariamente, más de 4

¹¹¹ Memorial de las Demandantes, párr. 167 (el resaltado es nuestro).

¹¹² Acta de la Reunión celebrada por Bolivia, Rurelec y Guaracachi America Inc, del 5 de julio de 2010, párr. 4.3 (“*El Ministro de Hidrocarburos y Energía, Luis Fernando Vincenti, estableció que los términos de referencia del proceso de licitación solicitado por el Sr. Peter Earl, se encuentran en la página Web de ese Ministerio, a fin de brindar total transparencia al proceso de licitación. Asimismo, el Ministro Vincenti ofreció hacerle llegar una copia del documento solicitado al Sr. Earl en el transcurso del día. Por cuanto están abiertos a escuchar las recomendaciones observaciones u objeciones a los mencionados términos*”), **C-187**. Ver también “*Profin valora acciones de Elfec*”, Los Tiempos, 13 de agosto de 2010, **R-81**.

¹¹³ Acta de la Reunión celebrada por Bolivia, Rurelec y Guaracachi America Inc, del 5 de julio de 2010, párr. 5.1, **C-187**.

meses, (6 meses si se consideran 20 días laborales al mes, esto es, hasta al 1 de noviembre de 2010).

132. En la misma reunión del 5 de julio de 2010, el Sr. Peter Earl solicitó a Bolivia que la segunda reunión se realizara a principios de noviembre de 2010. Bolivia aceptó dicha solicitud y fijó la segunda reunión para el 8 de noviembre de 2010 afirmando que en dicha fecha ya se contaría con la valuación requerida por el Decreto de Nacionalización. Los términos del acta de la reunión del 5 de julio de 2010 son claros:

El representante de Rurelec, Peter Earl, pide que la nueva reunión sea a principios del mes de noviembre toda vez que el también está sujeto a plazos y en noviembre habrá otro directorio que puede decidir ir al arbitraje y pasar el caso directamente a los asesores legales¹¹⁴.

133. Es, cuanto menos, osado por parte de las Demandantes quejarse de una supuesta demora por haberse celebrado la segunda reunión el 8 de noviembre de 2010 cuando esa fue la fecha solicitada por las propias Demandantes. Las Demandantes reconocen que, en la reunión del 8 de noviembre de 2010, “*the Government [...] announced that it had [...] commissioned economic valuations and legal and technical audits, and had received negative initial results*”¹¹⁵. Sin embargo agregan, hipócritamente, que “*by this time*” el plazo de 120 días hábiles “*had long since elapsed*”¹¹⁶, olvidando mencionar que ellas mismas habían solicitado que la reunión fuera a principios de noviembre. No es necesario recordar a este Tribunal Arbitral que, en aplicación del principio de buena fe en derecho internacional, una parte no puede ir en contra de sus actos propios (“*non concedit venire contra factum*

¹¹⁴ Acta de la Reunión celebrada por Bolivia, Rurelec y Guaracachi America Inc, del 5 de julio de 2010, párrs. 9-10 (el resaltado es nuestro), **C-187**.

¹¹⁵ Memorial de Demanda, párr. 167 (el resaltado es nuestro).

¹¹⁶ Memorial de Demanda, párr. 167.

proprium”) y sacar ventaja de dichos actos en detrimento de la otra parte¹¹⁷, como ha sido ampliamente reconocido por la jurisprudencia internacional¹¹⁸.

134. Ante lo expuesto, queda claro que Bolivia tomó sin demora las medidas apropiadas para realizar la valoración del justo valor de mercado de la supuesta inversión de las Demandantes e informó a las Demandantes acerca del valor negativo de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA.
135. La misma empresa consultora (PROFIN) que determinó un valor negativo para EGSA realizó la valuación de las dos otras empresas generadoras objeto del Decreto de Nacionalización. Porque las acciones de Corani y Valle Hermoso, al contrario de EGSA, sí tenían un valor justo de mercado positivo, Bolivia pagó compensaciones por nacionalización a los inversores que tenían una participación en dichas empresas¹¹⁹. Esto confirma que Bolivia reconocía la obligación de compensar el justo valor de mercado de las inversiones nacionalizadas, pero nada más.

¹¹⁷ B. Cheng, “*General Principles of Law as applied by International Courts and Tribunals*”, Cambridge University Press, 2006, págs. 141-142, (“*It is a principle of good faith that ‘a man should not be allowed to blow hot and cold – to affirm at one time and deny at another... Such a principle has its basis in common sense and common justice, and whether it is called ‘estoppel’, or by any other name, it is one of which courts of law have in modern times most usefully adopted.’ In the international sphere, this principle has been applied in a variety of cases.*”), **RL-71**.

¹¹⁸ Por ejemplo, *RSM Prod. Corp. c. Grenada* (Caso CIADI No. ARB/05/14), decisión sobre la solicitud de decisión preliminar del 7 de diciembre de 2009, párr. 27, (“[I]nternational law, as much as any system of municipal law, will not permit a party to blow hot and cold in respect of the same matter”), **RL-72**. Esta regla está consagrada en la jurisprudencia internacional. En el caso *Lisman*, por ejemplo, el árbitro único consideró que: “*By the position he deliberately took in the British Prize Court, that the seizure of the goods and the detention of the ship were lawful, and that he did not complain of them, but only of undue delay from the failure of the Government to act promptly, claimant affirmed what he now denies, and thereby prevented himself from recovering there or here upon the claim he now stands on, that these acts were unlawful, and constitute the basis of his claim.*” *Estados Unidos c. Reino Unido*, 3 U.N.R.I.I.A., decisión del 5 de octubre de 1937, págs. 1767-1793, pág. 1790, **RL-73**. La CPJI, en fase de jurisdicción en *Fábrica de Chorzów*, consideró que Polonia no podía aprovecharse del incumplimiento de una obligación por las demandantes (en ese caso, presentar sus reclamos ante el Tribunal Mixto germano-polaco), ya que fueron las acciones de la propia Polonia las que habían impedido a las demandantes cumplir con su obligación: “*It is, moreover, a principle generally accepted in the jurisprudence of international arbitration, as well as by municipal courts, that one Party cannot avail himself of the fact that the other has not fulfilled some obligation or has not had recourse to some means of redress, if the former Party has, by some illegal act, prevented the latter from fulfilling the obligation in question, or from having recourse to the tribunal which would have been open, to him*”, *Fábrica de Chorzów* (Jurisdicción), 1927 C.P.J.I. (Ser. A) No. 9, fallo del 26 de julio de 1927, pág. 31, **RL-74**.

¹¹⁹ Ver “*Profin valora acciones de Elfec*”, Los Tiempos, 13 de agosto de 2010, **R-81**. La existencia, monto y procedimiento seguido entre mayo y julio de 2010 para determinar la compensación pagada a los accionistas de Corani no debería estar en disputa por cuanto, entre otras cosas, los

136. Dado que el valor de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA es US\$ 0 o inferior, Bolivia no tiene obligación de compensar bajo los Tratados. La posición del Estado, confirmada en este arbitraje por las conclusiones de Econ One, sigue siendo que el valor de mercado de la supuesta inversión de las Demandantes a la fecha de la Nacionalización es igual a cero (e incluso negativo). El mero hecho de no estar de acuerdo con ese valor no conlleva la ilegalidad de la Nacionalización bajo los Tratados.
137. Las Demandantes se equivocan por lo tanto cuando alegan que “*the nationalization is unlawful if the compensation offered by the government is below the fair market value of the investment, and consequently inadequate by definition*”¹²⁰.
138. Como explica la doctrina relativa al estándar de la compensación por expropiación:
- It would hardly be reasonable to suggest that for an expropriation to be considered lawful, compensation actually paid must meet the required standard precisely. There is an inherent uncertainty underlying the matter of compensation: international law does not provide a formula to calculate an exact amount to be paid in a specific case that would reduce the calculation to a simple mathematical exercise. At most, international law can be said to establish basic guidelines for the determination of compensation, and even a good faith application of these guidelines can objectively lead to diverging results*¹²¹.
139. Como Bolivia demostró, la Nacionalización es lícita porque Bolivia siempre reconoció que debía realizar el pago de una compensación equivalente al justo valor de mercado; aplicó el estándar aceptado bajo los Tratados y el derecho internacional para calcular el monto de dicha compensación y llegó a la conclusión, de buena fe y de forma eficiente, que las acciones de Guaracachi America en EGSA a la fecha de la Nacionalización tenían un justo valor de mercado inferior a US\$ 0. Si las Demandantes no están de acuerdo con dicho cálculo, deberán probar que el mismo

abogados de las Demandantes en este caso son los mismos que representaron a los accionistas de Corani en el acuerdo alcanzado con el Estado.

¹²⁰ Memorial de Demanda, párr. 161.

¹²¹ S. Ripinsky y K. Williams, “*Damages in International Investment Law*”, British Institute of International and Comparative Law, 2008, pág. 68, **RL-75**. La jurisprudencia citada por las propias Demandantes confirma que solo si la oferta de compensación hecha por el Estado “*was manifestly and grossly inadequate*” la expropiación puede ser considerada ilícita. Ver *Rumeli Telekom A.S. y Telsim Mobil Telekomikasyon Hizmetleri A.S. c. República de Kazajistán* (Caso CIADI N.º ARB/05/16), laudo del 29 de julio de 2008, párr. 706, **CL-52** citado por las Demandantes en el párrafo 161 de su Memorial de Demanda.

fue manifiestamente inadecuado. Pero esto no es suficiente para calificar la expropiación de ilícita¹²².

140. Por último, la alegación según la cual “*Bolivia has engaged in a course of action aimed at denying compensation to the Claimants*” posteriormente a la Nacionalización es descabellada. Concretamente, tanto la supuesta “manipulación” de los estados contables de EGSA correspondientes al ejercicio 2010, como la supuesta “campaña de prensa” del Estado son irrelevantes y, en cualquier caso, inexistentes¹²³.
141. Incluso asumiendo – *quod non* – que las alegaciones de las Demandantes fueran ciertas, no debe perderse de vista que se refieren a hechos *posteriores* a la fecha de valuación (1 de mayo de 2010). Por lo tanto, por definición, dichos hechos no tienen relevancia para el cálculo de la compensación por la Nacionalización.
142. Asimismo, conviene precisar que todos los hechos alegados por las Demandantes son incluso *posteriores* a la reunión del 8 de noviembre de 2010 en que Bolivia comunicó a las Demandantes que el justo valor de EGSA era negativo. Por lo tanto, esos hechos no pudieron tener el efecto que pretenden las Demandantes.
143. Además, respecto de la crítica a la auditoría realizada en marzo de 2011 (esto es, un año después de la Nacionalización) a los estados contables de EGSA, el argumento de las Demandantes desconoce que esos estados contables no tienen relevancia alguna para la determinación del justo valor de mercado de la inversión a la fecha de la Nacionalización. De hecho, ni el perito económico de las Demandantes, ni Econ One los utilizan como base para su valuación del justo valor de mercado a la fecha

¹²² *Amoco Internacional Finance Corporation c. Gobierno de la República Islámica de Irán* (Tribunal de Reclamaciones Irán-EE.UU., Caso No. 56), laudo parcial del 14 de julio de 1987, párr. 138 (“*The Single Article Act does not fix any standard for the compensation to be paid, but only empowers the Special Commission to determine such compensation. In practice, the Special Commission instituted negotiations with the company’s party to the nullified contracts, in order to arrive at settlement agreements. Furthermore, in case of failure of the negotiations, the interested companies were entitled to have recourse to the procedures of settlement provided for in the contracts, usually by international arbitration. A number of settlement agreements were in fact executed and, in a few cases, arbitration procedures took place. In view of these facts, the Tribunal deems that the provisions of the Single Article Act for compensation were neither in violation of the Treaty nor, indeed, in violation of rules of customary international law*”), **RL-76**.

¹²³ Memorial de Demanda, párr. 168. También carece de sentido la referencia que las Demandantes hacen a la supuesta “confiscación” de dos motores Worthington para sustentar su reclamo de ilegalidad de la Nacionalización por falta de compensación, Memorial de Demanda, párr. 167. El problema de los motores no guarda ninguna relación con la compensación resultante de la Nacionalización ya que esos motores, como admiten las propias Demandantes, no fueron parte del Decreto de Nacionalización. Este reclamo será tratado en la Sección 3.3 *infra*.

de la Nacionalización. Además, las Demandantes no explican cómo esta auditoría podría haber sido ordenada en marzo de 2011 para supuestamente reducir una valoración que PROFIN ya había culminado.

144. En cualquier caso, la Lic. Bejarano explica que la auditoría de los estados contables de EGSA realizada en mayo de 2011 fue técnicamente justificada¹²⁴. No se trata, por ende, de una manipulación de estados contables, contrariamente a lo que alegan las Demandantes.
145. Tampoco existió ninguna campaña de prensa en contra de las Demandantes, como se explicó anteriormente¹²⁵.
146. Por todo lo anterior, la Nacionalización se ajustó a los Tratados y el derecho internacional. El hecho que el justo valor de mercado a la fecha de la Nacionalización sea negativo no puede constituir una violación de los Tratados ni del derecho internacional. Es, a lo sumo, una cuestión de *quantum*.

2.3.2 La Nacionalización cumplió con las exigencias del debido proceso

147. Las Demandantes alegan que la Nacionalización se hizo sin el debido proceso porque, según ellas,

There was no independent valuation process. Bolivia denied GAI and Rurelec the opportunity to present their views on valuation that the Government was apparently conducting. No proper process was ever really put in place, nor were there any rules as to how the valuation was to be conducted¹²⁶.

148. Estas graves acusaciones, además de ser falsas en los hechos, como se verá más adelante, no pueden prosperar bajo el derecho.
149. En primer lugar, el único argumento de las Demandantes para afirmar que la “Nacionalización” fue contraria al debido proceso se refiere a hechos que, en todos los casos, fueron posteriores a la Nacionalización. Las Demandantes reclaman, en realidad, que no hubo un “proceso de valuación” independiente después de la Nacionalización.

¹²⁴ Bejarano 2, párrs. 10-15.

¹²⁵ Ver Sección 2.2.3.

¹²⁶ Memorial de Demanda, párr. 170 (el resaltado es nuestro).

150. Sin embargo, bajo el Tratado con los Estados Unidos¹²⁷ y el derecho internacional, la condición de respeto del debido proceso se refiere a la medida de expropiación o nacionalización de la inversión y no al proceso de valuación de la inversión posterior a dicha medida.
151. Dicha conclusión se desprende de la simple lectura del Tratado con los Estados Unidos:

ARTÍCULO III

1. Ninguna de las Partes expropiará ni nacionalizará directamente una inversión abarcada, ni lo hará indirectamente por la aplicación de medidas equivalentes a la expropiación o nacionalización ("expropiación"), salvo con fines de interés público, sin discriminación, contra el pago de una indemnización pronta, adecuada y efectiva, y de conformidad con el debido procedimiento legal y los principios generales de trato previstos en el párrafo 3 del Artículo II¹²⁸.

152. La condición "de conformidad con el debido proceso" califica la conducta del Estado al "expropiar" o "nacionalizar". En otros términos, cuando el Estado expropia o nacionaliza la inversión, debe hacerlo de conformidad con el debido proceso, lo que quiere decir, según la misma doctrina que citan las Demandantes, que:

*[T]he expropriation must be consistent with the laws of the expropriating state and the minimum standard of international due process. The international standard includes a requirement of nonarbitrariness and of availability of judicial review*¹²⁹.

153. Como explicaron el Profesor Dolzer y Margrete Stevens en su célebre estudio sobre los tratados bilaterales de inversión:

*Nearly all BITs require that expropriations be effectuated under due process of law, a requirement which refers to the procedure that surrounds the expropriation*¹³⁰.

154. Basta leer el Memorial de Demanda para comprobar que las Demandantes no alegan que el Decreto de Nacionalización violó el debido proceso (es decir, fue contrario al

¹²⁷ El Tratado con el Reino Unido no contiene la condición de respeto del debido proceso. Ver Tratado con el Reino Unido, **C-1**.

¹²⁸ Tratado con los Estados Unidos, artículo III (el resaltado es nuestro), **C-17**.

¹²⁹ K. J. Vandeveld, "U.S. International Investment Agreements", (2009), p. 470, **CL-59**.

¹³⁰ Rudolf Dolzer and Margrete Stevens, "Bilateral Investment Treaties", Martinus Nijhoff Publishers, 1995, pág. 106, **RL-77**.

Derecho boliviano, arbitrario, o que Bolivia no ofreció algún recurso judicial para su revisión).

155. No existe ninguna disposición en los Tratados que requiera que, para que una expropiación o nacionalización sea lícita, citando las palabras de las Demandantes, Bolivia “*put in place*” a “*proper valuation process*” en el que conceda “*the opportunity* [a las Demandantes] *to present their views on valuation*”. Las Demandantes, en su constante exageración, tratan de reescribir los Tratados para crear una nueva condición de legalidad de las nacionalizaciones.
156. En realidad, los Tratados no regulan cómo (por medio de qué procedimiento) el Estado debe determinar el monto de la compensación. Esto es algo que corresponde determinar al Estado exclusivamente.
157. Incluso las *Guidelines* del Banco Mundial para el Trato a la Inversión Extranjera Directa de 1992, citadas por las Demandantes en diversas ocasiones¹³¹ y consideradas “*not binding*” pero “*authoritative*”¹³², consideran perfectamente legítimo que el proceso de valuación de la inversión tras la expropiación o nacionalización sea determinado por el Estado exclusivamente, cuando no existe un acuerdo con el inversor:

*In the absence of a determination agreed by, or based on the agreement of the parties [i.e., the State and the foreign investor], the fair market value will be acceptable if determined by the State according to reasonable criteria related to the market value of the investment [...]*¹³³.

158. Es, pues, evidente que las Demandantes pretenden responsabilizar a Bolivia por la violación de una obligación (no nacionalizar sin instaurar un proceso de valuación con la participación de las Demandantes) que, simplemente, no existe bajo los Tratados o el derecho internacional¹³⁴.

¹³¹ Memorial de Demanda, párrs. 158, 230 y 233 (notas 282 y 283).

¹³² Memorial de Demanda, nota de pie 211.

¹³³ *World Bank Guidelines on the Treatment of Foreign Direct Investment*, ítem IV, párr. 5 (el resaltado es nuestro), **CL-13**. Ver también *Amoco Internacional Finance Corporation c. Gobierno de la República Islámica de Irán* (Tribunal de Reclamaciones Irán-EE.UU., Caso No. 56), laudo parcial del 14 de julio de 1987, párr. 137 (“*More usually, compensation is decided by administrative authorities, very often without formal negotiation with the interested parties, but, in many cases, in implementation of principles defined by statute, or by constitutional law, with a possible recourse to ordinary judicial remedies*”), **RL-76**.

¹³⁴ La responsabilidad del Estado en derecho internacional solo puede existir si existe un acto que sea imputable al Estado y que dicho acto sea contrario a una obligación internacional del Estado. Por

159. Es sintomático, a ese propósito, que las Demandantes ni siquiera precisen qué disposiciones de los Tratados habrían sido supuestamente violadas por Bolivia. Su reclamo se basa únicamente en “[l]a jurisprudencia referente a los TBI”¹³⁵, sin mayor precisión. Según las Demandantes, dicha jurisprudencia apoyaría su proposición según la cual la condición de debido proceso bajo los Tratados requiere que “[t]he compensation process must be procedurally and substantially fair”¹³⁶. Sin embargo, los casos mencionados por las Demandantes, además de no interpretar los Tratados aplicables al presente caso, no sirven de sustento para la posición que invocan. Dichos casos, correctamente citados, confirman sin ambages que la exigencia de debido proceso se aplica a la expropiación o nacionalización únicamente¹³⁷.

ejemplo, en 1931, la Comisión general de reclamaciones entre los Estados Unidos y México ya enunciaba ese principio elemental: “[u]nder International Law, apart from any convention, in order that a State may incur responsibility it is necessary that an unlawful international act be imputed to it, that is, that there exist a violation of a duty imposed by an international juridical standard”, Caso *Dickson Car Wheel Company (U.S.A.) c. Mexico* (1931), Selección de Laudos Arbitrales de las Naciones Unidas, Vol. IV, pág. 678, **RL-78**.

¹³⁵ Memorial de Demanda, párr. 162.

¹³⁶ Memorial de Demanda, párr. 165 (el resaltado es nuestro).

¹³⁷ En cuanto al caso *ADC c. Hungría*, las Demandantes omiten mencionar que la “legal procedure” a que hace referencia el tribunal es, en realidad, la “legal procedure” en contra de la medida expropiatoria. La cita completa del párrafo citado de manera parcial por las Demandantes no deja lugar a dudas (“The Tribunal agrees with the Claimants that “due process of law”, in the expropriation context, demands an actual and substantive legal procedure for a foreign investor to raise its claims against the depriving actions already taken or about to be taken against it. Some basic legal mechanisms, such as reasonable advance notice, a fair hearing and an unbiased and impartial adjudicator to assess the actions in dispute, are expected to be readily available and accessible to the investor to make such legal procedure meaningful. In general, the legal procedure must be of a nature to grant an affected investor a reasonable chance within a reasonable time to claim its legitimate rights and have its claims heard. If no legal procedure of such nature exists at all, the argument that “the actions are taken under due process of law” rings hollow”), *ADC Affiliate Limited y ADC & ADMC Management Limited c. República de Hungría* (Caso CIADI No. ARB/03/16), laudo del 2 de octubre de 2006, párr. 435 (el resaltado es nuestro), **CL-38**. Tampoco el caso *Kadarssopoulos* afirma que el Estado deba garantizar un “compensation process” de conformidad con el debido proceso, contrariamente a lo que alegan las Demandantes (ver el párr. 163 del Memorial de Demanda). En el referido caso, el tribunal consideró más bien que “contrary to several elements which may be considered to form part of the due process obligation [...], the expropriation of Mr. Kardassopoulos’ rights was carried out in a manner that can at best be described as opaque”, refiriéndose al “Georgian Government’s role in the events that led to squeezing the Claimants out of the investment picture”, *Ioannis Kardassopoulos y Ron Fuchs c. Georgia* (Casos CIADI N.º ARB/05/18 y ARB/07/15), laudo del 3 de marzo de 2010, párr. 397 (el resaltado es nuestro), **CL-65**. Finalmente, las Demandantes afirman falsamente que el párrafo 221 del laudo en el caso *Al-Bahloul* “explained the components of due process in relation to expropriation” (ver el párr. 164 del Memorial de Demanda) mientras que dicho párrafo trata del requerimiento de debido proceso como “part of the obligation to provide fair and equitable treatment”, *Mohammad Ammar Al-Bahloul c. República de Tayikistán*

160. En ese contexto, el hecho de que el Decreto de Nacionalización haya establecido un proceso de valuación por una firma independiente sin la participación de los accionistas de las empresas nacionalizadas en un plazo de 120 días hábiles no puede ser contrario a los Tratados ni al derecho internacional.
161. Además, es cuanto menos curioso, por no decir absurdo, que las Demandantes planteen que debe existir un “proceso de evaluación independiente” y, al mismo tiempo, se quejen de que dicho proceso debe contar con la participación de las Demandantes. Si las Demandantes deben participar del proceso, el mismo no es, por definición, “independiente”.
162. Más allá de esa contradicción de orden lógico, queda también por demostrar por qué una participación de las Demandantes en el proceso de valuación de su inversión sería necesario en este caso. Desde la fecha de la Nacionalización, el Estado ha tenido acceso a toda la información financiera y contable de EGSA necesaria para calcular su valor justo de mercado de manera objetiva, sin necesidad de intervención de las Demandantes. Cabe preguntarse ¿por qué las Demandantes querían participar en la valuación? ¿En qué habría cambiado el resultado de la valuación de haber participado las Demandantes? La falta de explicación en el Memorial de Demanda no hace sino que confirmar la falta de rigor de sus alegatos.
163. En cualquier caso, incluso considerando *arguendo* que el requisito del debido proceso como condición para la legalidad de la Nacionalización incluya el proceso de valuación, en los hechos del presente caso la alegación de las Demandantes no está llamada a prosperar.
164. En efecto, las Demandantes alegan que el proceso de valuación (i) era “*nebulous*”¹³⁸ (concepto que no definen y es, también por ello “*nebulous*”); (ii) no habría un “*proper process*” ni “*any rules as to how the valuation was to be conducted*”¹³⁹; y (iii) fue conducido “*without Claimant’s knowledge or participation*”¹⁴⁰.

(Caso SCC N.º V (064/2008)), laudo Parcial sobre Jurisdicción y Responsabilidad, del 2 de septiembre de 2009, párr. 221, **CL-64**.

¹³⁸ Memorial de Demanda, párr. 169.

¹³⁹ *Id.*, párr. 170.

¹⁴⁰ *Id.*, párr. 169.

165. Retomando cada una de estas tres afirmaciones en orden, se demuestra a continuación que las mismas se basan en afirmaciones falsas, que contradicen incluso las propias pruebas documentales presentadas por las Demandantes.
166. Bolivia ya describió anteriormente el proceso de valuación de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA previsto en el Decreto de Nacionalización. La convocatoria para la contratación de servicio de consultoría para la “valuación de 3 empresas generadoras de energía eléctrica y sus respectivas filiales”¹⁴¹ publicada por ENDE en junio de 2010 definían claramente el procedimiento a seguir.
167. Tampoco procede la alegación de las Demandantes de que no habían “any rules as to how the valuation was to be conducted”¹⁴². La simple lectura del “objeto del servicio de consultoría” según los términos de referencia de la mentada convocatoria lo demuestra:

I. OBJETO DEL SERVICIO DE CONSULTORIA

1. Objetivo general

*• Determinar el valor de las empresas Valle Hermoso SA, Corani SA, Guaracachi SA y sus filiales según proceda, con la finalidad de determinar el valor de las acciones y paquete accionario nacionalizado, ponderando los riesgos que se detecten, bajo el método de flujos futuros descontados, o el método que el Consultor proponga como el más eficiente, justo e imparcial y de aceptación general. Para la ponderación de riesgos deberán validarse los activos, compromisos y pasivos, entre ellos financieros, tributarios, laborales, comerciales, regulatorios, ambientales y sociales exigibles o contingentes podrían estar sujetos a riesgos; así también consideraciones sobre el patrimonio, de manera que el valor determinado sea el real en una condición económica normal en base al comportamiento anterior, al 30 de abril de 2010*¹⁴³.

168. Por ende, no solamente existían reglas claras para la valuación desde el inicio del proceso, sino que dichas reglas preveían una metodología acorde con los Tratados y la metodología empleada por ambos peritos evaluadores en este caso: el justo valor de mercado calculado mediante el método de flujos futuros descontados.

¹⁴¹ Primera Convocatoria No. CDR-ENDE-2010-001- Documento Base de Contratación para la Valoración de 3 Empresas Generadoras de Energía Eléctrica y sus Respectivas Filiales de Junio de 2010, **R-77**.

¹⁴² Memorial de Demanda, párr. 170.

¹⁴³ Términos de referencia, p. 11 (el resaltado es nuestro).

169. Pese a lo anterior, las Demandantes no tienen reparo alguno en alegar, de manera inexplicada y contradiciendo el método de cálculo de su propio perito, que “[i]n carrying out this process”, es decir, el proceso de valuación, “*the Government commissioned audit reports that used unorthodox accounting methods rather than adopting existing financial statements audited by a leading international accounting firm, in an obvious effort to reduce the apparent value of the assets in question*”¹⁴⁴. Una vez más, las Demandantes se equivocan.
170. Es también falso que las Demandantes no tuvieron conocimiento del proceso de valuación. El acta de la primera reunión del 5 de julio de 2010 entre los representantes de las Demandantes y Bolivia muestra que las Demandantes fueron informadas que los términos de referencia del proceso de licitación para la contratación de la empresa valuadora estaban publicados en la web¹⁴⁵. Además, la prensa reportó que el Estado había contratado a la empresa PROFIN para realizar la valuación del valor de las tres generadoras nacionalizadas¹⁴⁶.
171. Finalmente, la alegación de que Bolivia nunca ofreció una “*formal conclusion on the amount of compensation*”¹⁴⁷ es contradictoria con la descripción de los hechos realizada por las propias Demandantes. De hecho, las mismas afirman que durante la segunda reunión con representantes de Bolivia el 8 de noviembre de 2010, “*the Government [...] announced that it had [...] commissioned economic valuations and legal and technical audits, and had received negative initial results*”¹⁴⁸. Por lo tanto, las Demandantes sí habían sido informadas de que el valor justo de mercado de las acciones de EGSA era negativo y que, en consecuencia, el Estado no tenía obligación de compensar.
172. Ante lo expuesto, solo cabe concluir que la Nacionalización fue realizada de conformidad con los Tratados y el derecho internacional. La disputa de las Partes se resume, por lo tanto, al cálculo de la compensación económica, nada más.

¹⁴⁴ Memorial de Demanda, párr. 169.

¹⁴⁵ Acta de la Reunión celebrada por Bolivia, Rurelec y Guaracachi America Inc, del 5 de julio de 2010, **C-187**.

¹⁴⁶ “*Profin valora acciones de Elfec*”, Los Tiempos, 13 de agosto de 2010, **R-81**.

¹⁴⁷ Memorial de Demanda, párr. 169.

¹⁴⁸ *Id.*, párr. 167.

2.4 El justo valor de mercado de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA es nulo

173. Este es un caso de *quantum*.
174. Es aceptado por las Partes que:
- a. La Nacionalización se produjo, de conformidad con el Derecho boliviano, el 1 de mayo de 2010;
 - b. En este caso, la *restitución* de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA no es posible, por lo que las Demandantes únicamente tienen derecho a *compensación* de conformidad con los Tratados y el derecho internacional¹⁴⁹;
 - c. Los Tratados, en consonancia con el derecho internacional, prevén que la compensación por expropiación o nacionalización debe corresponder al valor justo de mercado (“**VJM**”) de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA¹⁵⁰;
 - d. El VJM, según establecen los Tratados y el derecho internacional, debe ser calculado a la fecha inmediatamente anterior a la Nacionalización¹⁵¹, si bien todas las Partes, para simplificación del cálculo, han utilizado la fecha de la Nacionalización (1 de mayo de 2010) como fecha de valuación;
 - e. El estándar para el VJM es objetivo y considera “*the Price a willing buyer would buy given goods at and the price at which a willing seller would sell it at on condition that none of the two parties [is] under any kind of duress and that both parties have good information about all relevant circumstances involved in the purchase*”¹⁵²;

¹⁴⁹ Memorial de Demanda, párr. 227.

¹⁵⁰ *Id.*, párrs. 230 y 231.

¹⁵¹ *Id.*, párr. 230 (“*This assessment should be conducted as of the date on which the deprivation of rights occurred or crystallized*”).

¹⁵² *Id.*, párr. 230

- f. El método del Flujo de Fondos Descontados (“**FFD**”) es uno de los varios métodos (no el único) para calcular el VJM de un activo y, en este caso, es aplicable¹⁵³;
- g. A la fecha de valuación, EGSA tenía una deuda financiera de US\$ 92,7 millones y un monto muy importante de facturas por pagar¹⁵⁴;

175. Las Partes discrepan, sin embargo, en cuanto a:

- a. el estándar que debe aplicarse al cálculo de la compensación en este caso: el artículo III(2) del Tratado con los Estados Unidos y artículo V(1) del Tratado del Reino Unido prevén que, si se califica la Nacionalización de lícita (como sostiene Bolivia) o si la Nacionalización es considerada ilícita (como sostienen las Demandantes¹⁵⁵), el estándar debe ser el de reparación plena del derecho internacional consuetudinario reflejado en el famoso caso de la Corte Permanente de Justicia Internacional *Factory at Chorzów*. En cualquier caso, como se explica a continuación, este debate es más teórico que práctico pues las Partes han calculado el VJM utilizando el mismo método (un cálculo de FFD al 1 de mayo de 2010) (**2.4.3**);
- b. el Valor de la Empresa EGSA al 1 de mayo de 2010 (US\$ 91,3 millones según Bolivia y US\$ 254,4 millones para las Demandantes) y, consecuentemente, una vez deducida la deuda financiera de US\$ 92,7 millones, el valor de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA (50,001%) a la fecha de valuación (US\$ (0,7) millones según Bolivia y US\$ 80,9 millones para las Demandantes). Las principales diferencias entre ambos cálculos tienen que ver con la información utilizada para proyectar a futuro los ingresos y costos de EGSA (las Demandantes utilizan información no disponible o anticuada a la fecha de valuación) así como la tasa de descuento aplicada en el FFD (**2.4.4**).

¹⁵³ Memorial de Demanda, párr. 233. Por los motivos que se detallan en el informe de Econ One, el otro método propuesto por las Demandantes (el enfoque de múltiplos comparables de mercado) no es aplicable en este caso. Ver Econ One, Sección V.

¹⁵⁴ Econ One, párrs. 7, 41 y 95; Informe de Valuación de Compass Lexecon, párr. 97 y Modelo de Valuación de Compass Lexecon, “Damages due to Nationalization Claim, VII. Working Capital”, **C-204**.

¹⁵⁵ Memorial de Demanda, párr. 228.

- c. la tasa de interés aplicable para actualizar el VJM desde el 1 de mayo de 2010 a la fecha más reciente (2.4.5).

176. Para conveniencia del Tribunal Arbitral, Bolivia se centrará en los puntos de divergencia entre las Partes. Antes de ello, sin embargo, conviene recordar que las Demandantes tienen la carga de la prueba en cuanto a la supuesta existencia de un daño y, de ser el caso, su monto¹⁵⁶ (2.4.1) y el contexto económico en que operaba EGSA a la fecha de valuación (2.4.2).

2.4.1 Las Demandantes tienen la carga de la prueba en cuanto a la existencia de un daño y, de ser el caso, su monto

177. Incluso si, *par impossible*, el Tribunal Arbitral considera que la Nacionalización fue ilícita al no haberse producido un pago como compensación, el Tribunal Arbitral deberá concluir que las Demandantes, ante el crítico estado financiero en el que dejaron a EGSA a la fecha de la Nacionalización, no sufrieron pérdidas económicas por esta medida.

178. Bajo el derecho internacional, un acto, aunque sea ilícito, no crea una obligación de compensar financieramente a la víctima si ésta no sufrió ningún daño económico. Esta regla se halla prevista en el artículo 31 de los Artículos de la Comisión del Derecho Internacional (“CDI”) que establece lo siguiente:

Artículo 31 Reparación

1. *El Estado responsable está obligado a reparar íntegramente el perjuicio causado por el hecho internacionalmente ilícito.*

2. *El perjuicio comprende todo daño, tanto material como moral, causado por el hecho internacionalmente ilícito del Estado*¹⁵⁷.

179. Este principio también es reconocido y aplicado por la jurisprudencia internacional¹⁵⁸. En el caso *ELSI*, por ejemplo, la Corte Internacional de Justicia

¹⁵⁶ *Técnicas Medioambientales Tecmed S.A. c. Estados Unidos Mexicanos*, (Caso CIADI No. ARB(AF)/00/2), laudo del 29 de mayo de 2003, párr. 190 (“la carga de probar el quantum del valor de mercado de la inversión alegado por la Demandante reposa sobre ésta”), **RL-79**.

¹⁵⁷ Resolución (A/RES/56/83) sobre Responsabilidad del Estado por hechos internacionalmente ilícitos aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas del 28 de enero de 2002 (el resaltado es nuestro), **RL-80**.

¹⁵⁸ Por ejemplo, *Archer Daniels Midland Company y Tate & Lyle Ingredients Americas, Inc. c. Mexico* (Caso CIADI No. ARB(AF)/04/5), laudo del 21 de noviembre de 2007, párr. 282 (“Any determination of damages under principles of international law require a sufficiently clear direct link between the wrongful act and the alleged injury, in order to trigger the obligation to

(“CIJ”) consideró que la causa principal de las dificultades de ELSI se debía a su propia mala gestión de sus negocios a lo largo de varios años, y no al acto imputable a las autoridades italianas:

It is important in the consideration of so much detail, not to get the matter out of perspective: given an under-capitalized, consistently loss-making company, crippled by the need to service large loans, which company its stockholders had themselves decided not to finance further but to close and sell off because, as they were anxious to make clear to everybody concerned, the money was running out fast, it cannot be a matter of surprise if, several days after the date at which the management itself had predicted that the money would run out, the company should be considered to have been actually or virtually in a state of insolvency for the purpose of Italian bankruptcy law. [...]

There were several causes acting together that led to the disaster to ELSI. No doubt the effects of the requisition might have been one of the factors involved. But the underlying cause was ELSI's headlong course towards insolvency; which state of affairs it seems to have attained even prior to the requisition¹⁵⁹.

180. Asimismo, en el caso *Biwater*, el tribunal reconoció que, en el contexto de reclamos por expropiación, la prueba del daño económico es una cuestión que debe ser considerada para decidir sobre la compensación:

the Arbitral Tribunal considers that an expropriation may take place by reason of a substantial interference with rights, even if no economic loss is caused thereby, or can be quantified. In such cases, non-pecuniary remedies (e.g. injunctive, declaratory or restitutionary relief) may still be appropriate. Whether any economic loss has in fact been caused by the “taking” in question is a matter to be considered in the context of a claim for compensation, rather than being a necessary ingredient in the cause of action of unlawful expropriation itself.

*compensate for such injury. A breach may be found to exist, but determination of the existence of the injury is necessary and then a calculation of the injury measured as monetary damages. This Tribunal is required to ensure that the relief sought, i.e., damages claimed, is appropriate as a direct consequence of the wrongful act and to determine the scope of the damage, measured in an amount of money”) (el resaltado es nuestro), CL-47; Biwater Gauff (Tanzania) Ltd. c. República Unida de Tanzania (Caso CIADI No. ARB/05/22), laudo del 24 de julio de 2008, párr. 779 (“Causation: Compensation for any violation of the BIT, whether in the context of unlawful expropriation or the breach of any other treaty standard, will only be due if there is a sufficient causal link between the actual breach of the BIT and the loss sustained by BGT”), CL-51. Ver también *The Mavrommatis Palestine Concessions* (Grecia c. Reino Unido), CPJI SERIES A, No. 5 (1925), RL-81 y *Caso Martini*, 2 U.N.R.I.A.A. 554, laudo del 8 de mayo de 1930, RL-82.*

¹⁵⁹ *EE.UU. c. Italia (Caso Elettronica Sicula Spa [ELSI])*, 1989 Informes ICJ 15, fallo del 20 de julio de 1989, párrs. 100 y 101, RL-83.

*It follows that the requirement of causation needs to be considered here with respect to each of BGT's claims for compensation, both for expropriation and non-expropriatory breaches of the treaty*¹⁶⁰.

181. Al analizar la prueba (o no) de la existencia de un daño material en dicho caso, el tribunal concluyó que, a la fecha de la expropiación, la inversión no tenía ningún valor económico. Por lo tanto, el inversionista no había demostrado el daño material causado por la expropiación y su reclamo por compensación debía, al igual que en este caso, ser desestimado:

*Position as at 1 June 2005: In the Arbitral Tribunal's view, by 1 June 2005, being the date BGT states its investment was expropriated by the Republic, the said investment was of no economic value [since] the "fair market value" of City Water at the date of the expropriation, 1 June 2005, was nil. [...] [N]one of the Republic's violations of the BIT between 13 May 2005 and 1 June 2005 in fact caused the loss and damage in question [...] BGT has not established that, had these acts [expropriatorios] not taken place, the fair market value of City Water as of 1 June 2005 would have raised above zero. [...] It is therefore insufficient to assert that simply because there has been a "taking" [...], there must necessarily have been an "injury" caused such as to ground a claim for compensation*¹⁶¹.

182. No está en disputa que en nuestro caso el único perjuicio reclamado por las Demandantes por la Nacionalización es un supuesto daño material al no haberse pagado una compensación ni respetado el debido proceso.
183. Para fundar la obligación de Bolivia de reparar mediante una compensación económica, las Demandantes deben probar (i) el daño material sufrido y (ii) que dicho daño fue causado por el acto imputable a Bolivia¹⁶². Esto es una regla básica de causalidad. Por el contrario, si la causa próxima del perjuicio económico no es atribuible a Bolivia, el reclamo de compensación de las Demandantes debe ser desestimado por falta de causalidad.
184. En el caso presente, las Demandantes no han probado que el supuesto daño económico sufrido haya sido causado por la Nacionalización. En otras palabras, las Demandantes no han probado que, a la fecha de la Nacionalización, su inversión

¹⁶⁰ *Biwater Gauff (Tanzania) Ltd. c. República Unida de Tanzania* (Caso CIADI No. ARB/05/22), laudo del 24 de julio de 2008, párr. 781, **CL-51**.

¹⁶¹ *Id.*, párrs. 782, 792, 797 – 799 y 804.

¹⁶² *Id.*, párr. 787 (“*The Arbitral Tribunal considers that in order to succeed in its claims for compensation, BGT has to prove that the value of its investment was diminished or eliminated, and that the actions BGT complains were the actual and proximate cause of such diminution in, or elimination of, value*”).

tuviera un valor positivo de mercado que hubiese sido afectado por la Nacionalización.

2.4.2 El contexto económico de las operaciones de EGSA a la fecha de valuación (1 de mayo de 2010)

185. Situar a EGSA en el contexto económico existente a la fecha de valuación es indispensable para comprender algunos de los errores fundamentales en que han incurrido las Demandantes en su estimación del VJM de la acciones de EGSA.

186. *En primer lugar*, conviene recordar que, según las Demandantes:

- a. En 1995, Energy Initiatives (parte de GPU Power Inc.) adquirió el 50% de las acciones de EGSA mediante suscripción en metálico de un aumento de capital por valor de US\$ 47,13 millones¹⁶³;
- b. Para 1999, EGSA había invertido US\$ 72,7 millones¹⁶⁴;
- c. En 1999, Guaracachi America habría incrementado su participación accionaria a 50.001% del capital de EGSA “*by an acquisition of shares,*” pero las Demandantes no indican cuál habría sido el precio pagado por la toma de control de EGSA¹⁶⁵;
- d. Tras la fusión de GPU Power Inc. y First Energy Corp. (“**First Energy**”) (sin indicar los términos económicos de la misma), en diciembre de 2003, First Energy habría vendido su participación en Guaracachi America a Bolivia Intergrated Energy (“**BIE**”), si bien en este caso las Demandantes tampoco indican cuál habría sido el precio¹⁶⁶;
- e. En enero de 2006, Rurelec habría suscrito un contrato, a través de su filial Birdsong Overseas Limited (“**Birdsong**”), para la adquisición de Guaracachi America. Tras haber corregido el párrafo 67 de su Memorial de Demanda¹⁶⁷,

¹⁶³ Memorial de Demanda, párrs. 8, 56 y 57.

¹⁶⁴ *Id.*, párr. 63.

¹⁶⁵ *Id.*, párr. 65.

¹⁶⁶ *Id.*, párr. 66.

¹⁶⁷ Por correo electrónico del 13 de septiembre de 2012 enviado a los abogados de Bolivia, los abogados de las Demandantes informaron que, por error, hicieron referencia en al párrafo 67 de su Memorial al monto de US\$ 41,2 millones, cuando en realidad el contrato de adquisición de

las Demandantes afirman que el contrato de adquisición de acciones menciona US\$ 35 millones. Sin embargo, no existe en el expediente prueba alguna de un pago. Además, lo que realmente prevé el contrato es un precio máximo de US\$ 35 millones, con pagos fraccionados dependiendo del cumplimiento de ciertas condiciones¹⁶⁸.

f. El 1 de mayo de 2010 (fecha de valuación), la misma participación accionaria tendría un valor de US\$ 127,2 millones (sin tomar en cuenta la deuda financiera de EGSA que, en su mayor parte, fue contraída después de enero de 2006) o US\$ 80,9 millones (si se considera la deuda financiera de EGSA)¹⁶⁹.

187. Es decir, pese a (i) haber agotado el capital operativo de EGSA para 2007, (ii) haber incrementado su deuda financiera exponencialmente y (iii) haber descapitalizado la empresa hasta el punto de no poder hacer frente a las facturas de su proveedor de gas (insumo indispensable para hacer funcionar los motores y turbinas)¹⁷⁰, las Demandantes pretenden que una supuesta inversión de (como *máximo*) US\$ 35 millones en 2006 habría multiplicado su valor hasta US\$ 80,9 (esto es, un incremento del 231%) o US\$ 127,2 millones (un incremento del 363%) a la fecha de la Nacionalización. Huelga decir que las cifras de las Demandantes no corresponden a la realidad.

188. Las Demandantes no mencionan, por ejemplo, que, en su informe anual para el año 2003, First Energy reportó que *“[i]n December 2003, Empresa Guaracachi S.A. (EGSA), GPU Power’s Bolivia subsidiary, was sold to Bolivia Integrated Energy Limited. FirstEnergy included in discontinued operations a \$33 million loss on the sale of EGSA in the fourth quarter of 2003 (no income tax benefit was realized) and*

acciones menciona US\$ 35 millones. Pese a esta corrección, no existe en el expediente prueba alguna del pago de un monto cualquiera. Ver Correo electrónico del 13 de septiembre de 2012, **R-2**.

¹⁶⁸ Contrato para la Compra de Acciones (“*Share Purchase Agreement*”) entre Birdsong Overseas Limited, Southern Integrated Energy Limited, Peter Earl, Independent Power Corporation plc y Rurelec del 12 de diciembre de 2005, cláusula 3, **R-61**.

¹⁶⁹ Econ One, párr. 7; Informe de Valuación de Compass Lexecon, párr. 97; Memorial de Demanda, párrs. 248 y 253.

¹⁷⁰ Bejarano, párrs. 14-24, 32 y 33.

an operating loss for the year of \$2 million. Discontinued operations in 2002 include EGSA's operating income of \$6 million”¹⁷¹.

189. *En segundo lugar*, la pérdida de valor registrada por First Energy a finales de 2003 ilustra la escasa rentabilidad que ofrece el mercado de la generación eléctrica en Bolivia y demuestra las serias dificultades del modelo de negocio de EGSA, algo que las Demandantes han decidido ignorar. En efecto, como explica Econ One:

Compass Lexecon no ha considerado si las 30 empresas que seleccionó operan en marcos legales y regulatorios comparables a los de Bolivia, donde, entre otras cosas: 1) virtualmente toda la energía se vende en el mercado spot, no con contratos como es habitual en otros países; 2) los precios de la electricidad no fluctúan libremente, sino que están sujetos a decretos de estabilización de precios; 3) los precios de los combustibles están regulados; y 4) las empresas eléctricas ven sus ingresos reducidos por contribuciones tales como la Tarifa Dignidad y las contribuciones relacionadas con la venta de CERs¹⁷².

190. La extensa regulación del sector que describe Econ One (por ejemplo, precios de la energía sujetos a estabilización y precios de combustibles – insumos para la generación – fijados por la normativa) permite, como se detallará más adelante, aplicar el método FFD en este caso por cuanto existe información suficiente para determinar las variables del modelo con escaso margen de error. Además, el sector eléctrico ofrece una gran ventaja respecto de otras industrias: existe una gran cantidad de información pública sobre la demanda y oferta futuras de energía, así como las inversiones previstas para satisfacer esa demanda. Todo esto permite proyectar ingresos y costos de forma confiable (siempre y cuando, claro está, se utilice la información disponible y no, como hacen las Demandantes, se “seleccionen” los datos más convenientes de fuentes dispares).

191. *En tercer lugar*, a la fecha de la Nacionalización (1 de mayo de 2010), EGSA se encontraba en una situación financiera insostenible. Por ejemplo:

- a. EGSA estaba en un estado de iliquidez que le impedía hacer frente a los pagos a proveedores (por aproximadamente US\$ 21 millones), incluido al proveedor de gas (YPFB), a quien había dejado de pagar desde 2009. Esto no solo lo demuestran las cuentas de EGSA y los dos testigos presentados por

¹⁷¹ FirstEnergy Corp., Form 10-K (Annual Report) para el año 2003, registrado el 15 de marzo de 2004, pág. 58 (el resaltado es nuestro), **R-82**.

¹⁷² Econ One, párr. 94.

Bolivia¹⁷³. El propio perito evaluador de las Demandantes¹⁷⁴ y sus testigos reconocen este estado de iliquidez. Por ejemplo, el Acta de Directorio de EGSA de enero de 2010 (que, casualmente, las Demandantes no adjuntan) muestra cómo el Sr. Lanza informó al Directorio que “[d]ebido al estado de iliquidez de la compañía, se han suspendido los pagos a los proveedores y no se están colocando nuevas órdenes de compra. Esta situación impactará negativamente en la fecha de conclusión del proyecto [de ciclo combinado]”¹⁷⁵;

- b. Con más de US\$ 92 millones de deuda, la capacidad de endeudamiento de EGSA se había agotado, hasta el punto que, en septiembre de 2010, las otras dos empresas generadoras nacionalizadas (Corani y Valle Hermoso) tuvieron que contribuir US\$ 5 millones al rescate de EGSA¹⁷⁶; y
- c. El retraso en el proyecto de ciclo combinado impedía a EGSA obtener ingresos por créditos de carbono¹⁷⁷.

192. *Por último*, a la fecha de la Nacionalización, las operaciones de EGSA no permitían augurar un futuro viable. Entre otros aspectos:

- a. Además de las desinversiones realizadas en las demás plantas, en enero de 2010, EGSA había solicitado el retiro de la única unidad generadora que existía en la Planta Karachipampa (con efecto el 1 de agosto de 2010), lo que marcaría el fin de la operación de esta planta¹⁷⁸;
- b. Para mayo de 2010, el proyecto de ciclo combinado se encontraba en un estado de avance de alrededor del 50%, acumulaba un retraso de más de 12 meses, no se anticipaba su operación comercial hasta 2011 (en la realidad, su operación comercial no fue posible hasta abril de 2012) y había supuesto un

¹⁷³ Bejarano, párrs. 14-24, 28 y 33; Paz, párr. 43; Econ One, párrs. 41-43.

¹⁷⁴ Informe de Valuación de Compass Lexecon, párr. 97 y Modelo de Valuación de Compass Lexecon, “Damages due to Nationalization Claim, VII. Working Capital”, **C-204**. Ver también Econ One, párrs. 7, 41 y 95.

¹⁷⁵ Acta de Reunión del Directorio de EGSA del 27 de enero de 2010, p. 6, **R-83**. Ver también Econ One, párr. 42 y E0-10.

¹⁷⁶ Bejarano, párr. 32; Paz, párr. 76, Anexos 30 y 31.

¹⁷⁷ Paz, párrs. 77-78.

¹⁷⁸ *Id.*, párrs. 55-61, Anexos 15 y 16.

sobrecosto significativo (el presupuesto se tuvo que incrementar en más de un 60% sin considerar costos financieros e impuestos)¹⁷⁹;

- c. Casi un tercio del parque generador de EGSA estaba conformado por unidades antiguas que habían sobrepasado su vida útil. Estas unidades (6 de ellas habían sobrepasado los 30 años de servicios y 1 tenía 28 años de servicio) requerían una inversión significativa (al menos US\$ 2,5 millones por unidad) para extender su vida útil¹⁸⁰; y
- d. Bolivia estaba implementando un proceso de cambio de la matriz energética con criterios de eficiencia económica, reduciendo paulatinamente la generación termoeléctrica (más costosa – incluido para el Estado, quien subvenciona el precio del gas – y contaminante) y sustituyéndola por fuentes más eficientes y ecológicas, especialmente hidroeléctrica. El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para el período 2010-2020 (“**POES 2010-2020**”) publicado a finales de 2009 preveía una gran expansión hidroeléctrica en Bolivia, con la entrada en operación de unidades hidroeléctricas con costos variables más bajos que las unidades de EGSA, lo que desplazaría, progresivamente, a las unidades menos eficiente de EGSA¹⁸¹. Como explica el Ing. Paz, *“en la medida que se incrementa la oferta por el ingreso de unidades más eficientes (por ejemplo, hidroeléctricas), las unidades menos eficientes o de alto costo de producción (como los motores y turbinas de EGSA, con la excepción del ciclo combinado) deberían pasar a ser unidades de reserva fría o ser retiradas del parque generador”*¹⁸². En efecto, el POES preveía una distribución de fuentes energéticas como sigue:

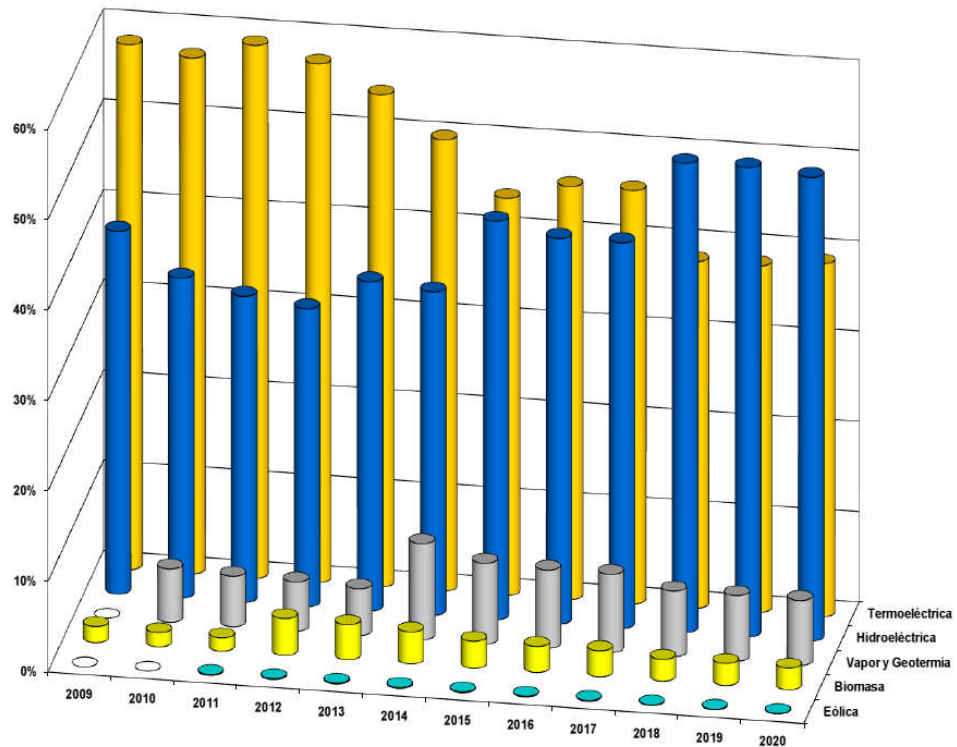
¹⁷⁹ Paz, párrs. 62-75, Anexos 7, 17-29.

¹⁸⁰ *Id.*, párrs. 135-136.

¹⁸¹ *Id.*, párrs. 107 y 127, Anexo 40 (POES 2010).

¹⁸² *Id.*, párr. 128.

COMPOSICIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA POR FUENTE DE ENERGÍA



183

193. Considerando estos antecedentes, no debe sorprender que el VJM de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA al 1 de mayo de 2010 (fecha de la Nacionalización) sea nulo. Como quedará demostrado a continuación, las Demandantes llegan a una conclusión distinta porque, simplemente, eliminan de sus cálculos aquellos datos que no sirven sus intereses.

2.4.3 El estándar de compensación aplicable es el previsto en los Tratados

194. Los Tratados determinan la compensación debida por la Nacionalización.

195. El artículo III del Tratado con los Estados Unidos establece que:

2. La indemnización se pagará sin demora, equivaldrá al valor justo en el mercado de la inversión expropiada inmediatamente antes de que se tomara la acción expropiatoria (“la fecha de expropiación”) y será enteramente realizable y libremente transferible. El valor justo en el mercado no quedará afectado por ningún cambio de valor cuando la acción expropiatoria llegue a conocerse antes de la fecha de expropiación.

¹⁸³ Resumen Ejecutivo del Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado 2010 – 2020, Noviembre de 2009, pág. 5, **R-84**. Ver también Paz Anexo 40.

3. *En caso de que el valor justo en el mercado se exprese en moneda libremente utilizable, la indemnización pagadera no será inferior al justo valor en el mercado en la fecha de expropiación, más los intereses devengados desde la fecha de expropiación hasta la fecha de pago, a una tasa comercialmente justificada para esa moneda.*

196. Por su parte, el artículo V.1 del tratado con el Reino Unido define la “*justa compensación efectiva*” como el:

[...] valor de mercado de las inversiones de capital inmediatamente antes de la fecha de hacerse efectiva la expropiación o de hacerse pública la inminente expropiación cualquiera que sea la anterior, comprenderá los intereses conforme al tipo normal comercial o legal cualquiera que haya de aplicarse en el territorio de la Parte Contratante que efectuó la expropiación, hasta la fecha en que se efectuara el pago [...]

197. Las Demandantes afirman, sin embargo, que “*as no compensation has been paid, and the expropriation is thus unlawful, these provisions are inapplicable in the present context. The appropriate standard is that applied by customary international law, namely full compensation*”¹⁸⁴. En su lugar, las Demandantes alegan que la compensación debe ser determinada de conformidad con el estándar de reparación plena del derecho internacional consuetudinario.

198. *A título preliminar*, cabe resaltar que el argumento es meramente teórico pues el Memorial de Demanda no establece ninguna distinción práctica entre el estándar de los Tratados y el estándar bajo el derecho internacional. En efecto, aplicando el estándar del derecho internacional, las Demandantes afirman que la compensación debe corresponder al VJM de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA a la fecha de la Nacionalización¹⁸⁵.

199. *Ex abundante cautela*, debemos corregir el error conceptual de las Demandantes. Como ha quedado demostrado anteriormente, la Nacionalización fue una medida lícita tanto en Derecho boliviano (lo que no discuten las Demandantes) como en derecho internacional¹⁸⁶. El hecho que Bolivia no haya efectuado un pago por un activo nacionalizado que no tiene ningún valor de mercado no puede constituir, *per*

¹⁸⁴ Memorial de Demanda, párr. 228.

¹⁸⁵ Memorial de Demanda, párrs. 230 y 231.

¹⁸⁶ Ver Sección 2.2.

se, un ilícito internacional. Afirmar lo contrario (“*as no compensation has been paid [...] the expropriation is thus unlawful*”¹⁸⁷) es absurdo.

200. El resultado será el mismo incluso si, *par impossible*, el Tribunal Arbitral califica la Nacionalización de ilícito internacional pues el derecho internacional establece que no existe obligación de compensar cuando no existe un daño económico¹⁸⁸.
201. En cualquier caso, las Partes están de acuerdo en que “[t]his assessment [del VJM] should be conducted as of the date on which the deprivation of rights occurred or crystallized”¹⁸⁹, “[a]s the Nationalization Decree [...] was issued on 1 May 2010, and the forcible takeover occurred on the same date, it must be understood as the date on which the deprivation occurred. 1 May is therefore the relevant date for the valuation of GAI and Rurelec’s investments”¹⁹⁰.
202. Por lo tanto, el cálculo del VJM debe hacerse con base en la última información disponible a la fecha de la Nacionalización, tomando en consideración también el contexto político, social y económico al momento de la valuación (incluso si esto conlleva a una reducción del valor), como reconocen la doctrina y jurisprudencia internacionales¹⁹¹. Así parecen aceptarlo también las Demandantes al afirmar que

¹⁸⁷ Memorial de Demanda, párr. 228 (el resaltado es nuestro).

¹⁸⁸ Ver, por ejemplo, *The Mavrommatis Palestine Concessions (Grecia c. Reino Unido)*, PCIJ Series A, No. 5 (1925) (pese a que el Reino Unido incumplió sus obligaciones internacionales, y puesto que el daño al Sr. Mavrommatis resultante de este incumplimiento no ha sido probado, la demanda de compensación del Estado Griego debe ser rechazada), **RL-81**; *Caso Martini*, 2 U.N.R.I.A.A. 554, laudo del 8 de mayo de 1930 (no cabe compensación económica por la cancelación de un contrato de concesión si no se prueba la existencia de daño), **RL-82**

¹⁸⁹ Memorial de Demanda, párr. 230.

¹⁹⁰ *Id.*, párr. 247 (el resaltado es nuestro).

¹⁹¹ Ver, por ejemplo, *Lighthouses Concession Case* (1956), Claim No. 27, pág. 247 (1956), **RL-84**; *Phillips Petroleum Company Iran c. República Islámica de Irán*, (Iran-US Claims Tribunal), laudo no. 425-39-2 del 29 de junio de 1989, párr. 111 (la compensación debe considerar “an evaluation of the effect on the price of any risks likely to be perceived by a reasonable buyer at the date in question”), **RL-85**; *American International Group Inc. y American Life Insurance Company c. Irán*, (Iran-US Claims Tribunal), laudo no. 99-2-3 del 19 de diciembre de 1983, párrs. 107-108 (“prior changes in the general political, social, and economic conditions which might have affected the enterprise’s business prospects” deben ser considerados para reducir el valor estimado por el perito de las demandantes), **RL-86**; *Thomas Earl Payne c. el Gobierno de la República Islámica de Irán*, (Iran-US Claims Tribunal), laudo no. 245-335-2 del 8 de agosto de 1986, párrs. 35-36 (reduciendo la valuación de la empresa de US\$ 9 millones a US\$ 900,000 porque la clientela principal de la empresa eran entidades gubernamentales y el cambio en la política del Gobierno afectaba la rentabilidad futura del negocio), **RL-87**; *Saghi c. República Islámica de Irán*, (Iran-US Claims Tribunal), laudo no. 544-298-2 del 22 de enero de 1993, pág. 46, **RL-88**; G. Aldrich, *The Jurisprudence of the Iran-United States Claims Tribunal*, Clarendon Press, 1996, pág. 247 (“the Tribunal recognized that compensation for the expropriation of going

*“[t]he DCF analysis undertaken by Dr Abdala operates based upon the status quo at the date of nationalization, 1 May 2010”*¹⁹².

203. Pese a esta afirmación, un análisis detallado de la cuantificación realizada en el Informe de Valuación de Compass Lexecon preparado por el Dr. Abdala, (“**Compass Lexecon**”) demuestra, como se detalla a continuación, que las Demandantes no utilizan la información disponible a la fecha de valuación (1 de mayo de 2010). Como explica el Ing. Paz, Compass Lexecon:

*ha utilizado información que no correspondía a la última disponible, en otros casos utilizó información que no estaba disponible en mayo de 2010 e incluso seleccionó información de distintas fuentes sin otro criterio aparente más que utilizar la información que resulta en un precio mayor*¹⁹³.

2.4.4 Una vez corregidos los errores de las Demandantes, el VJM de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA es nulo

204. Las Demandantes dedican tan solo 5 párrafos del Memorial de Demanda (párrafos 248 a 253) a explicar cómo han calculado, supuestamente, el VJM de la participación accionaria de Guaracachi America (50,001%) en EGSA. Esto no debe sorprender pues, cuando se analiza en detalle la cuantificación de Compass Lexecon, es evidente que existen errores fundamentales en los supuestos (“*assumptions*”) empleados por las Demandantes. Casualmente, como apunta el Ing.

concerns should equal the “fair market value” of those concerns at the date of expropriation and that such value, which approximates what a willing buyer would reasonably have been expected to pay for the concern at that date [...]”), **RL-89**; S. Ripinsky y K. Williams, “*Damages in International Investment Law*”, British Institute of International and Comparative Law, 2008, págs. 252-253 (para determinar la compensación debe considerarse toda la información “*available at (i.e. preceding) the date of valuation, including any value depressing information that does not relate to the governmental conduct at issue*”), **RL-75**; M. Kantor, “*Valuation for Arbitration: Compensation Standards, Valuation Methods and Expert Evidence*”, Kluwer Law International, 2008, pág. 31, (“*Market Value is defined as the estimated amount for which a property should exchange on the date of valuation between a willing buyer and a willing seller in an arm’s-length transaction after proper marketing, wherein the parties had each acted knowledgeably, prudently and without compulsion.*”), **RL-116**; World Bank, “*Legal Framework for the Treatment of Foreign Investment, Report to the Development Committee and Guidelines on the Treatment of Foreign Direct Investment*”, Vol. 2, Título IV, “*Expropriation and Unilateral Alterations or Termination of Contracts*”, pág 41 (“*3. Compensation will be deemed ‘adequate’ if it is based on the fair market value of the taken asset as such value is determined immediately before the time at which the taking occurred or the decision to take the asset became publicly known.*”), **RL-117**.

¹⁹² Memorial de Demanda, párr. 237. Ver también Memorial de Demanda, párr. 248.

¹⁹³ Paz, párr. 95.

Paz, las Demandantes seleccionan aquellos supuestos que más les benefician para incrementar artificialmente el VJM.

205. La defensa de Bolivia solicitó al Dr. Daniel Flores, de Econ One, entre otras cosas, “[c]alcular el Valor Justo de Mercado (“VJM”) de la participación accionaria del 50,001% en EGSA, usando como fecha de valuación el 1 de mayo de 2010”¹⁹⁴.

Como explica el Dr. Flores:

he concluido que el valor de la empresa EGSA a 1 de mayo de 2010 era de US\$91,3 millones. EGSA tenía una deuda financiera a 1 de mayo de 2010 de US\$92,7 millones. Dado que el valor del capital propio de EGSA se obtiene como la diferencia entre el valor de la empresa y la deuda financiera, el valor del capital propio de EGSA a 1 de mayo de 2010 era negativo y, por lo tanto, el valor de la participación accionaria del 50,001% también era negativo. [...]

*Alcancé la conclusión anterior siguiendo el mismo método de Flujo de Fondos Descontado (“FFD”) utilizado por Compass Lexecon, corrigiendo ciertos aspectos de su modelo que, en mi opinión, no fueron correctamente calculados [...]*¹⁹⁵

206. Por lo tanto, ambos peritos evaluadores en este caso han empleado el mismo método y fecha de valuación (el FFD), pero llegando a resultados muy distintos debido a que parten de premisas diferentes. En palabras del Dr. Flores:

Mi valuación de la participación accionaria del 50,001% en EGSA sigue el mismo método utilizado por Compass Lexecon, es decir, el método de FFD. Así, proyecté el flujo de fondos anual de EGSA desde mayo de 2010 hasta diciembre de 2038, la fecha de expiración de la licencias de generación de EGSA. Para cada año, proyecté por separado ingresos (por venta de energía, remuneración por potencia y créditos de carbono), gastos operativos, gastos de capital e impuestos, según la información disponible al 1 de mayo de 2010 (la “fecha de valuación”). Esta es la misma fecha de valuación que usa Compass Lexecon.

Para facilitar la comparación entre mi valuación y la de Compass Lexecon, he seguido el mismo enfoque que Compass Lexecon, excepto cuando lo que Compass Lexecon ha hecho es, en mi opinión, claramente incorrecto, en cuyo caso he utilizado fuentes de datos y procedimientos más adecuados que los que Compass Lexecon utilizó. Las principales diferencias entre mi valuación y la de Compass Lexecon estriban en la proyección de: ingresos (por venta de energía en el mercado spot, remuneración por potencia, y créditos de carbono); costos operativos;

¹⁹⁴ Econ One, párr. 6(a).

¹⁹⁵ *Id.*, párrs. 7-8.

depreciación; y capital de trabajo, así como en el cálculo de la tasa de descuento a aplicar al flujo de fondos proyectado¹⁹⁶.

207. Para facilitar la comprensión del Tribunal Arbitral, a continuación se detallan algunos (no todos) de los errores más significativos en que ha incurrido Compass Lexecon a la hora de proyectar los ingresos (2.4.4.1), los costos operativos (2.4.4.2), la depreciación (2.4.4.3), el capital de trabajo (2.4.4.4), los gastos de capital (CAPEX) (2.4.4.5) y calcular la tasa de descuento a aplicar en las circunstancias del caso (2.4.4.6).

2.4.4.1 *Las Demandantes incrementan artificialmente los ingresos futuros de EGSA*

208. No está en disputa que las dos fuentes principales de ingresos de EGSA son la venta de energía en el mercado *spot* (esto es, el precio por cada megavatio/hora aportado al SIN, que resulta de la oferta y la demanda de energía en un momento dado) y el PBP (esto es, la remuneración por poner a disposición del SIN la capacidad de generación)¹⁹⁷. La tercera fuente de ingresos de EGSA corresponde a los créditos de carbono generados por el proyecto de ciclo combinado. El cálculo de Compass Lexecon es errado respecto de cada uno de estos rubros.

- a. La proyección de ingresos de Compass Lexecon por venta de energía en el mercado *spot* se basa en información no disponible a la fecha de evaluación, infla el precio al aplicarle un factor de inflación excesivo y no considera la estabilización de precios

209. En lo que respecta a las proyecciones de ingresos por venta de energía en el mercado *spot*, los cálculos de Compass Lexecon contienen varios errores: (i) el más grave tiene que ver con las proyecciones de oferta y demanda realizadas por Mercados Energéticos Consultores (“MEC”), firma contratada para este efecto; además, (ii) Compass Lexecon se equivoca al aplicar un factor de inflación al precio de la energía justificándolo por un supuesto aumento de los precios del gas natural y el diesel, desconociendo que son precios regulados en Bolivia.

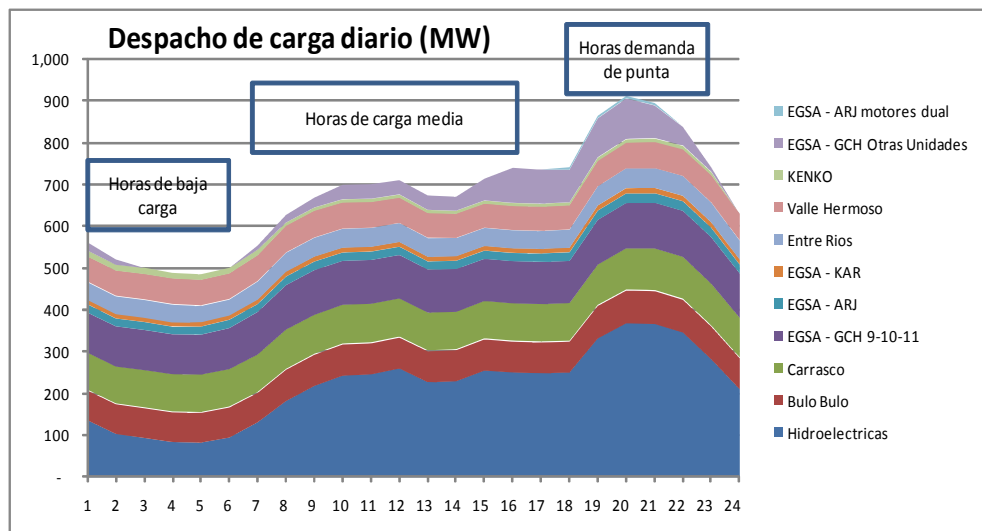
210. El Ing. Paz explica en detalle en su declaración cómo se calcula, en la práctica, este precio:

¹⁹⁶ Econ One, párrs. 13-14.

¹⁹⁷ Memorial de Demanda, párrs. 40 y 43. Ver también Aliaga, párr. 34 y Earl, párr. 18.

el CNDC define el despacho en tiempo real (eso es, la operación de las unidades generadoras disponibles en el SIN) considerando la demanda de ese momento en cada uno de los puntos de retiro (distribuidores y grandes consumidores), el despacho diario y los costos variables de las unidades generadoras. El CNDC decide cuáles son las unidades que deberán operar, buscando el mínimo costo de operación del SIN. El costo de la unidad menos eficiente (la unidad marginal) determina el precio que van a recibir todas las demás unidades por cada megavatio aportado al SIN por hora (MWh). [...] ¹⁹⁸

211. El Ing Paz presenta un “ejemplo del despacho de carga diario tal como lo estima el CNDC, donde puede verse las unidades disponibles y que las unidades menos eficientes de EGSA (los motores de energía dual de la planta de Aranjuez) tan solo despachan al SIN en las horas de demanda punta y con una potencia mínima (de menos del 1%)” ¹⁹⁹:



212. Para realizar los cálculos, el CNDC recibe la información directamente de los generadores, quienes indican cuáles son los costos de operación variables de sus unidades de generación. Esto permite al CNDC llamar primero a las unidades con los costos variables más bajos (las generadoras hidroeléctricas) y solicitar a las unidades con costos más altos a medida que se necesita mayor aporte al SIN para abastecer la demanda ²⁰⁰.

213. En cuanto a la práctica del CNDC, como explica el Ing. Paz:

¹⁹⁸ Paz, párrs. 87.

¹⁹⁹ *Id.*, párrs. 88.

²⁰⁰ Econ One, párr. 16.

Para la determinación de los precios spot horarios, el CNDC emplea software especializado que le permite aplicar la Norma Operativa 3.

El principal software utilizado es el Stochastic Dual Dynamic Program (SDDP), que se utiliza para los estudios de precios de nodo (PN) y programación de mediano plazo (PMP). El SDDP emplea como insumos: la demanda esperada en tres bloques horarios (bajo, medio y punta) para cada semana, el plan de expansión previsto (POES) – que incluye el ingreso de nuevas centrales generadoras al sistema –, los aportes de agua esperados en las centrales hidroeléctricas, las características de las unidades térmicas a temperatura media, la disponibilidad de las mismas y las características de la red de transmisión (SIN). Todo esto se proyecta en el periodo de análisis, que puede ser de un semestre (PN) o cuatro años (PMP), para estimar la energía vendible, sus precios a futuro y los consumos de gas que serán necesarios para la generación de electricidad.²⁰¹

214. *El primer error fundamental de Compass Lexecon es haber proyectado los ingresos por venta de energía (y también por PBP) con base en una simulación de despacho realizada por MEC (en el SDDP) utilizando información anticuada o no disponible a la fecha de valuación.*
215. *In limine, no está claro qué conocimiento previo tenía MEC del SDDP ni cuán fiables son sus estudios. Entre otros problemas que a continuación se señalan, los reportes de MEC (Apéndices C y D al Informe de Valuación de Compass Lexecon) no identifican a su autor, lo que, desde un punto de vista meramente procesal, es inaceptable. Bolivia tiene derecho a confrontar las pruebas y el Sr. Abdala, como él mismo admite, no está capacitado para responder por cuenta de MEC sobre las proyecciones realizadas en el SDDP. Bolivia deja expresa constancia de su protesta y se reserva todos sus derechos al respecto.*
216. El Ing. Paz, Gerente General de EGSA, ha analizado en detalle las proyecciones realizadas por MEC y concluye que:

Entiendo que el objetivo de MEC debió haber sido estimar los precios spot de la energía a futuro utilizando aquellos insumos disponibles a la fecha de la nacionalización. Sin embargo, la consultora ha utilizado información que no correspondía a la última disponible, en otros casos utilizó información que no estaba disponible en mayo de 2010 e incluso seleccionó información de distintas fuentes sin otro criterio aparente más que utilizar la información que resulta en un precio mayor [...]

la consultora MEC ha utilizado información que fue publicada después de la nacionalización, seleccionando aquella que tiene la máxima demanda y la menor oferta. Esto, una vez introducido en el software SDDP, conlleva

²⁰¹ Paz, párrs. 91-92.

(como es lógico) la operación de las unidades menos eficientes y permite obtener precios de venta de la energía más altos²⁰².

217. Entre los problemas más graves con las proyecciones realizadas por MEC y que constituyen la base del cálculo de Compass Lexecon, cabe destacar:
- a. Como base para proyectar la demanda futura, MEC parte de la demanda del año 2009, que utiliza para proyectar la demanda también en 2010. Pero, en lugar de tomar este dato del último estudio del CNDC de programación de mediano plazo (“PMP”, esto es, la proyección a 4 años) publicado en marzo de 2010²⁰³, utiliza el estudio PMP anterior (publicado en septiembre de 2009 - Precios Medios por Potencia de noviembre de 2009 a octubre de 2013) afirmando que esta es la “última programación disponible previa a mayo de 2010”²⁰⁴, lo que es falso;
 - b. Para proyectar la demanda de energía eléctrica a largo plazo a partir de 2011, MEC se basa en un estudio (Programación de la demanda de energía eléctrica de largo plazo del SIN – 2011/2022) que el CNDC publicó en julio de 2011, esto es, más de un año después de la fecha de valuación²⁰⁵. En este caso, MEC ni siquiera trata de justificar por qué utilizó este informe²⁰⁶.
 - c. Para proyectar la oferta de generación eléctrica, MEC utiliza el Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado 2011-2021 (“POES 2011-2021”), publicado por el CNDC en diciembre de 2010; esto es, más de 6 meses después de la fecha de valuación²⁰⁷. Una vez más, MEC no explica por qué no utilizó el POES que sí estaba disponible a la fecha de valuación: el Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado 2010-2020 (“POES 2010-2020”), publicado en noviembre de 2009²⁰⁸. El Ing. Paz muestra en su declaración las principales diferencias entre el POES 2011-2021 y el POES

²⁰² Paz, párr. 95 y 98-99.

²⁰³ Paz, párrs. 96 y 97, Anexo 37 (Informe de CNDC sobre “Precios Medios por Potencia de mayo de 2010 a abril de 2014 del 15 de marzo de 2010).

²⁰⁴ Compass Lexecon, Apéndice C, pág. 4.

²⁰⁵ Paz, párr. 100, Anexo 38.

²⁰⁶ Compass Lexecon, Apéndice C, pág. 4.

²⁰⁷ *Id.*, Apéndice C, pág. 4.

²⁰⁸ Paz, párrs. 102-103, Anexos 39 y 40.

2010-2020 y concluye: “la diferencia fundamental es que el POES 2010-2020 preveía la entrada en operación de unidades de generación más eficientes que las turbinas de gas en los primeros años, lo que habría desplazado el despacho de las unidades de gas menos eficientes de EGSA”²⁰⁹.

218. En resumen, según el Ing. Paz:

De acuerdo al análisis que realicé de la demanda y oferta estimadas por MEC, al margen de utilizar la información no disponible o desactualizada a la fecha de la nacionalización, he podido comprobar que MEC:

- *utiliza la proyección de demanda más alta de todos los estudios a los que tuvo acceso (la que se encuentra en el informe de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica de largo plazo del SIN 2011-2022);*
- *utiliza la proyección de oferta más baja de todas las que constan en los estudios que menciona (la que se obtiene del POES 2011-2021); y*
- *modifica la composición de la matriz energética prevista en el POES 2010-2020 (el cual debería ser la principal referencia para la elaboración de las proyecciones de MEC) al retirar de su plan de expansión la central Hidroeléctrica Rositas (que debía entrar en operación en 2018) sin ninguna explicación aparente²¹⁰.*

219. Para corregir los errores de MEC, el Ing. Paz ha realizado una proyección de oferta y demanda de energía en el SDDP para los años 2010-2018 (el mismo horizonte utilizado por MEC) basándose, únicamente, en aquella información disponible a la fecha de la Nacionalización, la misma que habría tenido en cuenta el “willing buyer”. Concretamente, la información disponible era²¹¹:

²⁰⁹ Paz, párr. 103.

²¹⁰ *Id.*, párr. 104.

²¹¹ *Id.*, párr. 105.

Informe/ Estudio/ Documento	Descripción	Objetivo de la Publicación	Fuente	Fecha de Publicación	Periodicidad de la publicación
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (POES) 2010 -2020	Plan de Expansión de Oferta y Demanda, elaborado en cumplimiento al Decreto Supremo Nº 29624 de 2 de julio de 2008, Resolución Ministerial 074/2009 de 29 de abril de 2009, utiliza la información de las instituciones y empresas del sector eléctrico Boliviano, es de cumplimiento obligatorio (Decreto Supremo 29272 del 12 de septiembre de 2012).	Establecer directrices para que ENDE cumpla lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo y la Universalización del servicio eléctrico	CNDC	Noviembre de 2009	Anual
Información presentada por EGSA para el estudio de PMP	El artículo 30 del ROME establece que los Agentes del Mercado, presentarán al CNDC la información sobre sus previsiones y datos para los siguientes 48 meses. La información debe ser presentada el 10 de febrero y 10 de agosto de cada año.	Informar las previsiones y datos para los siguientes 48 meses a partir del inicio del siguiente periodo estacional	CNDC	10 de febrero de 2010	Semestral
Informe de la Programación de Mediano Plazo Periodo MAYO 2010 – ABRIL 2014 (PMP)	Estudio elaborado de acuerdo a las disposiciones del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado por D.S. 26093 y del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado por D.S. 26094; se basa en información suministrada por los Agentes del MEMB y en los procedimientos aprobados por el CNDC y la Autoridad de Electricidad	Determinar la operación semanal esperada del Sistema Interconectado Nacional en el periodo indicado.	CNDC	15 de marzo de 2010	Semestral
Base de datos del programa SDDP MAYO 2010 – ABRIL 2014 (PMP)	Base datos con la información necesaria para calcular la energía a generar por unidad en ese periodo	Determinar la operación semanal esperada del Sistema Interconectado Nacional en el periodo indicado	CNDC	15 de marzo de 2010	Semestral
Demanda Proyectada Periodo MAYO 2010 – ABRIL 2014 (PMP)	Demanda por distribuidor y consumidor no regulado en todo el Sistema Interconectado Nacional	Determinar la demanda esperada de todos los agentes	CNDC	15 de marzo de 2010	Semestral
Base de Datos NCP o Potencia Firme Periodo MAYO 2010 – ABRIL 2014 (PMP)	Contiene las bases de datos para la determinación de la Potencia Firme	Determinar la potencia firme esperada para el periodo indicado	CNDC	15 de marzo de 2010	Semestral

220. Econ One ha basado su cálculo del VJM en las proyecciones de oferta y demanda realizadas por el Ing. Paz utilizando la información mencionada ²¹². Estas proyecciones incluyen el retiro en agosto de 2010 de la única unidad Karachipampa (de forma consistente, Econ One incluye como ingreso el precio de venta de esta unidad)²¹³.
221. *El segundo error* de Compass Lexecon en relación con los ingresos por venta de energía surge de la aplicación de un factor de inflación al precio de la energía asumiendo, erróneamente, que los precios del gas natural y diesel (insumos para el funcionamiento de las turbinas y motores de EGSA) habrían subido según la tasa de inflación general a partir del año 2010.
222. Para justificar este incremento, Compass Lexecon afirma que “[f]orecasting spot prices in Bolivia requires making assumptions related to the expected evolution of key input prices involving natural gas and diesel [...] Bolivia does not seem to have an explicit policy indicating how to set regulated diesel prices”²¹⁴. En esto, Compass Lexecon se equivoca.
223. Como explica Econ One:

Tal y como reconoce Compass Lexecon, el precio máximo del gas natural para la generación de electricidad en Bolivia ha estado fijado en 1,30 dólares estadounidenses por millar de pies cúbicos desde 2001 hasta la

²¹² Econ One, párr. 19.

²¹³ *Id.*, párr. 49.

²¹⁴ Compass Lexecon, párr. 75.

*fecha. El precio del diesel para la generación de electricidad también ha estado fijado por el gobierno a 3,72 bolivianos por litro desde 2005*²¹⁵.

224. Por lo tanto, no se puede razonablemente asumir, como hace Compass Lexecon, que los precios regulados del gas y el diesel, inalterados durante 9 y 5 años, respectivamente, a la fecha de la Nacionalización, comenzarían a incrementarse por el índice inflacionario inmediatamente después. Lo más razonable, como hace Econ One, es asumir que la regulación se mantendría durante el horizonte proyectado (hasta 2018) e incrementar el precio de la energía por inflación para los años posteriores (como hacen tanto Compass Lexecon como Econ One)²¹⁶.
225. Por último, Compass Lexecon parece no haber sido informado de la estabilización de tarifas de electricidad vigente en Bolivia desde 2003 por cuanto no lo considera en sus cálculos.
226. Como se explica en mayor detalle en la Sección 3.1 relativa al precio *spot*, desde el Decreto Supremo 27.302 de 23 de diciembre de 2003, “[l]a variación semestral del valor promedio en términos reales de las tarifas de distribución que aplique cada Distribuidor a sus consumidores regulados, por efecto de las variaciones de precios del Mercado Eléctrico Mayorista, o por variaciones en los precios de distribución no será superior al tres por ciento (3%)”²¹⁷. Como explica Econ One:

*si los precios de energía y potencia en el mercado spot suben más de lo permitido por el decreto supremo de estabilización de tarifas eléctricas de 2003, las empresas generadoras (incluida EGSA) no reciben todo el flujo de caja asociado con los precios spot, sino que tienen que depositar la diferencia entre los ingresos calculados según los precios spot y según los precios estabilizados en una cuenta a su favor en el Fondo de Estabilización*²¹⁸.

227. Por lo tanto, la proyección de precios *spot* debería ajustarse para considerar el efecto de la estabilización de tarifas. Sin perjuicio del derecho de Bolivia a aplicar este ajuste en una cuantificación ulterior, y dada la premura del tiempo, Econ One ha realizado sus cálculos sin considerar el impacto de la estabilización.

²¹⁵ Econ One, párr. 20.

²¹⁶ *Id.*, párrs. 20-21.

²¹⁷ Decreto Supremo No. 27.302/2003 del 23 de diciembre de 2003, artículo 2, **R-85**.

²¹⁸ Econ One, párr. 123. Ver también, Paz, párrs. 113-115.

- b. La proyección de ingresos de Compass Lexecon por PBP no se basa en ninguna proyección real de oferta de generación, infla el precio al aplicarle un factor de inflación excesivo y no considera la estabilización de precios

228. Tanto el Memorial de Objeciones a la Jurisdicción y Admisibilidad como la Sección 3.2 a continuación describen en detalle el PBP y la normativa boliviana aplicable²¹⁹. Para efectos presentes, basta con recordar que el PBP:

constituye la remuneración que los generadores reciben por poner a disposición del SIN su capacidad de generación. Simplificando, esta remuneración tiene por objetivo incentivar la inversión en capacidad de generación de tal modo que se asegure el abastecimiento de la demanda en todo momento y con márgenes de seguridad suficientes²²⁰.

229. Respecto de su cálculo, el Ing. Paz precisa que

El PBP se calcula a partir del costo de inversión (precio FOB –Free on board o precio en el que el vendedor asume los gastos hasta la puesta de la mercancía en el barco o el medio de transporte) de una unidad generadora, a la cual se le agregan los costos de fletes, aduana, montaje, equipos de interconexión a la red de transmisión y los demás costos que el organismo regulador determine como óptimos y necesarios para dejar la unidad generadora en condiciones operativas.

A partir de este valor, y utilizando un cálculo de matemáticas actuariales, se determina el PBP en términos de USD/kW-mes²²¹.

230. Para proyectar los ingresos futuros por PBP, Compass Lexecon, una vez más, se basa en la estimación realizada por MEC: “*The capacity price projections are based on MEC’s dispatch runs, which provide information related to the available capacity. To obtain the capacity revenue, I multiplied the projected capacity, expected to be eligible to receive capacity payments, by the regulated capacity price for each of Guaracachi’s generating units between 2010 and 2018, properly adjusted by the US Producer Price Index in order to account for wholesale-level inflation*”²²².

231. Sin embargo, el cálculo de Compass Lexecon es errado por cuanto (i) considera como capacidad disponible de EGSA unidades que, de haber realizado una

²¹⁹ Ver Objeciones, Sección 6.2.2.2 y Sección 3.2.1 más abajo.

²²⁰ Paz, párr. 116.

²²¹ Paz, párrs. 117-118 (el resaltado es nuestro).

²²² Compass Lexecon, párr. 80.

verdadera proyección de oferta, no percibirían a futuro ninguna remuneración y (ii) aplica un factor de inflación demasiado elevado. Ambos errores incrementan artificialmente el nivel de ingresos futuros de EGSA por PBP.

232. *El primer error de Compass Lexecon se debe a la utilización, como base de cálculo, de datos suministrados por MEC que son incorrectos. Al contrario de la impresión que buscan crear las Demandantes (“Dr. Abdala uses MEC’s dispatch runs to discern information as to available capacity between May 2010 and December 2018”²²³), MEC no ha realizado ninguna proyección de oferta de generación para calcular la capacidad disponible de EGSA.*

233. Como explica el Ing. Paz en detalle en su declaración testimonial:

Por lo analizado del documento de MEC, veo que este no realizó una simulación de la Potencia Firme futura. En su lugar, se limitó a considerar que las unidades existentes en 2010 seguirían operando y serían remuneradas con la misma potencia constante por un periodo indefinido, sin tomar en cuenta un aspecto clave: su eficiencia comparada con la eficiencia de las nuevas unidades que entrarían en servicio (especialmente, la gran expansión hidroeléctrica prevista en el país).

Al igual que en el caso del precio de venta de la energía, la simulación de Potencia Firme a ser remunerada debería seguir la misma lógica: en la medida que se incrementa la oferta por el ingreso de unidades más eficientes (por ejemplo, hidroeléctricas), las unidades menos eficientes o de alto costo de producción (como los motores y turbinas de EGSA, con la excepción del ciclo combinado) deberían pasar a ser unidades de reserva fría o ser retiradas del parque generador²²⁴.

234. En lugar de proyectar a futuro qué capacidad de generación estaría disponible realmente en cada momento (como sí lo hizo para el precio de venta de la energía *spot*), MEC simplemente considera que las unidades de generación de EGSA existentes en 2010 seguirían estando plenamente disponibles a futuro. Con ello, MEC ignora todos aquellos proyectos previstos a la fecha de valuación que, como los de generación hidroeléctrica, harían que las unidades menos eficientes de EGSA dejaran de calificar como capacidad disponible.

235. A este respecto, no deja de sorprender la manipulación que MEC y Compass Lexecon hacen de los datos de oferta. Cuando se trata de proyectar el precio *spot* de la energía, MEC realiza una proyección de oferta de energía futura (si bien se

²²³ Memorial de Demanda, párr. 252.

²²⁴ Paz, párrs. 127-128.

equivoca al utilizar el POES 2011-2021). En cambio, cuando se trata de proyectar, con esos mismos datos, qué capacidad de EGSA estaría realmente disponible a futuro, entonces las Demandantes no realizan ninguna proyección y se limitan a hacer sus cálculos sobre la base del *status quo*, como si no existiera ningún proyecto de nueva generación en curso.

236. Econ One, por su parte, sí utiliza una proyección de capacidad disponible a futuro, basándose para ello en las proyecciones realizadas por el Ing. Paz. Este último explica que:

Para proyectar correctamente la Potencia Firme de EGSA a partir de mayo de 2010, utilicé el software NCP con los mismos insumos que para la simulación realizada en el SDDP para estimar el precio spot de la energía (esto es, la información realmente disponible el 1 de mayo de 2010).

Dado el plan de expansión (POES 2010-2020) y el balance oferta-demanda (la PMP mayo/2010 – abril/2014) vigentes al 1 de mayo de 2010, lo que corresponde para obtener los resultados correctos de la simulación de Potencia Firme es incorporar las nuevas unidades al software que se está utilizando (NCP), para obtener así resultados razonables²²⁵.

237. Una vez realizado este ejercicio, el Ing. Paz explica que:

La principal diferencia entre mis proyecciones y las de MEC es que esta no considera que a futuro existirán unidades de reserva fría (esto es, unidades no remuneradas por potencia firme debido a su baja eficiencia y que, ante la oferta de nuevas unidades en el SIN, no son requeridas en el despacho económico). Esto es, a su vez, totalmente inconsistente con el plan de expansión que utilizó la propia MEC para sus proyecciones de precio de venta spot de la energía (lo que confirma que, realmente, MEC no realizó ninguna simulación de la Potencia Firme a ser remunerada)²²⁶.

238. El segundo error de Compass Lexecon en la proyección de ingresos por PBP radica en la aplicación de un factor inflacionario (basado en la tasa de crecimiento anual compuesta desde 2000 a 2010 del Índice de Precios al Productor de los EE.UU. – Turbinas y Herramientas de Generación²²⁷) demasiado elevado. Como explica Econ One:

²²⁵ Paz, párrs. 129-130.

²²⁶ *Id.*, párr. 132.

²²⁷ Compass Lexecon, nota al pie 61.

Compass Lexecon no explica por qué la tendencia histórica se debe calcular desde el 2000 al 2010, y no sobre un periodo más largo. El periodo sobre el que se calcula la tasa de crecimiento de los costos de las turbinas y herramientas de generación es muy importante, dado el incremento excepcional que dichos costos experimentaron durante la segunda mitad del periodo tomado por Compass Lexecon [...] Es de esperar que un periodo de crecimiento rápido de los precios sea seguido por varios años de precios estables o incluso a la baja. Por ello, para tener una visión más correcta de la evolución de los costos de las turbinas, uno debería tomar periodos más largos, que incluyan tanto etapas durante las cuales los costos han subido mucho como otras durante las cuales los costos han permanecido estables o incluso han crecido²²⁸.

239. Aplicando un criterio razonable, Econ One considera que, “*en vez de calcular tasas de crecimiento sobre diez años pasados que experimentaron una inflación excepcionalmente alta*” es preferible indexar los ingresos por PBP con base en “*la proyección de inflación general de costos de Compass Lexecon, 2,5% por año, en vez de su tasa artificialmente alta de 3,5% por año*”²²⁹.
240. *En tercer lugar*, lo mencionado anteriormente respecto de la estabilización de tarifas eléctricas es aplicable, *mutatis mutandis*, al cálculo de los ingresos por PBP.
241. *Por último*, conviene mencionar que las Demandantes tienden a inflar los ingresos de EGSA en los primeros años después de la fecha de valuación (los menos impactados por la tasa de descuento) tomando como fecha de entrada en operación del ciclo combinado noviembre de 2010²³⁰. Curiosamente, para sustentar esta proyección, Compass Lexecon se refiere únicamente a un informe de CNDC de septiembre de 2010, esto es, *posterior* a la fecha de valuación²³¹.
242. De manera conservadora, sin embargo, las proyecciones del Ing. Paz y los cálculos de Econ One utilizan la misma fecha de entrada en operación del ciclo combinado que la utilizada por Compass Lexecon. Bolivia se reserva, sin embargo, el derecho de revisar esta fecha una vez disponga de mayor información.
- c. La proyección de ingresos de Compass Lexecon por créditos carbono no considera que EGSA estaba obligada a compartir una parte importante de esos ingresos con el Estado

²²⁸ Econ One, párrs. 26-27.

²²⁹ *Id.*, párr. 28.

²³⁰ Memorial de Demanda, párr. 76.

²³¹ Compass Lexecon, nota al pie 68.

243. La proyección que realiza Compass Lexecon, por instrucción de las Demandantes, de los ingresos de EGSA por venta de créditos carbono (o Certificados de Emisiones Reducidas – “CERs”) es sintomática de la falta de rigor de las Demandantes.

244. Solo así se entiende que, después de afirmar en su Memorial de Demanda y a través de sus testigos²³² que “[i]n 2007, Guaracachi agreed to share part of the financial benefit of its carbon credits [...] by sponsoring and investing in social programmes through an agreement with the Vice-Ministry of Lan Planning and Environment”²³³, las Demandantes lo ignoran por completo en su estimación de los flujos futuros de EGSA por venta de CERs.

245. El Ing. Paz confirma que

a lo que hace referencia el Sr. Aliaga en su declaración y que el Dr. Abdala no considera en sus proyecciones de ingresos de créditos carbono es la obligación que tiene EGSA de realizar un aporte anual al desarrollo sostenible consistente en 6.3 millones de UFV (aproximadamente USD 1.4 millones anuales) durante los primeros 10 años de la operación del ciclo combinado y, en los siguientes 11 años, hacer entrega del 30% de los créditos recibidos. Todo esto por efecto de los dos convenios interinstitucionales firmados en los años 2007 y 2008²³⁴.

246. Para corregir este error, Econ One ha:

restado los montos que EGSA no hubiera retenido, de acuerdo con lo especificado en los convenios firmados entre EGSA y el gobierno. El primer convenio, firmado en septiembre de 2007, especificaba que EGSA “se obliga a destinar a favor del Estado boliviano, durante el período de acreditación del proyecto que es de diez (10) años, Sesenta y Tres Millones de Unidades de Fomento a la Vivienda (UFV’s 63.000.000)”, es decir, 6,3 millones de UFVs por año. En 2010, una UFV equivalía a 1,54 bolivianos en promedio.

El segundo convenio, firmado entre EGSA y el gobierno en mayo de 2008, indica que EGSA se obligaba a “destinar a favor del Estado boliviano, a partir del año once del periodo de 21 años de acreditación del proyecto, el 30% de todos los Certificados de Emisiones Reducidas (CERs) de Gases de Efecto Invernadero”. He aplicado esta fórmula a la proyección de ingresos por venta de CERs²³⁵.

²³² Aliaga, párr. 32.

²³³ Memorial de Demanda, párr. 88.

²³⁴ Paz, párr. 79, Anexos 35 y 36.

²³⁵ Econ One, párrs. 32-33.

247. Además de haber incrementado artificialmente los ingresos de EGSA en sus proyecciones, como ha quedado demostrado, el cálculo del VJM que presentan las Demandantes no es fiable por cuanto también reduce indebidamente los costos operativos de EGSA, inflando los flujos de fondos futuros.

2.4.4.2 *Las Demandantes reducen artificialmente los costos operativos futuros de EGSA*

248. Compass Lexecon y Econ One han proyectado de forma similar los costos operativos. Sin embargo, los testigos de Bolivia y Econ One han identificado otro error más en el cálculo de las Demandantes. Concretamente:

el Dr. Abdala no considera en su informe que, según la normativa boliviana, el pago del Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE) constituye un pago a cuenta del Impuesto a las Transacciones (IT) que deben pagar las empresas al año siguiente, siendo el impuesto final el monto mayor entre el IUE (del año N-1) y el IT (del año N). De este modo, el Dr. Abdala reduce la carga tributaria de EGSA y, con ello, incrementa sus flujos futuros²³⁶.

249. La Lic. Bejarano, Auditora Interna de EGSA, confirma que el cálculo de la carga tributaria realizado por Compass Lexecon no concuerda con la norma tributaria boliviana²³⁷.

250. Como explica Econ One:

Compass Lexecon no ha aplicado el IT y el IUE correctamente. En vez de tomar el IUE como un anticipo del IT del año siguiente, tomó el IT como un anticipo del IUE del año siguiente. Esto resulta en proyecciones erróneas según las cuales EGSA pagaría más IT y menos IUE. Dado que Compass Lexecon considera los montos pagados por IT como gastos deducibles a efectos del cómputo del IUE, la incorrecta aplicación del IT y el IUE por parte de Compass Lexecon reduce la carga tributaria y aumenta el FFD y por consiguiente el VJM a 1 de mayo de 2010²³⁸.

2.4.4.3 *Las Demandantes computan incorrectamente los gastos por depreciación*

251. Al igual que para los costos operativos, Compass Lexecon y Econ One han proyectado de forma similar los gastos por depreciación. Si bien no constituyen un flujo de fondos, tienen un impacto en el FFD por cuanto son deducibles fiscalmente. Por ello, “a mayores gastos de depreciación, menores utilidades

²³⁶ Paz, párr. 137.

²³⁷ Bejarano 2, párrs. 16-23.

²³⁸ Econ One, párr. 38.

fiscales, menores impuestos, mayor flujo de fondos, y mayor VJM a 1 de mayo de 2010”²³⁹.

252. Sin embargo, y pese a que no es un error que beneficie necesariamente a Bolivia en este caso, Econ One ha comprobado (y corregido) un nuevo error de Compass Lexecon. En efecto, pese a considerar que el ciclo combinado tan solo entraría en operación a partir de noviembre de 2010, Compass Lexecon aplica las tasas de depreciación horarias del ciclo combinado durante los 10 primeros meses del año²⁴⁰.

2.4.4.4 Las Demandantes reducen indebidamente el capital de trabajo necesario para EGSA en los primeros años del modelo

253. Si bien el modelo económico (no así su informe de valuación) de Compass Lexecon reconoce los serios problemas de iliquidez que padecía EGSA a la fecha de valuación (con un retraso significativo – 169 días en lugar de los 59 días normales– en el pago de facturas), las Demandantes no toman en cuenta la necesidad de regularizar la situación en su FFD.

254. En opinión de Econ One, en cambio:

todo comprador de una participación del 50.001% en EGSA al 1 de mayo de 2010 hubiera exigido que la situación de impago de facturas a proveedores se regularizara inmediatamente. Por lo tanto, en mi modelo he proyectado que durante el 2010 las facturas por pagar se habrían regularizado al nivel que Compass Lexecon considera normal, es decir, 59 días.

Por el contrario, Compass Lexecon proyecta, sin ninguna explicación ni fundamento, que las facturas por pagar no alcanzarían un nivel normal hasta cuatro años después de la fecha de valuación. Esto hace que el flujo de fondos de los primeros años del modelo (los menos impactados por la tasa de descuento) se incrementen artificialmente. En otras palabras, Compass Lexecon prioriza el reparto de fondos a los accionistas de EGSA sobre el pago de facturas atrasadas a sus proveedores. En mi opinión, esto es claramente contrario a cómo un comprador hubiera determinado cuánto estaba dispuesto a pagar por una participación del 50,001% en EGSA²⁴¹.

²³⁹ *Id.*, párr. 39.

²⁴⁰ *Id.*, párr. 40.

²⁴¹ *Id.*, párrs. 44-45.

2.4.4.5 *Las Demandantes reducen artificialmente los gastos de capital (CAPEX) de EGSA*

255. Al igual que con los demás rubros de su cálculo FFD, las Demandantes reducen artificialmente los gastos de capital que EGSA habría tenido que hacer durante los 28 años de operación que Compass Lexecon proyecta (hasta 2038). Concretamente, las Demandantes consideran que EGSA tan solo habría necesitado US\$ 12,4 millones en gastos de capital y, estos, únicamente en 2010 en relación con el ciclo combinado. *A contrario*, por lo tanto, Compass Lexecon no incluye ningún gasto de capital para las demás unidades de generación ni otros proyectos de EGSA hasta el 2038. No debe sorprender, con este tipo de premisas, que el resultado final que obtiene Compass Lexecon evalúe a EGSA muy por encima de su verdadero VJM.
256. Según el Ing. Paz, “[c]on base en mi experiencia en ENDE y EGSA, la proyección de costos del Dr. Abdala no es realista y refleja un desconocimiento del estado de las unidades de EGSA y su negocio”²⁴². En efecto, si se considera la antigüedad del parque generador de EGSA es obvio que las proyecciones de Compass Lexecon son demasiado optimistas.
257. Como muestra el Ing. Paz, de las 21 unidades de generación existentes a la fecha de valuación, 6 habían sobrepasado los 30 años de servicios y 1 tenía 28 años de servicio:

²⁴² Paz, párr. 134.

CENTRAL (Ubicación)	UNIDAD N°	FECHA PUESTA EN SERVICIO (día/mes/año)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	AÑOS DE SERVICIO	HORAS DE OPERACIÓN	
Guaracachi Santa Cruz de la Sierra	GCH-1	23/06/1975	22.2	35	121,755	
	GCH-2	20/06/1977	19.8	33	118,911	
	GCH-4	16/03/1980	20.3	30	99,175	
	GCH-6	20/06/1988	21.4	22	64,990	
	GCH-9	3/05/1999	63.4	11	76,250	
	GCH-10	15/05/1999	63.4	11	71,851	
	GCH-11	14/04/2007	63.4	3	23,744	
Planta Santa Cruz	SCZ 1	6/04/1990	21.7	20	92,149	
	SCZ 2	23/12/1992	21.6	18	104,047	
Alto Aranjuez Sucre	ARJ-1	06/1974	2.7	36	66,334	
	ARJ-2	06/1974	2.7	36	65,070	
	ARJ-3	06/1974	2.7	36	63,657	
	ARJ-8	12/06/1994	18.49	16	122,799	
	ARJ-9	21/08/2007	1.6	3	28,281	
	ARJ-10	21/08/2007	1.6	3	28,862	
	ARJ-11	21/08/2007	1.6	3	28,337	
	ARJ-12	21/08/2007	1.6	3	21,588	
	ARJ-13	13/08/2008	1.6	2	13,381	
	ARJ-14	13/08/2008	1.6	2	10,753	
	ARJ-15	13/08/2008	1.6	2	1,479	
	Karachipampa Potosí	KAR-1	1982	13.91	28	91,325

243

258. Pretender, como lo hacen las Demandantes, que unidades con hasta 36 años a la fecha de valuación podrían haber seguido operando normalmente durante 28 años más sin necesidad de inversiones importantes no es realista.
259. Considerando que los trabajos necesarios para extender la vida útil de cada una de las unidades resaltadas en rojo en la tabla anterior podrían costar, al menos, US\$ 2,5 millones por unidad²⁴⁴, la cuenta de gasto de capital debería incluir, al menos, US\$ 17,5 millones por este concepto.
260. Pese a lo anterior, y como muestra de la prudencia con que ha realizado su valuación Econ One, ésta no ha incluido ningún gasto de capital adicional al proyectado por Compass Lexecon en su modelo al carecer de información suficiente para sustentar otros gastos de capital. Bolivia se reserva el derecho de solicitar a Econ One que actualice sus cálculos una vez la información esté disponible.
261. Bolivia toma nota de la afirmación de Compass Lexecon según la cual “*the costs needed to replace existing machinery are considered in the maintenance, materials,*

²⁴³ *Id.*, párr. 135.

²⁴⁴ *Id.*, párr. 136.

spare parts and supplies components of the OPEX”²⁴⁵. Sin embargo, no está claro qué nivel de gasto, dentro de la cuenta de OPEX, ha considerado Compass Lexecon para la sustitución de equipos. En cualquier caso, desde un punto de vista económico, estos gastos deberían constar como CAPEX²⁴⁶.

2.4.4.6 *Compass Lexecon utiliza una tasa de descuento poco realista para una empresa de generación eléctrica en Bolivia*

262. Compass Lexecon estimó el “*weighted average cost of capital*” (WACC) de EGSA en 10.63% a la fecha de valuación y utilizó este valor como tasa para descontar a valor presente (esto es, a la fecha de valuación) los flujos de caja futuros de EGSA²⁴⁷. Para cualquier economista o jurista con experiencia en valuación, una tasa de 10.63% para una inversión en generación eléctrica en Bolivia en mayo de 2010 es claramente insuficiente.

263. *A título preliminar*, y desde un punto de vista teórico, el WACC calculado mediante el *Capital Asset Pricing Model* (“**CAPM**”) es insuficiente como tasa de descuento pues “*representa la mínima tasa de rentabilidad que una empresa tiene que ofrecer a sus proveedores de capital para que inviertan en ella*”²⁴⁸. Dicho de otro modo, el WACC representa el *break even point* para una inversión; no incluye una rentabilidad adicional que esperaría un comprador hipotético.

264. Por ello, la práctica suele considerar una tasa de descuento *superior* al WACC puesto que éste, por sí solo, no incluye todos los riesgos que un “*willing buyer*” consideraría para determinar el precio que estaría dispuesto a pagar por un determinado activo. Por ejemplo, el director de la oficina de Nueva York de Compass Lexecon, en un estudio reciente sobre el FFD y el riesgo de terminación (*cash flow cessation*), califica el WACC de mero “*useful starting point*” y sostiene que:

In the context of asset pricing a key manifestation of idiosyncratic risk is the asset’s total volatility, not simply its volatility relative to a market index. Because CAPM-based discount rate only accounts for market risk, valuation models may greatly underestimate the discount rate (or

²⁴⁵ Compass Lexecon, párr. 91.

²⁴⁶ Econ One, párr. 48.

²⁴⁷ Compass Lexecon, párr. 94.

²⁴⁸ Econ One, párr. 51 (el resaltado es nuestro).

overstate the NPV) in settings where the idiosyncratic risk of the cash flows matters. [...] While previous studies (see for example Butler and Schachter (1989) and Danielson and Scott (2006)) have recognized the need for a “risk-adjusted” discount rate, the contribution of this paper is to provide an analytically consistent approach and a closed-form solution for the appropriate discount rate. In fact, valuation practitioners have long recognized this limitation of the CAPM framework. [...]”²⁴⁹.

265. Un *willing buyer* no esperaría simplemente recuperar el costo del capital invertido en EGSA sino que exigiría una rentabilidad superior considerando el efecto económico de todos los riesgos de la industria eléctrica en Bolivia, además de aquellos que reflejan la expectativa de rentabilidad mínima del negocio (los cuales son parte del cálculo del WACC).
266. En efecto, “[w]hen determining the fair market value of the investment lost, tribunals have often approximated the impact a particular risk would play on the amount a hypothetical willing buyer would be prepared to pay for the investment”²⁵⁰.
267. Por ejemplo, el Tribunal de Reclamaciones Irán-EE.UU. en *Vivian Mai Tavakoli c. Irán*²⁵¹ descontó el valor de un terreno expropiado en un 20% “para reflejar las condiciones generalmente pobres en Irán en la época de la expropiación y el ambiente menos propicio para el desarrollo industrial bajo el nuevo régimen”²⁵². En *SEDCO c. NIOC e Irán* se reconoció que “el estado general de las condiciones políticas, sociales y económicas y su efecto sobre el valor de la propiedad pueden ser adecuadamente considerados”²⁵³.

²⁴⁹ A. Saha y B. Malkiel, DCF VALUATION WITH CASH FLOW CESSATION RISK, *Journal of Applied Finance*, Spring/Summer 2012, Tomo 22, Serie 1, pág. 5, **EO-12** (citado en *Econ One*, párr. 53).

²⁵⁰ S. Ripinsky y K. Williams, “*Damages in International Investment Law*”, *British Institute of International and Comparative Law*, 2008, p. 336 (“When determining the fair market value of the investment lost, tribunals have often approximated the impact a particular risk would play on the amount a hypothetical willing buyer would be prepared to pay for the investment.”), **RL-75**.

²⁵¹ *Vivian Mai Tavakoli c. Iran*, (Iran-US Claims Tribunal), laudo no. 580-832-3 del 23 de abril de 1997, **RL-90**.

²⁵² *Id.*, párrs.155-56 (Traducción no oficial de: “to reflect the generally poor conditions in Iran at the time of the expropriation and the less auspicious atmosphere for industrial developments under the new regime”).

²⁵³ *SEDCO, Inc. v. National Iranian Oil Company and the Islamic Republic of Iran*, Iran-US Claims Tribunal), laudo no. 309-129-3 del 2 de julio de 1987, párr. 31 (Traducción no oficial de: “the general state of political, social and economic conditions and their effect on the value of the property may properly be considered.”), **RL-91**.

268. También como ejemplo, en el caso *Himpurna c. PLN*, relativo a una inversión en Indonesia, el tribunal arbitral incrementó la tasa de descuento solicitada por el demandante (8.5%) a 19% tomando en cuenta el “*risk premium*” que todo comprador potencial habría considerado²⁵⁴.
269. Puesto que el WACC de EGSA no toma en consideración la totalidad de los riesgos políticos y operacionales potencialmente relevantes para un comprador hipotético, su aplicación como tasa de descuento resulta en una sobrevaloración de la supuesta inversión de las Demandantes.
270. *En cualquier caso*, y como muestra de la razonabilidad de su evaluación, Econ One, también ha calculado la tasa de descuento para una empresa generadora de electricidad en Bolivia usando el WACC de EGSA calculado mediante el CAPM, si bien reconoce que “*este método no es ni único ni infalible*”²⁵⁵. Para ello, Econ One ha realizado una evaluación independiente que demuestra, una vez más, errores significativos en el cálculo de Compass Lexecon.
271. Sin necesidad de entrar en los detalles técnicos del cálculo del WACC utilizando el CAPM que emplean ambos peritos, para conveniencia del Tribunal Arbitral, la tabla a continuación muestra las principales divergencias entre el cálculo realizado por Compass Lexecon y el cálculo de Econ One:

²⁵⁴ *Himpurna California Energy Ltd. c. PT (Persero) Perusahaan Listrik Negara*, laudo del 4 de mayo de 1999, párrs. 358 (“*The fact remains that it is riskier to enter into a 30-year venture in Indonesia that in more mature economies*”), 364 (“*there is the risk of default, not by intentional breach [...] but by default due to the larger forces – political, social, and in any event macroeconomic [...]. This is the fundamental issue of country risk, obvious to the least sophisticated businessman*”) y 370 (“*it is in the Arbitral Tribunal’s opinion likely that the claimant would have been obliged to allow a discount rate considerably in excess of 8.5% in order to find a willing purchaser*”), **RL-92**.

²⁵⁵ Econ One, párr. 53.

**Tabla 2 - Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) para EGSA
Comparación Entre Compass Lexecon y Econ One
a 1 de mayo de 2010**

	<u>Compass Lexecon</u> (1)	<u>Econ One</u> (2)
1. Tasa Libre de Riesgo	3,58%	4,36%
2. Prima de Riesgo de Mercado	5,00%	6,70%
3. Raw Beta	0,57	1,34
4. Relación de Deuda-Capital Propio en los EE.UU.	80,69%	133,27%
5. Alícuota Impositiva Marginal en los EE.UU.	40,00%	40,00%
6. Beta Des-apalancado y Ajustado	0,48	0,68
7. Relación de Deuda-Capital Propio en Bolivia	80,69%	56,04%
8. Alícuota Impositiva Marginal en Bolivia	25,00%	25,00%
9. Beta Apalancado [Fila 6 x (1 + (1 - Fila 8) x Fila 7)]	0,77	0,97
10. Prima de Riesgo País (bps)	701,73	1.052,60
11. Prima de Tamaño	-	6,28%
12. Costo del Capital Propio [Fila 1 + Fila 2 x Fila 9 + (Fila 10 / 10.000) + Fila 11]	14,45%	27,66%
13. Costo de la Deuda	7,88%	7,88%
14. Costo de la Deuda Despues de Impuestos [Fila 13 x (1 - Fila 8)]	5,91%	5,91%
15. Relación de Deuda-Capital Total [Fila 7 / (1+ Fila 7)]	44,66%	35,92%
16. Relación de Capital Propio-Capital Total [1 - Fila 15]	55,34%	64,08%
17. WACC (nominal) [Fila 14 x Fila 15 + Fila 12 x Fila 16]	10,63%	19,85%

256

272. Como muestra de la notable diferencia entre los peritos, podemos mencionar la divergencia de criterio en algo tan elemental como la tasa libre de riesgo aplicable:

- a. Compass Lexecon considera como *proxy* el rendimiento promedio de los bonos del tesoro de los Estados Unidos a 10 años durante los 12 meses anteriores a la fecha de valuación (3.58%) al considerarlo más representativo que el rendimiento de los bonos a 30 años²⁵⁷.
- b. Sin embargo, Compass Lexecon “olvida” mencionar que también podría haberse basado en los bonos a 20 años. Como explica Econ One, puesto que se están proyectando flujos sobre un periodo de 28 años y siguiendo la recomendación de Ibbotson/Morningstar (“*el horizonte del título del Tesoro seleccionado debe corresponder con el horizonte de lo que se está valuando*”), es más adecuado considerar la tasa libre de riesgo de los bonos a 20 años: 4.36%²⁵⁸.

²⁵⁶ Econ One, párr. 52.

²⁵⁷ Compass Lexecon, párr. 152; Econ One, párr. 54.

²⁵⁸ Econ One, párr. 56.

273. Por otro lado, Compass Lexecon selecciona una prima de riesgo de mercado intencionalmente baja (5%) y no considera, como sí hace Econ One, la prima de riesgo de mercado calculada por Ibbotson/Morningstar en marzo de 2010 que corresponde a la media aritmética de rendimientos anuales desde 1926 hasta 2009: 6,7%²⁵⁹.
274. Para calcular el coeficiente beta, que trata de medir la exposición de las acciones de una empresa al riesgo general de mercado, Compass Lexecon (pese a afirmar algo distinto) seleccionó 41 empresas sobre las que pidió un informe personalizado a Ibbotson/Morningstar, pero no explica cómo seleccionó esas empresas²⁶⁰. Tras analizar las empresas seleccionadas, Econ One pudo verificar que un gran número no eran comparables con EGSA. Por ello, Econ One realizó otra selección, explicando de forma detallada el procedimiento seguido para la selección de comparables, y solicitó un informe personalizado a Ibbotson/Morningstar. Econ One concluye que el factor beta a aplicar debe ser de 0,9, en lugar del coeficiente 0,77 calculado por Compass Lexecon²⁶¹.
275. Respecto de la prima de riesgo país, Compass Lexecon utiliza como *proxy* un índice de bonos de *deuda soberana* de mercados emergentes a partir del cual deriva una tasa de 701,7 puntos básicos²⁶². Sin embargo, como explica Econ One, “*el enfoque en la deuda soberana sólo constituye el primer paso en el cálculo del riesgo país [...] [e]l segundo paso es aplicar un ajuste para tomar en cuenta el riesgo adicional inherente a las acciones de las empresas de dicho país*”²⁶³. Compass Lexecon omite ese segundo paso, lo que explica la diferencia con Econ One (que calcula una prima de riesgo país de 1.052,6 puntos básicos).
276. Otro factor relevante en la determinación del costo del capital propio de una empresa es la llamada prima de tamaño, que refleja el hecho que empresas más pequeñas suelen producir “*mayores rendimientos para compensar por sus mayores riesgos*”²⁶⁴. Econ One demuestra que la prima aplicable a EGSA es de 6.28%. Por su

²⁵⁹ *Id.*, párr. 60.

²⁶⁰ *Id.*, párrs. 62-63.

²⁶¹ *Id.*, párrs. 68.

²⁶² Compass Lexecon, párr. 162.

²⁶³ Econ One, párr. 74.

²⁶⁴ *Id.*, párr. 75.

parte, Compass Lexecon “no incluye ninguna prima de tamaño en su análisis, con lo que obtiene una tasa de descuento menor”²⁶⁵.

277. El último factor considerado en el cálculo del WACC es la llamada estructura óptima de capital, que corresponde a relación deuda-capital ideal de una determinada empresa. Para realizar este cálculo, Compass Lexecon utiliza como proxy la estructura de capital promedio de las 41 empresas seleccionadas para el cálculo del beta. Con ello, Compass Lexecon olvida que “empresas en Bolivia en general no tienen la misma oportunidad de acceso a los mercados financieros que empresas en los Estados Unidos”²⁶⁶. Por su parte, Econ One utiliza “como proxy de la estructura de capital óptima la relación de deuda-capital propio calculada para empresas de energía en países emergentes, según datos publicados por el profesor Damodaran en 2010”, esto es, una relación de deuda-capital propio de 56,04%²⁶⁷.
278. Una vez considerados los distintos elementos que entran en el cálculo del WACC para efectos de la determinación de una tasa de descuento adecuada en este caso, Econ One concluye que la tasa a aplicar en el método FFD es de 19.85%.

* * *

279. Una vez corregidos todos los errores de las Demandantes y aplicada una tasa de descuento adecuada, el VJM de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA es nulo, como confirma Econ One:

descontados el flujo de fondos anual de 2010 a 2038 a la fecha de valuación, 1 de mayo de 2010, utilizando la tasa de descuento de 19,85%, el valor presente neto de dicho flujo de caja es de US\$91,3 millones. Esto representa el valor empresa de EGSA a 1 de mayo de 2010.

*Dado que a la fecha de valuación la deuda financiera de EGSA era de US\$92,7 millones (el mismo valor que usa Compass Lexecon), el valor del capital propio de las Demandantes al 1 de mayo de 2010 era negativo [...]*²⁶⁸.

²⁶⁵ Compass Lexecon, párr. 1161; Econ One, párr. 76.

²⁶⁶ Econ One, párr. 84.

²⁶⁷ *Id.*, párr. 85.

²⁶⁸ *Id.*, párrs. 87-88.

2.4.5 La tasa de interés aplicada por Compass Lexecon no es conforme con el estándar de los Tratados

280. Por instrucciones de las Demandantes, Compass Lexecon ha utilizado una tasa de interés equivalente al WACC 2010 de EGSA para actualizar sus cálculos desde la fecha de valuación (esto es, desde el 1 de mayo de 2010). De acuerdo con la instrucción recibida (y sin que emita su propia opinión económica independiente al respecto), Compass Lexecon aplicó una tasa de interés compuesto del 10.63% anual²⁶⁹. Esta tasa, como se demuestra a continuación, no es conforme al estándar de los Tratados.

281. El Tratado con los Estados Unidos, por una parte, prevé que:

*En caso de que el valor justo en el mercado se exprese en una moneda libremente utilizable, la indemnización pagadera no será inferior al valor justo en el mercado en la fecha de expropiación, más los intereses devengados desde la fecha de expropiación hasta la fecha de pago, a una tasa comercialmente justificada para esa moneda*²⁷⁰.

282. Por otra parte, el Tratado con el Reino Unido prevé que:

Dicha compensación deberá responder al valor de mercado de las inversiones de capital inmediatamente antes de la fecha de hacerse efectiva la expropiación o de hacerse pública la inminente expropiación cualquiera que sea la anterior, comprenderá los intereses conforme al tipo normal comercial o legal cualquiera que haya de aplicarse en el territorio de la Parte Contratante que efectuó la expropiación, hasta la fecha en que se efectuara el pago,²⁷¹

283. Aunque los Tratados no prevean la tasa (en porcentaje) que debe pagarse por concepto de interés, sí contienen los principios que deben ser tenidos en cuenta por el Tribunal Arbitral a la hora de determinar dicha tasa:

- a. Por una parte, la tasa debe ser “comercialmente justificada” para la moneda en la cual se debe pagar la indemnización; y
- b. Por otra parte, los intereses se calcularán “conforme al tipo normal comercial o legal [...] de la Parte Contratante que efectuó la expropiación”.

²⁶⁹ Compass Lexecon, párrs. 3 y 7.

²⁷⁰ Tratado con los Estados Unidos, art. III(3) (el resaltado es nuestro), **C-17**.

²⁷¹ Tratado con el Reino Unido, art. V(1) (el resaltado es nuestro), **C-1**.

284. En *primer lugar*, las Demandantes pretenden sustraerse a la aplicación de estas disposiciones; ni siquiera afirman que la tasa que han instruido a su experto aplicar sea comercialmente o legalmente justificada para una demanda formulada en US\$. La carga de la prueba pesa sobre las Demandantes.
285. En *segundo lugar*, el WACC no es una tasa de interés comercialmente justificada. Como explica el Dr. Flores, “*en términos económicos, se entiende por tasas de interés comerciales las tasas a las cuales bancos comerciales prestan fondos a empresas, generalmente a corto plazo*”. Estas tasas, agrega, “*se establecen añadiendo un margen porcentual a una tasa de referencia tal como el Tipo de Interés Interbancario del Mercado de Londres (“LIBOR”, por las siglas en inglés de London Interbank Offered Rate)*”.
286. Conviene recordar que el WACC calculado por las Demandantes es 10.63% mientras que, por ejemplo, la tasa LIBOR a 1 año entre mayo de 2010 y octubre de 2012 ha promediado 0.9%. Lo que pretenden las Demandantes, simplemente, es obtener un rendimiento muy superior al que ofrece el mercado y, sobre todo, sin riesgo alguno. Esto es, simplemente, una muestra más del abuso que pretenden perpetrar las Demandantes ante este Tribunal Arbitral.
287. *En cualquier caso*, como explica el Dr. Flores, utilizar el WACC como tasa de interés constituye una falacia económica y, por ende, no puede ser aceptada por el Tribunal Arbitral. En efecto, el WACC, que representa el costo de oportunidad del capital, ya incluye una rentabilidad para compensar el riesgo de la inversión. Al nacionalizar EGSA, el Estado dispensó a las Demandantes de los riesgos asociados con su supuesta inversión. Por lo tanto, actualizar el cálculo del VJM con base en el WACC conllevaría a sobrecompensar a las Demandantes (remunerándolas por un riesgo inexistente). Citando la obra del Profesor Fisher, Econ One concluye que “*los intereses previos al juicio se deben otorgar a la tasa de interés libre de riesgo*”²⁷².
288. *Por último*, el Tribunal Arbitral deberá aplicar una tasa de interés simple. En primer lugar, porque las Demandantes no demuestran (más allá de afirmar) por qué tendría derecho a una tasa de interés compuesta. En segundo lugar, porque, como señaló el

²⁷² Econ One, párr. 135.

tribunal en el caso *CME*: “in respect of international law, arbitral tribunals in the past awarded compound interest infrequently”²⁷³.

289. En efecto, los comentarios a los Artículos de la CDI sobre la responsabilidad de los Estados confirman que:

The general view of courts and tribunals has been against the award of compound interest, and this is true even of those tribunals which hold claimants to be normally entitled to compensatory interest. For example, the Iran-United States Claims Tribunal has consistently denied claims for compound interest, including in cases where the claimant suffered losses through compound interest charges on indebtedness associated with the claim. In R.J. Reynolds Tobacco Co. v. The Government of the Islamic Republic of Iran, the tribunal failed to find:

any special reasons for departing from international precedents which normally do not allow the awarding of compound interest. As noted by one authority, “[t]here are few rules within the scope of the subject of damages in international law that are better settled than the one that compound interest is not allowable” ... Even though the term “all sums” could be construed to include interest and thereby to allow compound interest, the Tribunal, due to the ambiguity of the language, interprets the clause in the light of the international rule just stated, and thus excludes compound interest.

[...] The preponderance of authority thus continues to support the view expressed by Arbitrator Huber in the British Claims in the Spanish Zone of Morocco case:

*the arbitral case law in matters involving compensation of one State for another for damages suffered by the nationals of one within the territory of the other ... is unanimous ... in disallowing compound interest. In these circumstances, very strong and quite specific arguments would be called for to grant such interest*²⁷⁴.

290. Por estas razones, el Tribunal Arbitral debe, en caso de condenar al Estado a pagar una indemnización, utilizar una tasa de interés simple acorde con el estándar de los Tratados.

²⁷³ *CME Czech Republic B.V. c. República Checa* (CNUDMI), laudo del 14 de marzo de 2003, párr. 644, **CL-27**.

²⁷⁴ Comentarios a los Artículos de la CDI sobre la responsabilidad de los Estados, comentario al Artículo 38, párr. 8, Resolución AGNNUU 56/83 del 12 de diciembre de 2001, **CL-21**.

3. LOS NUEVOS RECLAMOS CARECEN DE FUNDAMENTO FÁCTICO Y JURÍDICO

291. Los Nuevos Reclamos de las Demandantes relativos a (i) los precios *spot* de la electricidad; (ii) la remuneración por potencia o capacidad (PBP) y (iii) los dos motores *Worthington*²⁷⁵ son reclamos frívolos, introducidos de manera oportunista por las Demandantes por primera vez en su Memorial de Demanda. Bolivia ya ha demostrado que dichos reclamos no deben ser parte de este arbitraje por los diversos motivos desarrollados en las Objeciones presentadas por el Estado²⁷⁶.
292. Si, *par impossible*, el Tribunal Arbitral decide que tiene jurisdicción bajo los Tratados sobre los Nuevos Reclamos, Bolivia demostrará a continuación que ninguno de ellos constituye un incumplimiento de los Tratados. En particular, la modificación del marco legal relativo a los precios *spot* no constituye una violación de los estándares de trato bajo los Tratados (3.1), los plazos de los recursos de EGSA ante la Corte Suprema de Justicia de Bolivia con relación al PBP no violan la obligación de Bolivia de ofrecer medios eficaces bajo los Tratados y el derecho internacional (3.2) y Bolivia nunca expropió los dos motores *Worthington* (3.3).
293. Ante la inexistencia de violaciones de los Tratados o el derecho internacional, las Demandantes no tienen derecho a recibir compensación financiera alguna. Sin embargo, si el Tribunal Arbitral considera que hubo violación de los Tratados o el derecho internacional (*quod non*), Bolivia demostrará, con relación a cada uno de los Nuevos Reclamos, que la justa compensación es muy inferior a la reclamada por las Demandantes.

3.1 La modificación del marco legal relativo al precio *spot* de la energía no constituye una violación de los estándares de trato bajo los Tratados

294. El Nuevo Reclamo de las Demandantes relativo al precio *spot* de la energía eléctrica surge de una reforma en 2008 que excluyó del método de cálculo de dicho precio los costos de generación de las unidades generadoras más ineficientes y que aportaban muy poca potencia al sistema eléctrico del país (es decir, las unidades que operan con diesel y que generaban menos de 1% de la potencia máxima registrada en 2007).

²⁷⁵ Memorial de Demanda, párrs. 111-113 y 167 y Secciones IV(B) y (C).

²⁷⁶ Objeciones, Secciones 5, 6, 7 y 8.

295. Dicha reforma no impidió a EGSA continuar operando en Bolivia (incluso, según las propias Demandantes, con beneficios), ni tampoco generó reclamo alguno por parte suya ante las autoridades o cortes bolivianas. Y no podía ser de otro modo pues los hechos demuestran que la reforma de 2008 no modificó el nivel de ingresos de EGSA por efecto de la estabilización de tarifas vigente desde 2003.
296. Las Demandantes alegan, por primera vez, en su Memorial de Demanda de marzo de 2012 (esto es, 4 años más tarde), que dicha reforma de 2008 habría violado los estándares de trato justo y equitativo, de plena protección y seguridad y la obligación de Bolivia de no menoscabar las inversiones mediante medidas irrazonables bajo los Tratados. El objetivo de las Demandantes con dichos reclamos tardíos, artificiales y sin sustento es claro: inflar el monto de la compensación que reclaman por la Nacionalización, dando a entender que sufrieron un daño, lo que es falso. La protección otorgada por los tratados de inversión no debe servir para este tipo de tácticas abusivas²⁷⁷.
297. *Ex abundante cautela*, Bolivia demostrará a continuación que los reclamos relativos al precio *spot* de la energía son, además, infundados. En un primer momento, Bolivia describirá el contexto fáctico que permitió y justificó el cambio regulatorio que excluyó a las unidades generadoras menos eficientes del cálculo de los precios *spot* (3.1.1). Tras ello, Bolivia demostrará que, a la vista de los hechos relatados, Bolivia no violó su obligación de ofrecer un trato justo y equitativo a la supuesta inversión de las Demandantes (3.1.2), brindar a dicha inversión protección y seguridad plenas (3.1.3) y no menoscabar su administración o dirección, mantenimiento, funcionamiento, uso, explotación, goce o enajenación por medio de medidas irrazonables (3.1.4). Por último, ante la inexistencia de violación de los estándares de trato bajo los Tratados, las Demandantes no tienen derecho a ninguna compensación. Si, *par impossible*, el Tribunal Arbitral considerase que el cambio normativo relativo a los precios *spot* violó alguno de los estándares de trato bajo los Tratados, Bolivia demostrará, como confirma Econ One, que el monto de la compensación reclamado por las Demandantes bajo los Tratados y el derecho internacional es exagerado (3.1.5).

²⁷⁷ Ver Objeciones, Secciones 5, 6 y 8.

3.1.1 El cambio regulatorio en la determinación del precio *spot* de la electricidad en Bolivia

298. La determinación del precio *spot* de la energía eléctrica en Bolivia resulta de un complejo marco regulatorio que se ha venido perfeccionando desde la aprobación de la Ley de Electricidad en 1994, buscando en todo momento asegurar la eficiencia tarifaria (es decir, menores costos e impacto ambiental) (3.1.1.1). Este régimen, además, se complementa con iniciativas para garantizar la estabilidad de las tarifas para los consumidores, con la creación de fondos de estabilización (algo que las Demandantes “olvidan”) (3.1.1.2) y medidas que garantizan que los usuarios con menores recursos tengan acceso a la energía eléctrica, como la Tarifa Dignidad (3.1.1.3).

3.1.1.1 El marco regulatorio que determina el cálculo del precio *spot* siempre ha buscado garantizar la eficiencia tarifaria

299. Como Bolivia explicó en sus Objeciones²⁷⁸, en 1994, la Ley de Electricidad estableció el marco legal para el sector eléctrico boliviano. La Ley de Electricidad, entre otros aspectos, (i) creó la SSDE²⁷⁹; (ii) creó el CNDC, sometido a la fiscalización de la SSDE²⁸⁰; (iii) dispuso la concesión de licencias operacionales por la SSDE²⁸¹; (iv) estableció el marco general para el cálculo y aplicación de precios y tarifas por el CNDC²⁸²; y (v) autorizó la privatización de empresas eléctricas estatales, mediante el procedimiento de capitalización²⁸³.

300. Entre otras funciones que la Ley de Electricidad encomendó al CNDC, se encontraban las de: (i) “[c]alcular los precios de Nodo del [SIN], de acuerdo a lo

²⁷⁸ Ver Objeciones, párrs. 210-212; y Quispe, párrs. 8-24.

²⁷⁹ Ley de Electricidad, art. 12, C-5. En 2009, fue creada la AE, entidad supeditada al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, en lugar de la SSDE, Quispe, párr. 23.

²⁸⁰ Ley de Electricidad, art. 18 (“[E]l Comité Nacional de Despacho de Carga, responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional. Las funciones y organización de dicho Comité, en todo aquello no previsto en la presente ley, serán establecidas en reglamento. El Comité estará conformado por un representante de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución, respectivamente, un de los Consumidores No Regulados y el representante de la Superintendencia de Electricidad, en las condiciones que establecerá el reglamento.”), C-05.

²⁸¹ *Id.*, arts. 22-44.

²⁸² *Id.*, arts. 45-55.

²⁸³ *Id.*, art. 70.

dispuesto en la presente ley y presentarlos a la [SSDE] para su aprobación”²⁸⁴ y (ii) “[d]ictar normas operativas, obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot [...]”²⁸⁵.

301. Si bien la Ley de Electricidad “estableció los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional”²⁸⁶, el desarrollo de procedimientos detallados para la fijación de dichos precios y tarifas fue delegado a la reglamentación específica incluida en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista del 28 de junio de 1995 (“**ROME 1995**”) y, más específicamente, en el Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad (dictado conjuntamente con el ROME 1995) (el “**RPT 1995**”) ²⁸⁷, los cuales remitían, a su vez, a las normas operativas que podía dictar el CNDC.
302. El artículo 63 del ROME 1995 y, con mayor precisión, el RPT 1995, dispusieron que la remuneración por energía a los distribuidores en el mercado *spot* (esto es, el mercado de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo, no contempladas en contratos de suministro) debía ser calculada por el CNDC multiplicando la energía horaria inyectada por cada central de generación a la red por el Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía²⁸⁸. A su vez, este Costo Marginal se definía como “el costo [...] para suministrar un kilovatio-hora (kwh) adicional de energía, a un determinado nivel de demanda de potencia y *CONSIDERANDO* fijo el parque de generación y transmisión [...]”²⁸⁹. Este costo, por lo tanto, era determinado por la última unidad generadora que entraba en operación en un momento dado para abastecer la demanda de potencia programada por el CNDC de forma diaria, también llamada Unidad Generadora Marginal²⁹⁰.

²⁸⁴ Ley de Electricidad, art. 19(d), **C-5**.

²⁸⁵ ROME 1995, art. 3(h), **R-27**.

²⁸⁶ Ley de Electricidad, art. 1, **C-5**.

²⁸⁷ RPT 1995, **R-28**.

²⁸⁸ ROME 1995, art. 63, **R-27**; y RPT 1995, **R-28**.

²⁸⁹ ROME 1995, art. 1, **R-27**.

²⁹⁰ *Id.*, art. 1, (“Unidad Generadora Marginal. Es la última Unidad Generadora en condiciones de satisfacer un incremento de demanda, despachada por el [CNDC] de acuerdo con los procedimientos establecidos en el presente Reglamento”).

303. Puesto que el objetivo de la programación diaria por el CNDC (o predespacho) es “satisfacer la demanda al mínimo costo total”²⁹¹, las primeras unidades generadoras llamadas a abastecer la demanda son las más eficientes económicamente – las centrales hidroeléctricas – y las últimas en suministrar energía al sistema son las menos eficientes (las que consumen diesel). Por lo tanto, la Unidad Generadora Marginal va cambiando a medida que la demanda horaria aumenta y es necesario incorporar al sistema unidades menos eficientes para satisfacer la demanda.
304. Cuanto menos eficiente sea la Unidad Generadora Marginal, mayor es el precio *spot* (como sucede, por ejemplo, en las franjas horarias en las que existe una mayor demanda de electricidad u hora punta), lo que tiene un efecto perverso pues tiende a incentivar a los generadores a mantener unidades de generación ineficientes (como son las que operan con diesel – unidades dual) en lugar de sustituirlas por unidades más eficientes. Esto explica por qué el mercado eléctrico no es un mercado perfectamente competitivo, como ilustra Econ One²⁹², “en vez de generar energía limpia y precios más bajos para los consumidores, el mercado eléctrico puede generar resultados ineficientes, con generadoras que eviten o retrasen por tanto tiempo como sea posible la sustitución de unidades más ineficientes y más caras de operar por unidades más eficientes y más baratas de operar”²⁹³.
305. En efecto, como explica el Ing. Paz con base en datos reales:

La tabla a continuación muestra, para esas mismas unidades disponibles, su potencia, qué porcentaje de la potencia total disponible representan y el costo (en dólares por MWh) del combustible que consumen para operar. Como puede verse, cuando los motores dual de EGSA entran a operar, el costo de referencia para el cálculo del precio spot pasa de USD 15.45/MWh a USD 41.96/MWh (un incremento del 271%):

²⁹¹ *Id.*, art. 41, (“El objetivo de la programación diaria o predespacho, es programar en forma integrada la operación del Mercado, de forma tal de abastecer la demanda al mínimo costo total, satisfaciendo el nivel de desempeño mínimo preestablecido. Se incluyen en esta programación, los compromisos de importación y exportación resultantes de los intercambios de electricidad acordados y los contratos vigentes con Agentes de países interconectados”).

²⁹² Econ One, párrs. 103 – 109.

²⁹³ *Id.*, párr. 109.

Central/Unidades	Potencia (MW)	%	Combustible (US\$/MWh)
Hidroeléctricas	478.14	38%	Costo cero
Guabirá (Biomasa)	21.00	2%	Costo cero
Bulo Bulo	89.64	7%	10.95
Carrasco	111.86	9%	12.42
EGSA - GCH 9-10-11	190.17	15%	12.60
EGSA - ARJ	29.69	2%	13.80
EGSA - KAR	13.91	1%	14.23
Entre Ríos	105.36	8%	12.81
Valle Hermoso	74.23	6%	14.75
KENKO	18.62	1%	14.95
EGSA - GCH Otras Unidades	124.10	10%	15.54
EGSA - ARJ motores dual	8.10	1%	41.96

Fuente: Elaboración propia con datos CNDC, Informe Precios de Nodo Mayo-Octubre/2010

Esto explica por qué EGSA mantenía en la planta Aranjuez los motores dual más antiguos (ARJ-1, ARJ-2 y ARJ-3), que tenían más de 30 años y habían sobrepasado su vida útil, en lugar de sustituirlos por unidades más eficientes. Como consta en las tablas que incluyo al inicio de esta declaración, esos tres motores aportaban una potencia efectiva en sitio de tan solo 2.7 MW cada uno y los otros motores dual (ARJ-4, ARJ-5, ARJ-6 y ARJ-7) ya habían sido retirados cuando se produjo la nacionalización²⁹⁴.

306. En 1999, la SSDE y EGSA firmaron los contratos de licencia operacional para las centrales eléctricas de Guaracachi, Karachipampa y Aranjuez²⁹⁵. Estas Licencias concedieron a EGSA un plazo de 30 años para actividades de generación eléctrica bajo el compromiso de (i) cumplir con todas las disposiciones legales que le sean aplicables; (ii) acatar todas las disposiciones e instrucciones que imparta la SSDE en el marco del sistema SIRESE; y (iii) cumplir con todas las disposiciones del CNDC²⁹⁶.
307. Tras la firma de las Licencias, la CNDC adoptó la Norma Operativa N° 3 (“Procedimiento para la Determinación de Costos Marginales”), promulgada mediante Resolución de la SSDE N° 266/1999 del 7 de diciembre de 1999 (la “Norma Operativa N° 3 1999”)²⁹⁷. Esta Norma Operativa N° 3 1999 dispuso que unidades podrían ser Unidad Generadora Marginal y cómo calcular el costo marginal del sistema. Respecto del primer punto, esta norma preveía que podrían ser

²⁹⁴ Paz, párrs. 89 – 90.

²⁹⁵ Contrato de Licencia para Generación en la Central Aranjuez de 22 de julio del 1999, C-23; Contrato de Licencia para Generación en la Central Guaracachi de 24 de marzo del 1999, C-22; Contrato de Licencia para Generación en la Central Karachipampa de 22 de julio del 1999, C-24, (las “Licencias”).

²⁹⁶ Licencias, Cláusulas Vigésima Octava, Vigésima Novena, Trigésima y Trigésima Primera.

²⁹⁷ Resolución SSDE No. 226 del 7 de diciembre de 1999, C-76.

candidatas a Unidad Generadora Marginal todas las unidades térmicas (con excepción de las térmicas forzadas, como se explica a continuación) que estuviesen operando en las horas en punto (lo que excluye las unidades en procesos de carga, parada u otra condición especial en ese momento).

308. El artículo de la Norma Operativa N° 3 relativo a la elección de unidades candidatas a ser Unidad Generadora Marginal fue modificado, por primera vez, en 2000, mediante Resolución SSDE N° 021/2000 de 10 de marzo (la “**Norma Operativa N° 3 2000**”)²⁹⁸.
309. Pasados 6 años desde el ROME 1995 y el RPT 1995, se adaptó el régimen tarifario mediante Decreto Supremo No. 26093 de 2 de marzo de 2001 en el que se publicó un nuevo ROME (el “**ROME 2001**”) con el objetivo, entre otros, de “*promover el desarrollo eficiente del sector eléctrico*” y “*establecer una relación entre la remuneración por potencia y energía en función de la disponibilidad de las unidades generadoras*”²⁹⁹.
310. El ROME 2001 modificó el ROME 1995 en varios aspectos relacionados con el cálculo del precio *spot* de la electricidad. Si bien seguía disponiendo que el precio sería calculado multiplicando la cantidad de energía suministrada por el costo marginal de corto plazo (dado por la Unidad Generadora Marginal), modificó la definición del costo marginal para excluir las unidades de “generación forzada”. Así, el artículo 1 del ROME 2001:
- a. Dispuso que el Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía “[s]e calculará, como el costo de la generación requerida por el despacho económico [del CNDC], excluyendo la generación forzada por restricciones de acuerdo a lo definido en este Reglamento”³⁰⁰.
 - b. Incluyó, como nueva definición, el concepto de “Unidad Generadora Forzada”: “[e]s la unidad que resulta generando en forma obligada debido a

²⁹⁸ Resolución SSDE No. 021 del 10 de marzo de 2000, **R-29**.

²⁹⁹ ROME 2001, Tercer y Cuarto “Considerandos”, **C-85**.

³⁰⁰ *Id.*, art. 1 (el resaltado es nuestro).

requerimientos de desempeño mínimo en un área, desplazando generación de menor costo en el sistema”³⁰¹.

311. El ROME 2001 modificó, en consecuencia, la fórmula de cálculo de la remuneración a los generadores por transacciones en el mercado *spot*, excluyendo de la fórmula de cálculo la energía eléctrica correspondiente a generación forzada o reserva fría³⁰²:

Artículo 67.- (REMUNERACION POR ENERGIA). Al finalizar el mes, el [CNDC] calculará para cada Central la remuneración total por energía despachada, como la integración en el período de la energía horaria inyectada al Sistema Troncal de Interconexión multiplicada por el Costo Marginal de Energía Horario en el nodo. Para la energía correspondiente a generación forzada o energía generada por unidades asignadas al servicio de Reserva Fría, el Generador recibirá como remuneración su valorización a su costo variable³⁰³.

312. Junto con el ROME 2001, se emitió un nuevo Reglamento de Precios y Tarifas mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 (el “**RPT 2001**”)³⁰⁴.
313. Seguidamente, el CNDC adoptó una nueva Norma Operativa N° 3 con importantes modificaciones, aparentes desde el título mismo de la norma: “*Determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación de Costos de Energía*”. Tras varios intercambios entre la SSDE y el CNDC respecto del nuevo texto, la versión final fue promulgada mediante Resolución SSDE N° 014/2003 del 7 de febrero de 2003 (“**Norma Operativa N° 3 2003**”)³⁰⁵.
314. Esta Norma Operativa N° 3 2003 incluyó nuevas reglas relativas a, por ejemplo, la determinación de las unidades candidatas a ser marginales (Regla 9), la determinación de la unidad marginal (Regla 10), la determinación de las unidades en operación forzada (Regla 11), etc. Además, creó varias categorías de unidades de generación en función de su régimen de operación (Regla 7) y estableció, para cada uno de esos regímenes (centrales hidroeléctricas, unidades en operación forzada,

³⁰¹ *Id.*, art. 1.

³⁰² Paz, párr. 132.

³⁰³ ROME 2001, art. 67 (el resaltado es nuestro), **C-85**.

³⁰⁴ RPT 2001, **C-86**.

³⁰⁵ Resolución SSDE No. 14 del 7 de febrero de 2003, **C-97**.

unidades de Reserva Fría, unidades en Régimen de Transición y el resto de las Unidades Térmicas), una remuneración distinta por energía (Regla 12).

315. El Nuevo Reclamo de las Demandantes relativo al precio *spot* surge de una nueva reforma de la Norma Operativa N° 3 aprobada en el año 2008 mediante Resolución SSDE No. 283/2008 (la “**Norma Operativa N° 3 2008**”)³⁰⁶.
316. Esta reforma tenía por objetivo corregir algunos excesos tarifarios que se producían bajo la regulación anterior con el fin de perfeccionar el sistema tarifario de acuerdo con el principio de eficiencia de suministro a precio mínimo (establecido en el artículo 3° de la Ley de Electricidad³⁰⁷) y las políticas de protección ambiental y acceso universal dictadas por el Plan Nacional de Desarrollo.
317. Esta modificación partió de la constatación del efecto perverso que tenía el método de cálculo del precio de la electricidad vigente hasta entonces: en las horas de mayor demanda, las unidades de generación más ineficientes (tanto en términos de costos – siendo el diesel más caro que el gas – como de daño al medioambiente) y que aportaban muy poca potencia al sistema, se convertían en Unidad Generadora Marginal y dictaban el precio que cobrarían todos los generadores por cada Kw/h aportado al sistema.
318. Como consecuencia, el precio de la energía cuando mayor producción se estaba aportando al sistema se disparaba, sin ninguna relación con el costo real de la electricidad producida por las demás unidades de generación. Esto generaba un “*windfall profit*” para los generadores, creaba un incentivo perverso (como explican el Ing. Paz y Eco One³⁰⁸) y, de forma correspondiente, perjudicaba a los consumidores.
319. Esta situación fue evidenciada por los órganos reguladores del mercado eléctrico. En un informe del 21 de mayo de 2008, por ejemplo, el Director del Mercado Eléctrico Mayorista alertó al Superintendente de Electricidad que “*se ha visto que la operación de unidades generadoras térmicas Dual, por su tecnología (gas-diesel), tienen (sic) un costo de producción elevado respecto a las unidades a Gas natural, y*

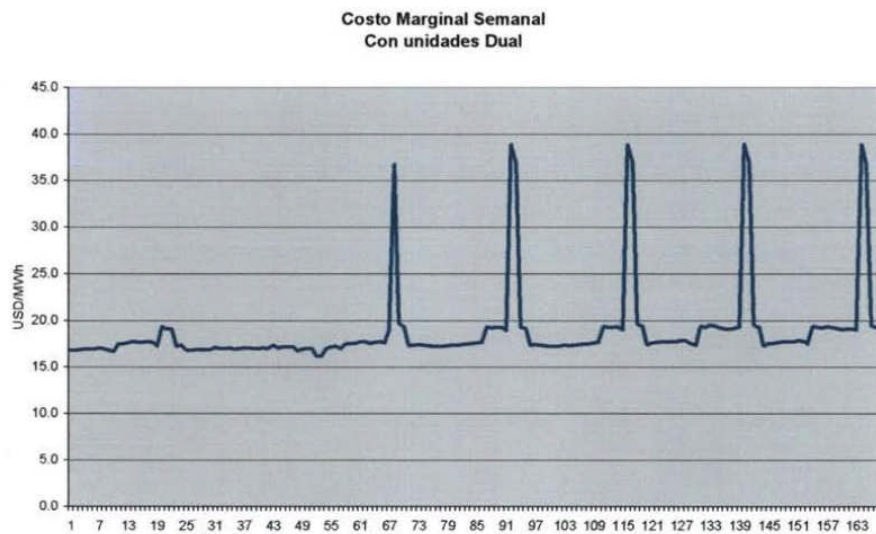
³⁰⁶ Resolución SSDE No. 283 del 29 de agosto de 2008, **C-160**.

³⁰⁷ Ley de Electricidad, art. 3 (“*El principio de eficiencia obliga a la correcta y óptima asignación y utilización de los recursos en el suministro de electricidad a **costo mínimo***” (el resaltado es nuestro) **C-5**).

³⁰⁸ Paz, párrs. 89-90; y Econ One, párrs. 103-109.

cuya potencia efectiva no supera los 3MW, y ocasiona un incremento significativo en el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía, para todo el parque generador”³⁰⁹.

320. El análisis técnico en cuestión era revelador: en una semana del mes de noviembre de 2007, por ejemplo, los precios de la energía en las horas punta pasaban de 18 US\$/MWh a 38US\$/MWh por el ingreso de las unidades dual. En otras palabras, el precio se multiplicó por 2 al incluir este tipo de unidades al despacho de carga. El siguiente gráfico, que es parte de dicho informe, ilustra esta increíble variación³¹⁰:

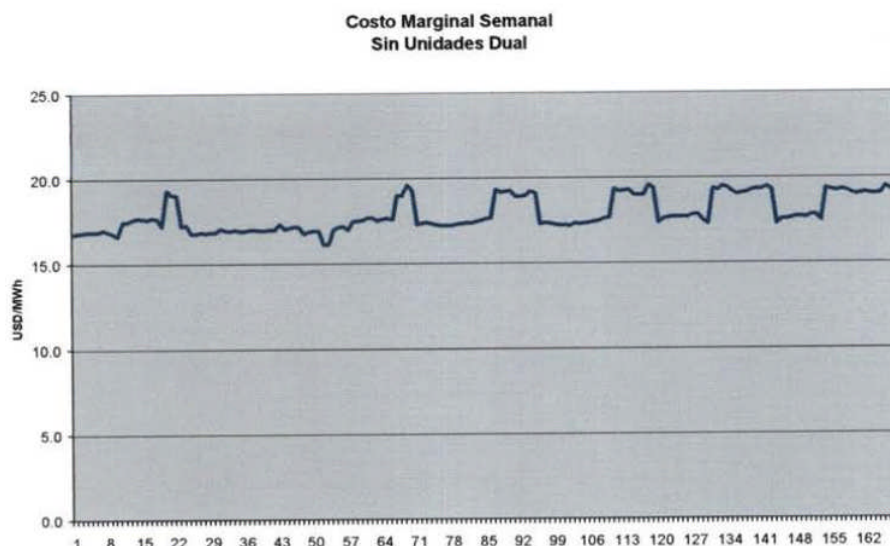


321. Al excluir las unidades generadoras dual del despacho de carga en la misma muestra horaria, se limitaba la variación de los precios en hora punta (que no llegarían a los 20 US\$/MWh)³¹¹:

³⁰⁹ Informe DMY No. 087/2008 del 21 de mayo de 2008, punto 3.1, **R-86**.

³¹⁰ *Id.*, punto 3.1.

³¹¹ *Id.*, pág. 4.



322. Esta situación, indicaba el informe, era “*más crítica si consideramos que estas unidades debido a su costo normalmente operan en el período de máxima demanda (Bloque Punta) con 900 MW*” y su “*potencia efectiva no supera[ba] los 3 MW*”³¹². En otras palabras, el costo marginal semanal al incluir los motores dual al despacho de carga se incrementaba en un 110%, a pesar de que dichos motores apenas aportaban un 0.3% de la electricidad que requería el parque generador y el 1.9% del total de la potencia efectiva disponible³¹³.
323. Por esta razón, dicho informe concluyó que era “*necesario establecer mediante Decreto Supremo un valor mínimo de capacidad para la determinación de la Unidad Generadora Marginal*” y presentó un borrador a la SSDE³¹⁴.
324. El 11 de junio de 2008, el Ejecutivo aprobó el Decreto Supremo N° 29599 del 11 de junio de 2008 (el “**DS 29599**”)³¹⁵:

CONSIDERANDO:

[...]

³¹² Informe DMY No. 087/2008 del 21 de mayo de 2008, punto 3.1 **R-86**.

³¹³ La potencia efectiva del país correspondía a 680.9 MW de los cuales tan sólo 13.5 MW eran aportados por las unidades dual, ver Informe DMY No. 087/2008 del 21 de mayo de 2008, pág. 5, **R-86**.

³¹⁴ Informe DMY No. 087/2008 del 21 de mayo de 2008, pág. 4, **R-86**.

³¹⁵ Decreto Supremo No. 29599 del 11 de junio de 2008, **C-154**.

Que los costos de generación que son de referencia para la determinación de la remuneración en el sistema eléctrico, deben estar asociados necesariamente a la participación relativa a cada una de las unidades generadoras respecto a la producción del parque generador, de forma tal que dichos costos sean representativos del costo promedio en el que el sistema incurre, razonamiento que no se cumple a (sic.) momento del ingreso de unidades marginales que además utilizan combustibles costosos, aspecto que no es compatible con el Principio de Eficiencia consagrado en la Ley No. 1604 [de Electricidad].

Que el Plan Nacional de Desarrollo, establece el cambio de la matriz energética desplazando el consumo de combustibles líquidos para la generación de electricidad, por razones económicas y ambientales.

EN CONSEJO DE MINISTROS,

DECRETA:

ARTICULO UNICO.-

I. Para la determinación de la remuneración de la generación de electricidad en el [SIN], las unidades generadoras que utilicen combustible líquido y cuya potencia no supere el mínimo establecido, tendrán el mismo tratamiento que el de las unidades forzadas de acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 1 y 63 del [ROME 2001];

II. La potencia mínima a la que se hace referencia en el numeral anterior, inicialmente será de uno por ciento (1%) de la potencia de punta máxima registrada en el sistema durante la gestión 2007. Dicho porcentaje podrá ser modificado por la [SSDE] a partir de un estudio y mediante Resolución Administrativa expresa.

III. Las unidades generadoras que utilicen combustible líquido y cuya participación no supere el mínimo establecido en el Parágrafo II del presente Decreto Supremo, serán remuneradas como generación forzada de acuerdo a lo señalado en el Artículo 67 del [ROME 2001]³¹⁶.

325. Por lo tanto, tan sólo aquellas unidades generadoras que, de forma *cumulativa*, reunían las dos condiciones previstas en el DS 29599 (esto es, utilización de combustible líquido – como el diesel – y con potencia menor al 1% de la potencia máxima registrada en 2007) dejarían de ser candidatas a ser Unidad Generadora Marginal. Simplificando, este Decreto eliminó de la fórmula de cálculo las unidades de generación que distorsionaban el precio *spot* de la electricidad. Esto, a su vez, debía servir de incentivo para que las empresas generadoras sustituyeran los generadores diesel obsoletos por unidades más eficientes.
326. Este es el cambio normativo que las Demandantes califican de “manipulación” en violación de las obligaciones internacionales de Bolivia.

³¹⁶ Decreto Supremo No. 29599 del 11 de Junio de 2008, art. Único (el resaltado es nuestro), C-154.

327. No es cierto, al contrario de la impresión que quieren crear las Demandantes, que existiera un régimen uniforme de remuneración para todas las unidades de generación del país³¹⁷. Tampoco es cierto que hasta 2008 todas las unidades de generación térmica fueran candidatas a ser Unidad Generadora Marginal³¹⁸.
328. A diferencia de lo que afirman las Demandantes³¹⁹, la implementación del DS 29599 en la nueva Norma Operativa N° 3 2008 contó con la participación activa de todos los actores del mercado eléctrico. En efecto, pocos días después de la aprobación del DS 29599, el CNDC se reunió, el 30 de junio de 2008, para analizar y aprobar el proyecto de Norma Operativa N° 3 preparado por la Unidad Operativa del CNDC (“**Proyecto de Norma Operativa N° 3 2008**”). Como las Demandantes saben, el CNDC está conformado por un representante de cada uno de los actores del mercado eléctrico boliviano. En palabras de la misma Rurelec: “*CNDC is made up of representatives of each sector within the market (generators, transmitters, distributors) and is presided over by a representative of the Electricity Superintendency*”³²⁰.
329. Durante su sesión No. 236, el CNDC, a pesar de lo oposición del representante de las generadoras, aprobó el Proyecto de Norma Operativa N° 3 2008 mediante Resolución CNDC No. 236 del 30 de junio de 2008³²¹, la cual fue remitida a la SSDE para su aprobación mediante Resolución SSDE N° 283 de 29 de agosto de 2008³²². Vale la pena recordar que, según lo dispuesto por el artículo 2 del ROME 2001, las decisiones del CDNC se aprueban por mayoría simple de votos³²³. La

³¹⁷ Memorial de Demanda, párr. 190.

³¹⁸ *Id.*, párr. 191.

³¹⁹ *Id.*, párr. 14; y Aliaga, párr. 37.

³²⁰ Memorando ante la Bolsa de Valores de Londres para la emisión de acciones de Rurelec del 13 de diciembre de 2005, pág. 9, **R-63**. En el mismo sentido, el Dr. Carlos Quispe explica que “*Es importante resaltar que [el CNDC] estaba confirmado y controlado, mayoritariamente, por representantes de las empresas controladas y los consumidores no regulados. Así, el artículo 18 de la Ley de Electricidad preveía que el CNDC estaría conformado por tres representantes de las empresas controladas (generación, transmisión y distribución), un representante de los consumidores no regulados (que son, para efectos prácticos, las grandes industrias) y un representante de la Superintendencia de Electricidad*”, Quispe, párr. 14. Ver también, Paz, párr. 85.

³²¹ Acta de la Sesión No. 236 del CNDC del 30 de junio de 2008, **R-87**.

³²² Resolución SSDE No. 283 del 29 de agosto de 2008, **C-160**; y Memorial de Demanda, párr. 191.

³²³ ROME 2001, art. 2, **C-85**.

Norma Operativa N° 3 2008, por lo tanto, no sólo fue consultada con las empresas del sector eléctrico, sino que fueron ellas mismas quienes la aprobaron³²⁴.

3.1.1.2 *La estabilización de las tarifas de electricidad en 2003 mediante el Decreto Supremo N°. 27302*

330. En el marco de la Ley de Electricidad y el RPT 2001, el 23 de diciembre de 2003, fue promulgado el Decreto Supremo N° 27302 (“**DS 27302**”) que “*establec[ió] medidas que permitan estabilizar las tarifas de electricidad*”³²⁵. El objetivo de dicho Decreto, según sus antecedentes, era “*establecer medidas que atenúen las variaciones de costos y precios para evitar variaciones significativas de las tarifas de distribución*”³²⁶.

331. De conformidad con el DS 27302, la variación semestral del valor de las tarifas que deberán pagar los consumidores de energía eléctrica no podría superar el 3%, independientemente de las variaciones de precios del Mercado Eléctrico Mayorista o las variaciones en los precios de distribución³²⁷. Para tal fin, se ordenó a la SSDE a determinar, en forma semestral, los factores de estabilización que deberán ser aplicados a los precios de nodo vigentes para obtener los precios de energía y potencia estabilizados³²⁸.

332. En otras palabras, si en un determinado período la diferencia entre el precio de generación y distribución de energía eléctrica llegase a superar el 3% de la tarifa hasta entonces aplicable al consumidor final, la tarifa no podría incrementarse más allá de un 3% y la diferencia pasaría (en positivo o negativo) a un fondo de estabilización cuyos titulares serían las empresas generadoras y distribuidoras. Es llamativo que las Demandantes no mencionen este hecho.

³²⁴ Quispe 2, párr. 13.

³²⁵ Decreto Supremo No. 27302 de 23 del diciembre de 2003, art. 1, **R-85**.

³²⁶ *Id.*, Tercer “Considerando”.

³²⁷ *Id.*, art. 2.

³²⁸ *Id.* En palabras de Rurelec: “[t]he Electricity Superintendency establishes Node Prices based on predictions of spot prices, in order to smooth the volatility of the latter and their impact on the final electricity tariffs charged to users”, Memorando ante la Bolsa de Valores de Londres del 6 de enero de 2006 para la emisión de acciones de Rurelec del 13 de diciembre de 2005, pág. 10, **R-63**.

333. Para este fin, el DS 27302 creó los fondos de estabilización del mercado mayorista como cuentas individuales para cada agente generador y cada agente distribuidor del SIN. En estos fondos quedaron depositados los montos mensuales correspondientes a la diferencia entre los valores por venta de energía en el mercado *spot* y los determinados con arreglo a los precios estabilizados³²⁹. Estos fondos, de conformidad con el DS 27302, son administrados por la Unidad Operativa del CNDC³³⁰. El propósito de estos fondos era, por consiguiente, evitar las variaciones de precios para los consumidores. Como explica Rurelec: “[t]he purpose of these funds is to help smooth the impact on consumers of changes in spot prices, in order to avoid consumer resistance that could occur if there were significant increases in tariffs arising from changes in supply costs”³³¹.
334. Es importante recordar que estos fondos no constituyen activos disponibles para las empresas distribuidoras o generadoras. Operan como un sistema de compensación o cruce de cuentas entre las empresas y los consumidores finales ante variaciones (positivas o negativas) del valor de suministro de la electricidad. En otras palabras, si el valor que cuesta suministrar la electricidad al consumidor (generarla y distribuirla)³³² es mayor o menor del 3% de lo que costaba en el periodo anterior, la tarifa del consumidor sólo podrá ser incrementada/reducida en un 3% y la diferencia pasará a los fondos de estabilización como un crédito a favor o en contra de los consumidores. Si los costos de suministro de electricidad bajan, los generadores y distribuidores podrán cobrar la diferencia al fondo de estabilización y mantener la tarifa del consumidor estabilizada (igual a la tarifa anterior menos el 3%).
335. Si el fondo arroja un valor positivo para una empresa generadora o distribuidora, ésta no podrá recuperar estos fondos. Como explica el Ing. Paz:

Debo aclarar que la cuenta de EGSA en el fondo de estabilización no era efectivo disponible, como si fuera una cuenta bancaria, sino más bien una cuenta por cobrar en los estados financieros de EGSA que, ante la eventualidad de que los precios de energía y potencia bajen en el futuro (algo poco probable, porque ante la escasez de energía los precios

³²⁹ Decreto Supremo No. 27302 del 23 de diciembre de 2003, art. 2(c), **R-85**.

³³⁰ *Id.*, art. 2 (d).

³³¹ Memorando ante la Bolsa de Valores de Londres para la emisión de acciones de Rurelec del 13 de diciembre de 2005, pág. 10, **R-63**.

³³² Para este valor también es necesario tener en cuenta el precio de transmisión que, para efectos de esta explicación, no es necesario mencionar.

*seguirían altos y por encima del precio estabilizado), podrían ser facturados para su cobro, manteniendo la misma tarifa estabilizada a los consumidores en todo momento*³³³.

336. Como es lógico, la estabilización de tarifas tiene un impacto en el flujo de fondos que recibe EGSA por la venta de energía en el mercado *spot*. Si el precio resultante de aplicar la Norma Operativa N° 3 (en su versión de 2001 o 2008) excede el máximo permitido por la estabilización tarifaria, EGSA no recibe la diferencia:

*En 2009 y 2010, por ejemplo, el saldo de la cuenta de EGSA se incrementó porque se sobrepasaron los precios estabilizados, esto incluso con la aplicación de la Norma Operativa 3 resultante del Decreto Supremo 29.599 que rechazan las Demandantes.*³³⁴

3.1.1.3 La Tarifa Dignidad de 2006 y 2010

337. El Decreto Supremo 28653 del 21 de marzo de 2006 (“**DS 28653**”) creó la Tarifa Dignidad con el objeto de favorecer el acceso de las familias con menores recursos al servicio público de electricidad en la categoría domiciliaria. Esta política era parte de la acción prioritaria del Ejecutivo:

*[D]entro la nueva Política del Gobierno Nacional, se ha establecido como acción prioritaria la protección de la economía de la población de menores recursos, sin afectar el urgente desarrollo y expansión del servicio eléctrico, estableciéndose al efecto la necesidad de crear nuevas tarifas de electricidad que contribuyan con dicho fin*³³⁵.

338. Dicho Decreto estableció un descuento del 25% en la tarifa vigente a los consumidores domiciliarios que consumieran menos de 70 kWh por mes. Para tal fin, este Decreto previó la suscripción de un convenio entre el Estado y las empresas eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista.
339. El mismo día (21 de marzo de 2006), las empresas eléctricas y el Estado, por intermedio del Ministro de Obras Públicas, Servicios y Vivienda, suscribieron el Convenio de Alianza Estratégica del Gobierno de la República de Bolivia y las Empresas del Sector Eléctrico (el “**Convenio Tarifa Dignidad 2006**”)³³⁶.

³³³ Paz, párr. 115.

³³⁴ Paz, párr. 114.

³³⁵ Decreto Supremo No. 28653 del 21 de marzo de 2006, “Considerandos”, **C-118**.

³³⁶ Convenio de Alianza Estratégica del Gobierno de la República de Bolivia y las Empresas del Sector Eléctrico del 21 de marzo de 2006, **C-119**.

340. En dicho Convenio, el Estado y las empresas eléctricas se comprometieron a implementar la Tarifa Dignidad prevista en el DS 28653³³⁷, que sería financiada mensualmente por las empresas eléctricas mediante aportaciones al CNDC³³⁸. Por otra parte, el Estado se comprometió (i) a realizar sus mejores esfuerzos para mantener el actual un sistema de fijación de precios para las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad y (ii) en caso de modificar la normativa, consultar a las empresas del sector a través del CNDC³³⁹. Por último, el Convenio Tarifa Dignidad 2006 preveía la posibilidad de continuar con la aplicación de esta tarifa después del cuatrienio originalmente previsto si el impacto de la misma era positivo³⁴⁰.
341. El éxito de esta medida fue rotundo. A pesar de haber sido implementada solo desde abril de 2006, a finales de 2006, casi la mitad de los consumidores domiciliarios se estaba beneficiando de la Tarifa Dignidad. En la ciudad de Oruro, por ejemplo, para diciembre de 2006, de 48.208 clientes domiciliarios, 23.782 se beneficiaban de esta tarifa (un 49.33%)³⁴¹.
342. Conscientes del éxito de la medida, las empresas eléctricas y el Estado acordaron no dudaron en extender la aplicación de esta tarifa por otros cuatro años. Así, el 11 de marzo de 2010, las empresas eléctricas y el Estado suscribieron el Convenio de Alianza Estratégica “Tarifa Dignidad” (el “**Convenio Tarifa Dignidad 2010**”)³⁴² por una duración de cuatro años más³⁴³. Este es otro hecho que, sin explicación aparente, los Demandantes y sus testigos olvidan de mencionar.
343. En el Convenio Tarifa Dignidad 2010, el Estado y las empresas eléctricas reconocieron expresamente el cabal cumplimiento de todas las obligaciones previstas en el Convenio Tarifa Dignidad 2006 (incluido el compromiso del Estado de hacer sus mejores esfuerzos para mantener el sistema de fijación de precios y

³³⁷ *Id.*, cláusula tercera.

³³⁸ *Id.*, cláusula sexta.

³³⁹ *Id.*, cláusula quinta.

³⁴⁰ *Id.*, cláusula séptima.

³⁴¹ Boletín “*Decreto Tarifa Dignidad*” de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A., **R-88**.

³⁴² Convenio suscrito entre el Ministro de Hidrocarburos y Energía y las Empresas del Sector Eléctrico – Convenio de Alianza Estratégica “*Tarifa Dignidad*” del 11 de marzo de 2010, **R-89**.

³⁴³ *Id.*, cláusula séptima.

consultar a las empresas del sector sobre los cambios normativos que puedan afectar a los precios). El antecedente 2.4 menciona, *in fine*:

*En fecha 4 de marzo de 2010, el Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia y las Empresas Eléctricas luego del análisis realizado concluyeron que ambas partes cumplieron con el Convenio antes mencionado*³⁴⁴.

344. El éxito del Convenio Tarifa Dignidad 2010 ha sido indiscutible. En las ciudades de La Paz, El Alto y las poblaciones aledañas, por ejemplo, para el año 2011 de 4.914.594 clientes domiciliarios, 2.352.251 se beneficiaron de la Tarifa Dignidad³⁴⁵.

3.1.2 Bolivia no violó el estándar de trato justo y equitativo al modificar el marco legal relativo a los precios *spot* en 2008

345. Las Demandantes alegan que la Norma Operativa N° 3 2008 habría modificado “*fundamental principles enshrined in the regulatory framework relating to spot*” [...] *which were essential for the economic viability of the investment*”³⁴⁶ y que “[*o]nce this was altered, Guaracachi was denied the opportunity to recover the capital invested and obtain a reasonable return*”³⁴⁷.

346. Por ello, las Demandantes alegan, “[*i]n altering spot price regulations, Bolivia undermined the stability and predictability of the legal framework defeating GAI and Rurelec’s legitimate expectations*”³⁴⁸.

347. Ambos aspectos del reclamo de las Demandantes son errados, tanto en los hechos, como en el Derecho.

348. El reclamo se basa, en primer lugar, en la supuesta “expectativa legítima” que tendrían las Demandantes de que el marco regulatorio del sector eléctrico en Bolivia, incluida la reglamentación relativa al precio *spot*, permanecería estable y previsible.

349. Sin embargo, sin un compromiso claro y específico de Bolivia garantizando la estabilidad del marco regulatorio, las Demandantes no pueden tener una “legítima

³⁴⁴ *Id.*, cláusula segunda, punto 2.3.

³⁴⁵ Boletín “*Tarifa Dignidad*” de Electropaz (2011), **R-90**.

³⁴⁶ Memorial de Demanda, párrs. 190 y 192.

³⁴⁷ *Id.*, párr. 192.

³⁴⁸ *Id.*, párr. 189.

expectativa” protegida bajo el estándar de trato justo y equitativo de los Tratados de inmutabilidad (3.1.2.1).

350. Reconociendo implícitamente la debilidad de su reclamo, las Demandantes intentan, pero son incapaces, identificar desesperadamente en cualquier fuente un compromiso de estabilidad y previsibilidad del marco regulatorio para sustentar la alegada “expectativa legítima” de que Bolivia no iba a modificar las normas regulatorias referentes a los precios *spot*. Dicho compromiso, simplemente, no existe (3.1.2.2). Por lo tanto, el mero hecho de haber modificado la reglamentación referente al precio *spot* no constituye una violación del trato justo y equitativo bajo los Tratados (3.1.2.3).

351. Además, las Demandantes no demuestran que la Norma Operativa N° 3 2008 sea injusta o inequitativa. *Ex abundante cautela*, Bolivia ha demostrado que dicho cambio fue razonable y justificado en los hechos. La exclusión de las turbinas diesel del cálculo del precio *spot* no constituye, por lo tanto, una medida injusta o inequitativa en violación del trato justo y equitativo bajo los Tratados (3.1.2.4).

3.1.2.1 *Sin un compromiso específico del Estado, el estándar de trato justo y equitativo no implica una inmutabilidad del marco regulatorio*

352. Los Tratados disponen que los Estados Contratantes concederán un trato justo y equitativo a las inversiones de nacionales o sociedades de cada Parte Contratante³⁴⁹, pero no definen el contenido y alcance de dicho estándar.

353. Las Demandantes adoptan un estándar sumamente amplio³⁵⁰ hasta el punto de afirmar que “*fair and equitable treatment requires that investors be accorded a stable and predictable investment environment*”³⁵¹.

354. Una interpretación tan amplia (por no decir exagerada) del estándar de trato justo y equitativo bajo los Tratados es contraria a su espíritu y rechazada por la jurisprudencia internacional.

³⁴⁹ El artículo II.3(a) del Tratado con los Estados Unidos dispone: “*En todo momento, cada Parte otorgará a las inversiones abarcadas un trato justo y equitativo [...]*”. El artículo II(2) del Tratado con el Reino Unido establece: “*A las inversiones de capital de nacionales o sociedades de cada Parte Contratante se les concederá en toda ocasión un trato justo y equitativo*”, **C-17**.

³⁵⁰ Según el criterio de las Demandantes, toda y cualquier definición del contenido y alcance del estándar equivaldría a “*rigideces conceptuales*”, Memorial de Demanda, párr. 177.

³⁵¹ Memorial de Demanda, párr. 184.

355. El estándar del trato justo y equitativo protege las expectativas básicas tomadas en cuenta por el inversor extranjero al realizar su inversión “*as long as these expectations are reasonable and legitimate and have been relied upon by the investor to make the investment*”³⁵².
356. No existe, *in abstracto*, una expectativa legítima y razonable de que el Estado receptor de la inversión no cambiará sus leyes y reglamentaciones o no regulará su economía. Al contrario, las expectativas legítimas tienen un alcance limitado: de no existir un compromiso específico del Estado en este sentido, el inversor no puede tener la expectativa legítima de que el Estado no ejercerá su poder soberano de modificar el marco jurídico aplicable a la inversión.
357. La jurisprudencia más reciente en la materia confirma, de manera unánime, esta posición³⁵³.
358. Al igual que las Demandantes, en el caso *Ulysseas c. Ecuador* el inversor alegaba que “*había una expectativa legítima, creada por [el Ecuador], de que las generadoras tales como la Demandante, podrían cobrar un precio por la generación que por lo menos cubriría sus costos y que, además, efectivamente recibirían dicho precio*”³⁵⁴ y que el Estado había frustrado dicha expectativa al cambiar el marco regulatorio aplicable a la generación de electricidad. El tribunal, citando acertadamente el laudo *EDF*, dispuso inequívocamente que:

La idea de que las expectativas legítimas y, por lo tanto, el trato justo y equitativo –TJE– impliquen la estabilidad del marco jurídico y comercial, no podrá ser correcta si se la expresa en un texto demasiado amplio y no calificado. El TJE podría entonces significar el virtual congelamiento de

³⁵² *Biwater Gauff (Tanzania) Ltd. c. República Unida de Tanzania* (Caso CIADI No. ARB/05/22), laudo del 24 de julio de 2008, párr. 602, **CL-51**.

³⁵³ *Ulysseas, Inc. c. Ecuador* (CNUDMI), laudo del 12 de junio de 2012, párr. 249, **RL-94**, citando *EDF (Services) Limited c. Rumanía* (Caso CIADI No. ARB/05/13), laudo del 8 de octubre de 2009, párr. 217, **RL-95**. Ver también *White Industries Australia Limited c. República de India*, (CNUDMI), laudo del 30 de noviembre de 2011, párrs. 10.3.5-10.3.6 concordando con el “*valid criticism*” del estándar *Tecmed* y citando Z. Douglas: “*it is not actually a standard at all; it is rather a description of a perfect public regulation in a perfect world, to which all states should aspire but very few (if any) will ever attain*” (Douglas, [“*Nothing is not Critical for Investment Treat Methanex: Occidental, Eureka and Methanex*” (2006) 22 *Arbitration International* 27 at 28]), **CL-73**. Ver también *Saluka Investments BV c. República Checa*, laudo parcial del 17 de marzo de 2006, párr. 304, **CL-36**; *Parkerings-Compagniet AS c. República de Lituania* (Caso CIADI No. ARB/05/8), laudo del 11 de septiembre de 2007, párr. 332, **RL-13**; y *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo del 31 de octubre de 2011, párrs. 366-367, **RL-96**.

³⁵⁴ *Ulysseas, Inc. c. Ecuador* (CNUDMI), laudo del 12 de junio de 2012, párr. 219, **RL-94**.

*la regulación jurídica de las actividades económicas, en contraste con la potestad regulatoria normal del Estado y el carácter evolutivo de la vida económica. Salvo el caso en que el Estado hiciera promesas o declaraciones específicas al inversionista, el segundo no podrá confiar en un tratado bilateral de inversiones como una suerte de póliza de seguros contra el riesgo de cualquier cambio en el marco jurídico y económico del Estado receptor de la inversión. Dicha expectativa no sería legítima ni razonable*³⁵⁵.

359. A su vez, el tribunal en el caso *El Paso* no dudó en criticar precisamente la concepción amplia del estándar de trato justo y equitativo que pretenden invocar las Demandantes en este caso:

*[...] si se admitiera la fórmula frecuentemente reiterada que postula que “la estabilidad del marco jurídico y de negocios es un elemento esencial del trato justo y equitativo”, las leyes jamás podrían modificarse: este simple enunciado demuestra su irrelevancia. Este estándar de conducta, aplicado estrictamente, no resulta realista, ni tampoco es el objeto de los TBI que los Estados garanticen que las condiciones jurídicas y económicas en las que se realiza una inversión se mantendrán inalterables ad infinitum. Esta conclusión, que surge de los laudos de algunos tribunales, fue criticada por el profesor Vaughan Lowe, al analizar algunos de los casos basados en este tipo de conceptos, en los siguientes términos: “El tenor de los casos sugiere que ahora se considera ‘injusto’ o ‘inequitativo’ que un Estado modifique substancialmente el ambiente de negocios existente al momento en que el inversor realizó su inversión”*³⁵⁶.

360. Este mismo tribunal concluyó, a continuación, que:

En otras palabras, el Tribunal no puede seguir la línea jurisprudencial que determinó que el trato justo y equitativo implicaba la estabilidad del marco jurídico y de negocios. La evolución es un elemento intrínseco de la vida económica y jurídica. [...]

*[E]s inconcebible que un Estado acepte que, puesto que ha concluido una serie de TBIs, ya no puede modificar las leyes que podrían tener un impacto negativo sobre los inversores extranjeros, a fin de enfrentar las nuevas condiciones económicas, y debe garantizar una estabilidad jurídica absoluta. En la opinión del Tribunal, el estándar de trato justo y equitativo no puede suponer la inmutabilidad del orden jurídico, el mundo económico y el universo social, y jugar el papel de una cláusula de estabilización específicamente diseñada en beneficio de los inversores extranjeros con los que el Estado ha firmado acuerdos de inversión*³⁵⁷.

³⁵⁵ *Ulysseas, Inc. c. Ecuador* (CNUDMI), laudo del 12 de junio de 2012, párr. 249, **RL-94**, citando *EDF (Services) Limited c. Rumanía* (Caso CIADI No. ARB/05/13), laudo del 8 de octubre de 2009, párr. 217, **RL-95**.

³⁵⁶ *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI N° ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 350, citando Vaughan Lowe, “*Regulation or Expropriation?*”, 55 *Current Legal Problems* (2002), párr. 447, pág. 455, **RL-96**.

³⁵⁷ *Id.*, párrs. 352, 367-368 (el resaltado es nuestro).

361. A este respecto, el tribunal *El Paso* confirmó la línea jurisprudencial sugerida por el tribunal en el caso *Parkerings*:

*It is each State's undeniable right and privilege to exercise its sovereign legislative power. A State has the right to enact, modify or cancel a law at its own discretion. Save for the existence of an agreement, in the form of a stabilisation clause or otherwise, there is nothing objectionable about the amendment brought to the regulatory framework existing at the time an investor made its investment. As a matter of fact, any businessman or investor knows that laws will evolve over time*³⁵⁸.

362. La misma línea que también había sido adoptada por el tribunal en el caso *Paushok*:

*In the absence of such a stability agreement in favor of GEM, Claimants have not succeeded in establishing that they had legitimate expectations that they would not be exposed to significant tax increases in the future*³⁵⁹.

363. El test adoptado por el tribunal *El Paso*, en consonancia con *Ulysseas*, *EDF* y otros casos citados requiere que

*las expectativas legítimas del inversor extranjero sólo se pueden analizar tomando en consideración el principio general de que el Estado no debe modificar de forma irrazonable el marco jurídico o modificarlo en violación de un compromiso específico de abstenerse de modificarlo*³⁶⁰.

364. Por lo tanto, de no existir un compromiso específico del Estado receptor garantizando la estabilidad del marco regulatorio que el inversionista tuvo en cuenta al realizar la inversión, el sólo hecho de modificar el marco regulatorio aplicable a la inversión no constituye una violación de las expectativas legítimas y, por ende, del estándar de trato justo y equitativo en derecho internacional.

365. Las Demandantes reconocen implícitamente la debilidad de su reclamo al buscar, por todos los medios, caracterizar la existencia de un compromiso de Bolivia garantizando la estabilidad y previsibilidad del marco regulatorio aplicable a la determinación del precio *spot* de la electricidad. Este compromiso, sin embargo, no existe.

³⁵⁸ *Parkerings-Compagniet AS c. Lituania* (Caso CIADI No. ARB/05/8), laudo del 11 de septiembre de 2007, párr. 332 (el resaltado es nuestro), **RL-13**. Ver también *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo del 31 de octubre de 2011, párr. 368, **RL-96**

³⁵⁹ *Sergei Paushok, CSJC Golden East Company, CJSC Vostokneftegaz Company c. Gobierno de Mongolia* (UNCITRAL), laudo sobre jurisdicción y responsabilidad del 28 de abril de 2011, párrs 302, **RL-97**.

³⁶⁰ *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo del 31 de octubre de 2011, párr. 364 (el resaltado es nuestro), **RL-96**.

3.1.2.2 *No existe un compromiso específico de Bolivia garantizando la estabilización del marco regulatorio aplicable a la fijación del precio spot de la electricidad*

366. La jurisprudencia internacional ha identificado ciertos criterios que permiten distinguir un compromiso específico de estabilidad de otros conceptos. En particular, la jurisprudencia ha estimado que: (i) las declaraciones políticas no crean ninguna expectativa legítima³⁶¹; (ii) las declaraciones generales enunciadas en un tratado o en una ley que, por su naturaleza, pueden evolucionar (a diferencia de un contrato o una carta de intención) no pueden ser considerados compromisos específicos asumidos directamente frente al inversor³⁶²; y (iii) un compromiso puede ser considerado específico únicamente si “*su objeto preciso fue el de otorgar una garantía efectiva de estabilidad al inversor*”³⁶³.
367. Aplicando estos criterios a los hechos del caso presente, la única conclusión posible es que las Demandantes no contaban con ninguna cláusula o compromiso de estabilización del marco regulatorio aplicable a su inversión y, en particular, con relación al cálculo de los precios *spot* de electricidad. Al contrario:
368. *Primero*, las Demandantes alegan que, cuando Guaracachi America (no así Rurelec) invirtió en Bolivia, ésta habría ofrecido a los inversores en el sector eléctrico una “*garantía*” de la existencia de un “*stable and predictable regulatory framework promulgated for the electricity generation sector*”³⁶⁴. Según las Demandantes, “*the only means for Bolivia to attract foreign investment into the privatization of ENDE after the economic crisis and hyperinflation of the 1980s was to establish a new, stable and predictable regulatory framework to govern the provision of the*

³⁶¹ Ver *Continental Casualty Company c. Argentina* (Caso CIADI N° ARB/03/9), laudo del 5 de septiembre de 2008, párr. 261, **CL-54**; *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No.° ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 378, **RL-96**.

³⁶² Ver *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI N° ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 376, **RL-96**; *White Industries Australia Limited c. República de India* (CNUDMI), Laudo Final del 30 de noviembre de 2011, párr. 10.3.7, **CL-73**.

³⁶³ *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI N° ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 377, **RL-96**.

³⁶⁴ Memorial de Demanda, pág. 13, título II.B.1.

electricity generation sector”³⁶⁵. Según las Demandantes, la Ley de Electricidad fue “[t]he principal legal instrument on which this framework was founded”³⁶⁶.

369. No está en disputa que la inversión de Guaracachi America resultante de la privatización de EGSA y la firma de las Licencias se realizó dentro del marco de la Ley de Electricidad³⁶⁷. Sin embargo, las Demandantes buscan crear confusión entre el establecimiento de un nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico en Bolivia y una supuesta garantía de que ese nuevo marco regulatorio sería estable.
370. Como ha quedado demostrado en la sección anterior, la “estabilidad” no es un elemento inherente a un marco regulatorio. Al contrario, “[l]a evolución es un elemento intrínseco de la vida económica y jurídica”, y el Estado tiene el derecho indiscutido de ejercer su potestad soberana de legislar³⁶⁸. Sin un compromiso de estabilización específico del Estado, no existe derecho a ni tampoco expectativa legítima de la inmutabilidad del marco regulatorio.
371. Más allá de afirmaciones generales sin sustento, las Demandantes son incapaces de indicar cuál es el origen o la fuente legal, la naturaleza y/o los términos de la supuesta “garantía” de estabilidad del marco jurídico regulatorio que habría existido en Bolivia, en particular para el cálculo de los precios *spot*, cuando Guaracachi America hizo su inversión en 1995. Esto se debe a que dicho compromiso, sencillamente, no existe en el presente caso³⁶⁹.

³⁶⁵ Memorial de Demanda, párr. 33 (el resaltado es nuestro).

³⁶⁶ Memorial de Demanda, párr. 38.

³⁶⁷ Ver Memorial de Demanda, párr. 38 (“*The principal legal instrument on which [the regulatory framework governing the electricity generation sector] was founded was Law No. 1604 of 1994, the Electricity Law*”) y párr. 57 (“*Consistent with the terms of the Electricity Law, Guaracachi was thereafter granted a 30-year electricity generation license for each of its three power stations as well as license contracts*”).

³⁶⁸ *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 352, **RL-96**. Ver también *Ulysseas, Inc. c. República de Ecuador* (CNUDMI), laudo del 12 de junio de 2012, párr. 249, **RL-94**; y *Parkerings-Compagniet AS c. Lituania* (Caso CIADI No. ARB/05/8), laudo de 11 de septiembre de 2007, párr. 332, **RL-13**.

³⁶⁹ Las Demandantes atribuyen importancia e insisten en mencionar la Carta de Políticas del Sector formulada en el ámbito del Documento de país del ESMAP (“*Energy Sector Management Assistance Programme*” del Banco Mundial) para Bolivia, pero no indican ningún pasaje de dicha carta que mencione un compromiso de “estabilidad” del nuevo marco legal para el sector eléctrico en Bolivia. En cualquier caso, como Bolivia demostró anteriormente, una declaración de orden política general no crea ninguna expectativa legítima y razonable de estabilidad del marco

372. Por el contrario, el ROME 1995 (vigente cuando Guaracachi America invirtió en Bolivia) preveía, expresamente, que las empresas generadoras estaban obligadas a acatar “*todas las reducciones en su remuneración*” que fuesen (esto es, incluso en el futuro) establecidas por la Ley de Electricidad y sus reglamentos.
373. Por lo tanto, ya en 1995 las empresas generadoras de electricidad en Bolivia (como EGSA) sabían que estaban obligadas por ley a acatar toda modificación (y reducción) en su remuneración en el mercado eléctrico. En efecto, el artículo 17 (m) del ROME 1995 disponía que:

Artículo 17 – (OBLIGACIONES GENERALES) Son obligaciones generales de todos los Agentes del Mercado las siguientes: [...]

*m) Acatar todas las reducciones en su remuneración, que la Ley de Electricidad y sus reglamentos establezca*³⁷⁰.

374. El ROME 2001 también disponía la obligación de las empresas generadoras de electricidad en Bolivia, como EGSA, de “*acatar todas las reducciones en su remuneración*” que pudiera establecer (esto es, incluso a futuro) la Ley de Electricidad y sus reglamentos³⁷¹.
375. *Segundo*, en las Licencias firmadas en 1999 tampoco existe ningún compromiso del Estado que pudiera asimilarse a una cláusula de estabilización del marco regulatorio.
376. Al contrario, EGSA se comprometió expresamente en estas Licencias a cumplir todas las disposiciones legales vigentes en el país que le sean aplicables, tanto existentes como futuras. Del mismo modo, las Licencias también establecían que EGSA estaba obligada a acatar y cumplir las disposiciones “*que imparta*” (en el futuro) la SSDE, en su rol de regulador, de conformidad con la Ley de Electricidad.

jurídico boliviano, más aún cuando trata de un documento del Banco Mundial (no de Bolivia). Ver Memorial de Demanda, párrs. 34-37 y 42.

³⁷⁰ ROME 1995, art. 17 (m), **R-27**. El término Agente de Mercado, según la definición legal, incluye las empresas de generación de electricidad como EGSA. Ver ROME 1995 (y también ROME 2001), art. 1 (“*DEFINICIONES) Para los efectos de aplicación del presente Reglamento se establecen, además de las definiciones contenidas en el artículo 2 de la Ley de Electricidad, las siguientes: Agentes de Mercado. Son los Distribuidores, Generadores y Transmisores que operan en el Sistema Interconectado Nacional con arreglo a la Ley de Electricidad y sus reglamentos*”), **R-27** y **C-85**.

³⁷¹ ROME 2001, art. 18(1) (“*ARTÍCULO 18.- (OBLIGACIONES GENERALES). Son obligaciones de todos los Agentes del Mercado las siguientes: [...] (1) Acatar todas las reducciones en su remuneración, que la Ley de Electricidad y sus reglamentos establezcan*”), **C-85**.

377. Las disposiciones relevantes sobre el tema, redactadas en términos prácticamente idénticos en las tres Licencias, establecen que:

VIGÉSIMA OCTAVA – REGULACIÓN Y FISCALIZACIÓN - El TITULAR se obliga a acatar y cumplir las disposiciones e instrumentos que imparta la SUPERINTENDENCIA, en el plazo y en la forma que ésta establezca, en el marco de su rol de regulador y fiscalizador establecido por la Ley SIRESE [...].³⁷²

VIGÉSIMA NOVENA – REGÍMEN JURÍDICO APLICABLE AL PRESENTE CONTRATO DE LICENCIA. – Este Contrato de Licencia y sus Anexos, se interpretan y aplican de acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Electricidad y su Reglamentación, la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) n.º 1600 de 18 de octubre de 1994 y su Reglamentación y en general de acuerdo a la economía jurídica vigente en Bolivia. El TITULAR en el ejercicio de sus derechos y cumplimiento de sus obligaciones emergentes de este Contrato de Licencia, se obliga a cumplir todas las disposiciones legales vigentes en el país, que le sean aplicables [...].³⁷³

TRIGÉSIMA – OBLIGACIÓN DE CUMPLIR LA NORMA VIGENTE – El TITULAR se obliga a cumplir y acatar toda norma legal que tenga rango de Ley de la República en materia de electricidad, salvando en todo caso, los recursos que la ley le franquea y otorga³⁷⁴.

378. Además, las Licencias no regulaban los precios y tarifas que servían como remuneración por los servicios prestados por el titular de la licencia. La tarificación eléctrica era algo que debía ser regulado por las autoridades competentes, como sucede en la mayoría de los países. En materia de regulación de precios y tarifas del sector eléctrico, las Licencias se sometían a la “Ley de Electricidad y su Reglamentación”.

³⁷² Contrato de Licencia para Generación en la Central Aranjuez del 22 de julio de 1999, Cláusula Vigésima Octava (el resaltado es nuestro) **C-23**. Ver también Contrato de Licencia para Generación en la Central Guaracachi del 24 de marzo de 1999, Cláusula Vigésima Novena, **C-22**; y Contrato de Licencia para Generación en la Central Karachipampa del 22 de julio de 1999, Cláusula Vigésima Octava, **C-24**.

³⁷³ Contrato de Licencia para Generación en la Central Aranjuez del 22 de julio de 1999, Cláusula Vigésima Novena (el resaltado es nuestro), **C-23**. Ver también, Contrato de Licencia para Generación en la Central Guaracachi del 24 de marzo de 1999, Cláusula Trigésima, **C-22**; y Contrato de Licencia para Generación en la Central Karachipampa del 22 de julio de 1999, Cláusula Vigésima Novena, **C-24**.

³⁷⁴ Contrato de Licencia para Generación en la Central Aranjuez del 22 de julio de 1999, Cláusula Trigésima (el resaltado es nuestro), **C-23**. Ver también Contrato de Licencia para Generación en la Central Guaracachi del 24 de marzo de 1999, Cláusula Trigésima Primera, **C-22**; y Contrato de Licencia para Generación en la Central Karachipampa del 22 de julio de 1999, Cláusula Trigésima, **C-24**.

379. Como ya fue explicado, la Ley de Electricidad dispuso algunos principios básicos en materia de tarificación, delegando el establecimiento de los procedimientos detallados para el cálculo de los precios y tarifas a la reglamentación específica, esto es, el ROME, el RPT y las normas operativas adoptadas por el CNDC y aprobadas por medio de resoluciones de la SSDE. El ROME, el RPT y las normas operativas relativas al precio *spot* de la electricidad fueron objeto de sucesivas modificaciones desde 1995 sin que las Demandantes hayan planteado ningún recurso contra las mismas.
380. Por lo tanto, los términos de las Licencias contradicen la supuesta existencia de cualquier compromiso de estabilización del marco regulatorio.
381. *Tercero*, conscientes de la debilidad de su argumento, las Demandantes intentan caracterizar la cláusula 5 del Convenio Tarifa Dignidad 2006 como un compromiso de estabilidad. Esta cláusula dice:
- CLAUSULA QUINTA** – El Supremo Gobierno se compromete a agotar esfuerzos para mantener el actual sistema de precios en las actividades de generación, transmisión y distribución. En la eventualidad de realizar cambios a la normativa vigente, los mismos se realizarán en consulta con las empresas del sector, precautelando que los ingresos les permitan asegurar la sostenibilidad y confiabilidad del suministro*³⁷⁵.
382. Según las Demandantes, por medio de dicha cláusula “*the Government confirmed its commitment not to modify the existing regulatory framework*”³⁷⁶.
383. El argumento no puede prosperar por varias razones.
384. *Primero*, la cláusula 5 del Convenio Tarifa Dignidad 2006 no puede haber “*confirmado*” un compromiso inexistente de Bolivia de no modificar el marco regulatorio.
385. *Segundo*, aunque se considere *arguendo* que la cláusula 5 fuera un compromiso de estabilización, dicho compromiso no existió hasta marzo de 2006. Por lo tanto, es

³⁷⁵ Convenio de Alianza Estratégica del Gobierno de la República de Bolivia y las Empresas Eléctricas, del 21 de marzo de 2006, Cláusula Quinta, **C-119**.

³⁷⁶ Memorial de Demanda, párr. 87. Ver también Aliaga, párr. 36 (“*A cambio del subsidio de Guaracachi de las tarifas de electricidad para las familias de bajos ingresos, el gobierno se comprometió a no modificar el marco regulatorio aplicable a Guaracachi, incluidas las regulaciones en materia de precios spot de energía y pagos de capacidad. El Artículo 5 del Convenio para la Tarifa de la Dignidad reflejaba este compromiso*”).

lógicamente imposible que este compromiso haya podido inducir a las Demandantes a invertir en Bolivia en 1995 y enero de 2006.

386. De conformidad con la jurisprudencia que las propias Demandantes invocan en su Memorial de Demanda, el estándar de trato justo y equitativo solo protege aquellas expectativas que, además de ser legítimas, fueron tomadas en cuenta por el inversor para realizar la inversión³⁷⁷. La cláusula 5 del Convenio Tarifa Dignidad 2006 no puede haber generado una expectativa “*that [las Demandantes] may have legitimately taken into account when [ellas] made the investment*”³⁷⁸.
387. *Tercero*, y en cualquier caso, los términos de la referida cláusula 5 del Convenio Tarifa Dignidad 2006 expresa, en realidad, lo contrario de un compromiso de estabilidad, ya que prevé expresamente la posibilidad que tiene el Estado en todo momento de “*realizar cambios en la normativa vigente*”³⁷⁹.
388. *Cuarto*, las propias Demandantes nunca consideraron, antes de su Memorial de Demanda, que la cláusula 5 del Convenio Tarifa Dignidad 2006 fuera un compromiso de estabilización.
389. En sus reclamos presentados ante la Corte Suprema de Justicia con relación a la modificación de la regulación relativa al PBP en 2007, las Demandantes invocaron el Convenio Tarifa Dignidad 2006 por cuanto exigía la “*consulta con las empresas del sector*”, como dispone la cláusula 5. Sin embargo, las Demandantes nunca calificaron esa cláusula de compromiso de estabilización o inmutabilidad del marco

³⁷⁷ Memorial de Demanda, párrs. 187 y 188 y casos citados en las notas al pie 238, 239 y 240.

³⁷⁸ *Siemens A.G. c. República Argentina* (Caso CIADI N.º ARB/02/8), laudo del 6 de febrero de 2007, párr. 299, **CL-41**. Ver también *LESI S.p.A. y ASTALDI S.p.A. c. República Argentina Democrática y Popular* (Caso CIADI N.º ARB/05/3), laudo del 12 de noviembre de 2008, párr. 151, **CL-57**; y *Duke Energy Electroquil Partners & Electroquil S.A. c. República de Ecuador* (Caso CIADI N.º ARB/04/19), laudo del 18 de agosto de 2008, párr. 340. (“*To be protected, the investor’s expectations must be legitimate and reasonable at the time when the investor makes the investment. [...] In addition such expectations must arise from the conditions that the State offered the investor and the latter must have relied upon them when deciding to invest*”), **CL-53**.

³⁷⁹ Convenio de Alianza Estratégica del Gobierno de la República de Bolivia y las Empresas Eléctricas, del 21 de marzo de 2006, Cláusula Quinta (“*El Supremo Gobierno se compromete a agotar esfuerzos para mantener el actual sistema de fijación de precios en las actividades de generación, transmisión y distribución. En la eventualidad de realizar cambios en la normativa vigente, los mismos se realizarán en consulta con las empresas del sector, precautelando que los ingresos les permitan asegurar la sostenibilidad del suministro*”), **C-119**.

legal³⁸⁰. Contradiendo sus propios actos, las Demandantes buscan en el presente arbitraje fabricar un compromiso de estabilidad inexistente hasta entonces.

390. Aunque el Derecho boliviano reconozca la posibilidad del Estado suscribir compromisos de estabilidad, por los motivos ya expuestos, la obligación inherente a las referidas cláusulas de los Convenios de 2006 y 2010 no es una de estabilización, sino de consulta, como lo explica el Dr. Quispe:

Primero, esta cláusula no constituye un compromiso de inalterabilidad o una cláusula de estabilidad en Derecho boliviano. Esta cláusula, como se desprende de su texto, sólo obliga al Estado a “consultar con las empresas del sector” en “la eventualidad de realizar cambios en la normativa vigente”³⁸¹.

391. *Quinto*, las Demandantes suscribieron el Convenio Tarifa Dignidad 2010³⁸² en el cual expresamente reconocían que el Estado había cumplido el Convenio 2006. No pueden, por lo tanto, alegar en este arbitraje que la cláusula 5 del Convenio Tarifa Dignidad 2006 fue violada por la adopción de la Norma Operativa N° 3 en 2008.

392. Además, el Convenio 2010 contiene una cláusula idéntica a la cláusula 5 del Convenio 2006. Por lo tanto, si dicha cláusula fuera realmente un compromiso de estabilización – *quod non* – el marco legal estabilizado sería el que estaba vigente en 2010 (esto es, incluida la Norma Operativa N° 3 2008). Esto demuestra lo absurdo del argumento de las Demandantes (y puede explicar por qué las Demandantes omitieron mencionar el Convenio 2010).

393. *Sexto*, el carácter artificial del reclamo es evidente dada la incoherencia de la posición que adoptan las Demandantes. En efecto, las Demandantes no consideran que la modificación de la regulación del PBP haya violado el trato justo y equitativo, o cualquier otro estándar de trato bajo los Tratados. El único reclamo bajo los Tratados planteado por las Demandantes con arreglo a dicho cambio concierne la supuesta violación de la obligación de ofrecer medios eficientes, lo que será analizado a continuación. No se explica por qué las Demandantes consideran, por un lado, que el cambio en la regulación de los precios *spot* sí habría violado la

³⁸⁰ Demanda Contencioso Administrativa en contra de la Resolución Administrativa SSDE No. 1612/2008, del 3 de abril de 2008, punto III.6, **C-151**.

³⁸¹ Quispe, párr. 10.

³⁸² Convenio suscrito entre el Ministro de Hidrocarburos y Energía y las Empresas del Sector Eléctrico – Convenio de Alianza Estratégica “*Tarifa Dignidad*” del 11 de marzo de 2010, **R-89**.

estabilidad del marco legal boliviano pero, por otro lado, el cambio de la regulación del PBP no constituiría una violación del mismo.

394. Por todo lo anterior, no sólo las Demandantes no pueden identificar un compromiso específico de estabilidad en el presente caso, sino ha quedado demostrado que el marco regulatorio y contractual aplicable a la inversión de las Demandantes había dejado claro, desde antes de la capitalización de EGSA en 1995, que el régimen legal de fijación de precios podía evolucionar y que las empresas generadoras estaban obligadas a acatar toda reducción de precios decidida por la ley y reglamentos.

3.1.2.3 *Por lo tanto, el mero hecho de haber promulgado la Norma Operativa N° 3 2008 no constituye una violación del trato justo y equitativo bajo los Tratados*

395. En síntesis, las Demandantes son incapaces de identificar cualquier compromiso de estabilidad del marco jurídico aplicable a su inversión que hubiese generado dicha confianza al momento de establecer su inversión en Bolivia.

396. Bolivia ha demostrado que dicho compromiso no existe y que la normativa boliviana del sector eléctrico siempre previó que los precios de la electricidad podrían ser reducidos o modificados. En efecto, (i) no existe ninguna disposición en la Ley de Electricidad que el marco regulatorio del sector eléctrico no cambiará. Al contrario, dicha Ley delegó el desarrollo de los procedimientos para el cálculo tarifario a la reglamentación futura; (ii) el ROME 1995 preveía expresamente que las empresas generadoras estaban obligadas a “*acatar todas las reducciones en su remuneración, que la Ley de Electricidad y sus reglamentos establezcan*”³⁸³. Dicho reglamento estaba en vigor cuando Guaracachi America adquirió su participación en EGSA en 1995 y firmó las Licencias en 1999; (iii) las Licencias disponían expresamente que EGSA estaba obligada a cumplir todas las disposiciones legales vigentes en el país que le sean aplicables, incluso las resoluciones que imparta (en el futuro) la SSDE; (iv) el ROME 2001 siguió consagrando la obligación de las empresas eléctricas de acatar todas las reducciones de su remuneración establecidas por la Ley de Electricidad y sus reglamentos³⁸⁴; y (v) el Convenio Tarifa Dignidad

³⁸³ ROME 1995, art. 17 (m), **R-27**.

³⁸⁴ ROME 2001, art. 18(1) (“**ARTÍCULO 18.- (OBLIGACIONES GENERALES).** Son obligaciones de todos los Agentes del Mercado las siguientes: [...] (1) Acatar a todas las reducciones en su remuneración, que la Ley de Electricidad y sus reglamentos establezcan”), **C-85**.

2006 preveía expresamente la posibilidad por el Gobierno de realizar cambios en la normativa vigente.

397. Cuando Guaracachi America adquirió su inversión en Bolivia en 1995 y firmó las Licencias en 1999, el marco legal vigente obligaba a EGSA a acatar toda reducción de su remuneración establecida por la Ley de Electricidad y sus reglamentos. Cuando las Demandantes alegan que Rurelec adquirió su inversión indirecta en Bolivia el 6 de enero de 2006, el ROME 2001 estaba vigente y preveía la misma obligación. Es más, el Convenio Tarifa Dignidad 2006 que las Demandantes invocan como supuesta fuente de estabilidad, todavía no existía.
398. Por lo tanto, cualquiera que sea la fecha que se tome como base para analizar las expectativas legítimas de las Demandantes, será obvio que éstas nunca fueron incitadas a invertir por una promesa de que los precios de la electricidad permanecerían estables.
399. En estas circunstancias, al momento de realizar su inversión en Bolivia, las Demandantes solo podían esperar, de manera legítima y razonable, que el marco regulatorio relativo a los precios *spot* podía, y muy seguramente sería, modificado³⁸⁵.
400. Por lo tanto, el mero hecho de haber promulgado en 2008 la Norma Operativa N° 3 2008 no constituye una violación del estándar de trato justo y equitativo bajo los Tratados y el derecho internacional.
- 3.1.2.4 *En cualquier caso, la exclusión de las turbinas diesel del cálculo del precio spot no constituye una medida injusta o inequitativa bajo los Tratados o el derecho internacional*
401. Las Demandantes también alegan que la Norma Operativa N° 3 2008 resultante del DS 29599 habría modificado los “*fundamental principles enshrined in the regulatory framework relating to spot*” [...] *which were essential for the economic*

³⁸⁵ Es de notar que las propias Demandantes afirman que hicieron una vasta *due diligence*, incluso del marco legal aplicable, antes de realizar su inversión en Bolivia. Por lo tanto, las Demandantes no podían ignorar lo dispuesto en la normativa boliviana. Memorial de Demanda, párr. 55 (“*Prior to submitting its bid to acquire a 50 percent interest in Guaracachi, GPU conducted considerable due diligence, including, among other things, a careful evaluation of the facilities owned by Guaracachi and “the political, legal and regulatory climate in Bolivia,” utilizing its own personnel as well as financial, legal, engineering, and accounting advisors in Bolivia*”).

viability of the investment”³⁸⁶ y que “[o]nce this was altered, Guaracachi was denied the opportunity to recover the capital invested and obtain a reasonable return”³⁸⁷.

402. Tampoco este reclamo reúne las condiciones mínimas para constituir una violación del trato justo y equitativo bajo los Tratados o el derecho internacional.
403. *En primer lugar*, ha quedado claro que los supuestos “principios fundamentales” consagrados en la Ley de Electricidad y el ROME 2001 no incluían ningún compromiso específico de estabilidad del marco regulatorio. Por ello, el reclamo de las Demandantes fundado en la “modificación” de esos supuestos “principios fundamentales” carece de todo fundamento.
404. Asimismo, Bolivia ha demostrado que las empresas generadoras en Bolivia habían expresamente asumido el riesgo de que su remuneración pudiera reducirse por intermedio de la Ley de Electricidad y sus reglamentos. Por lo tanto, la supuesta inmutabilidad de las normas regulatorias sobre la formación del precio *spot* no podía, legítima y razonablemente, haber sido considerada por las Demandantes “*essential for the economic viability of [their] investment*”.
405. Además, es simplemente falso que Guaracachi America haya invertido en Bolivia con base en supuestos “principios fundamentales” consagrados en el ROME 2001³⁸⁸. Cuando Guaracachi America adquirió su participación en EGSA mediante la capitalización (1995) y firmó las Licencias (1999), era el ROME 1995 (y no el de 2001) el que estaba vigente en Bolivia. Como quedó demostrado anteriormente, no está en disputa entre las Partes que el estándar de trato justo y equitativo sólo protege las expectativas legítimas tenidas en cuenta por el inversor al momento de realizar su inversión³⁸⁹.
406. En cualquier caso, incluso suponiendo (*quod non*) que la alegación de las Demandantes de que el DS 29599 modificó los “principios fundamentales”

³⁸⁶ Memorial de Demanda, párrs. 190 y 192.

³⁸⁷ *Id.*, párr. 192 (el resaltado es nuestro).

³⁸⁸ Ver Memorial de Demanda, párr. 190 (“GAI and Rurelec invested in Guaracachi on the basis of the following fundamental principles enshrined in the regulatory framework relating to spot prices: [...]”, hacienda referencia en la nota de pie No. 241 correspondiente, al “*Decreto Supremo N° 26.093/2001, del 2 de marzo de 2001*”) (el resaltado es nuestro).

³⁸⁹ Memorial de Demanda, párrs. 186-188 y jurisprudencia citada.

consagrados en la Ley de Electricidad y en el ROME 2001 fuera relevante para establecer si hubo violación del trato justo y equitativo, dicha alegación es incorrecta a la luz de los hechos.

407. Bolivia ya demostró que el DS 29599 no modificó ningún “principio fundamental” consagrado en la Ley de Electricidad. Por lo contrario, dicho Decreto fue una medida razonable y justificada bajo el Derecho boliviano. Además, el DS 29599 implementó el principio de eficiencia contemplado en el artículo 3 de la Ley de Electricidad, corrigiendo una distorsión artificial en los precios *spot*³⁹⁰.
408. *En segundo lugar*, las Demandantes alegan que, una vez incorporada la modificación en las normas de formación del precio *spot* en 2008, Bolivia habría “*renegead on its assurances that Guaracachi would be able to obtain a remuneration reflecting its economic costs*”³⁹¹. EGSA “*was denied the opportunity to recover the capital invested and obtain a reasonable return*”³⁹². Estos supuestos efectos del cambio regulatorio, además de no ser cierto en los hechos, no caracterizan una violación del trato justo y equitativo.
409. *In limine*, es sintomático que las Demandantes ni siquiera identifiquen dónde constarían esas supuestas “*assurances*”. Una vez más, las Demandantes hacen alegaciones sin sustento.
410. En cualquier caso, las Demandantes no han aportado ninguna prueba que demuestre que el cambio en los precios *spot* en 2008 les impidió recuperar el capital invertido y obtener una rentabilidad razonable. La falta de prueba económica es suficiente para rechazar la alegación.
411. Por si fuera poco, las alegaciones de las Demandantes contradicen directamente el supuesto efecto devastador de la Norma Operativa N° 3 2008. En efecto, las Demandantes alegan en este arbitraje que, incluso considerando el efecto de este cambio, EGSA había reportado beneficios en 2010 (lo que implica necesariamente que se ha recuperado el capital invertido) y EGSA tendría un valor de empresa positivo (de varias decenas de millones de dólares). Las Demandantes no pueden,

³⁹⁰ Ver Sección 3.1.1.

³⁹¹ Memorial de Demanda, párr. 193.

³⁹² *Id.*, párr. 192.

por un lado, pretender que EGSA era una empresa con beneficios en 2010 y, a la vez, pretender que desde 2008 le resultaba imposible recuperar sus inversiones.

412. Las alegaciones de las Demandantes ni siquiera encuentran sustento en el informe de Compass Lexecon, para quien el impacto del cambio del precio *spot* resultante del DS 29599 fue reducir los ingresos de EGSA en US\$ 400.000 en 2008 y US\$ 5,7 millones en 2009³⁹³. Concretamente, dicho impacto representa menos de dos años de dividendos de EGSA³⁹⁴. Además, Compass Lexecon reconoce que el cambio en el cálculo de los precios *spot* resultante del DS 29599 no tiene ningún efecto económico más allá de 2016³⁹⁵. El propio experto de las Demandantes demuestra que la reducción en los ingresos resultante del cambio en el cálculo de los precios *spot* “*is small compared to the overall amount of the Project*”³⁹⁶.
413. En cualquier caso, Econ One demuestra que el impacto económico del cambio en el cálculo de los precios *spot* fue, a lo sumo, de 2 a 3 millones, lo que representa menos de un año de dividendos de EGSA. Además, como indica Econ One, estos montos:

*muestran el máximo efecto teórico que el cambio regulatorio hubiera podido tener en el flujo de caja de EGSA. Esto es debido a las medidas de estabilización de las tarifas de electricidad que establece la ley boliviana. [...] En este contexto, la existencia de incrementos en las cuentas de las empresas generadoras en el Fondo de Estabilización indica que los precios en el mercado spot han excedido los precios estabilizados. Por ejemplo, el saldo de la cuenta a favor de EGSA en el Fondo de Estabilización subió de Bs. 10.519.153 a 31 de diciembre de 2009 a Bs. 41.562.703 a 31 de diciembre de 2010. Así pues, aunque el D.S. 29.599 no hubiera sido aprobado en 2008, eso no hubiera significado ningún flujo de caja adicional para EGSA durante los años 2009 y 2010, por cuanto el precio ya excedió en esos años el límite permitido por la estabilización de tarifas*³⁹⁷.

³⁹³ Compass Lexecon, Tabla VI.

³⁹⁴ Bejarano, párr. 27. En 2008, EGSA distribuyó un dividendo de US\$ 3,5 millones a Guaracachi America correspondiente al 50,001% del total de dividendos. El dividendo fue US\$ 2,3 millones en 2009.

³⁹⁵ Compass Lexecon, párr. 122.

³⁹⁶ *Toto Costruzioni Generali S.p.A. c. República de Líbano* (Caso CIADI No. ARB/07/12), laudo del 7 de junio de 2012, párr. 244, **RL-98**.

³⁹⁷ Econ One, párrs. 121 y 124.

414. Segundo, de ser probada, una mera disminución de la rentabilidad de EGSA no constituye una violación del trato justo y equitativo bajo los Tratados y el derecho internacional.
415. En efecto, para que pueda existir una violación del estándar de trato justo y equitativo, las Demandantes deberían probar que el Estado adoptó medidas drásticas, irrazonables, injustificadas o discriminatorias³⁹⁸. Como reconoció el tribunal en el reciente caso *Toto c. Líbano*:

*In the absence of a stabilization clause or similar commitment, which were not granted in the present case, changes in the regulatory framework would be considered as breaches of the duty to grant full protection and fair and equitable treatment only in case of a drastic or discriminatory change in the essential features of the transaction*³⁹⁹.

416. El tribunal en *El Paso* también enfatizó que “la estabilidad económica no puede ser una expectativa legítima de ningún actor económico”⁴⁰⁰, citando el fallo de la Corte Permanente de Justicia Internacional en el caso *Oscar Chinn* que “no ha perdido

³⁹⁸ *Waste Management c Mexico* (No. 2) (Caso CIADI No. ARB(AF)/00/3), laudo del 30 de abril de 2004, párr. 98, (“Taken together, the *S.D. Myers, Mondev, ADF and Loewen* cases suggest that the minimum standard of treatment of fair and equitable treatment is infringed by conduct attributable to the State and harmful to the claimant if the conduct is arbitrary, grossly unfair, unjust or idiosyncratic, is discriminatory and exposes the claimant to sectional or racial prejudice, or involves a lack of due process leading to an outcome which offends judicial propriety—as might be the case with a manifest failure of natural justice in judicial proceedings or a complete lack of transparency and candour in an administrative process. In applying this standard it is relevant that the treatment is in breach of representations made by the host State which were reasonably relied on by the claimant”) (el resaltado es nuestro), **RL-99**; *Thunderbird c. Mexico* (CNUDMI), laudo del 26 de enero de 2006, parr. 194, (“Notwithstanding the evolution of customary law since decisions such as the Neer Claim in 1926, the threshold for finding a violation of the minimum standard of treatment still remains high, as illustrated by recent jurisprudence [citing *Genin and Waste Management*] For the purposes of the present case, the Tribunal views acts that would give rise to a breach of the minimum standard of treatment prescribed by the NAFTA and customary international law as those that, weighed against the given factual context, amount to a gross denial of justice or manifest arbitrariness falling below acceptable international standards”) (el resaltado es nuestro), **RL-100** y *Biwater Gauff (Tanzania) Ltd. c. República Unida de Tanzania* (Caso CIADI No. ARB/05/22), laudo del 24 de julio de 2008, párrs. 597-599 citando los casos *Waste Management c. Mexico* y *Thunderbird c. Mexico* para notar que “These were, of course, statements made in the context of Article 1105(1) of NAFTA, which contains slightly different wording to the BIT here, and has also been the subject of a binding interpretation by the NAFTA Free Trade Commission (FTC). However, notwithstanding these factors, the Arbitral Tribunal considers that the description of the general threshold for violations of this standard is appropriate in the context of Article 2(2) of the BIT”, (el resaltado es nuestro) **CL-51**.

³⁹⁹ *Toto Costruzioni Generali S.p.A. c. República de Líbano* (Caso CIADI No. ARB/07/12), laudo del 7 de junio de 2012, párr. 244 (el resaltado es nuestro), **RL-98**.

⁴⁰⁰ *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 366, **RL-96**.

vigencia”⁴⁰¹. Cuando un Estado concluye un tratado bilateral de promoción y protección de inversiones, ello no da a los inversores extranjeros ninguna garantía “respecto de su salud económica y el mantenimiento de las condiciones económicas de negocios imperantes al momento en que se realizó la inversión”⁴⁰².

417. Ese mismo tribunal agregó que:

*debe subrayarse que no todos los elementos en los que a los inversores les gustaría confiar a la hora de maximizar sus beneficios, si de hecho pueden considerarse expectativas, pueden ser considerados legítimas y razonables*⁴⁰³

418. En el caso *Toto* mencionado, el tribunal consideró que el inversor no cumplió con su carga de probar la existencia de una violación al trato justo y equitativo. En particular, en aquél caso, el inversor no probó que los cambios en la legislación fiscal realizados por Líbano alcanzaran el nivel de injusticia o inequidad requeridos para generar una violación del estándar:

*Toto failed to establish that Lebanon, in changing taxes and customs duties, brought about such a drastic or discriminatory consequence. The additional cost resulting from increased taxes and custom duties is small compared to the overall amount of the Project*⁴⁰⁴.

419. Igual que en el caso *Toto*, en el presente caso, y en aplicación del principio general del derecho *actori incumbit probatio*, corresponde a las Demandantes probar su reclamo basado en una supuesta violación del trato justo y equitativo bajo los Tratados.

420. Dicha prueba supone, entre otros, demostrar consecuencias “drásticas o discriminatorias” para EGSA resultantes de la medida adoptada por el Estado. Las Demandantes no alegan que el cambio en la regulación de los precios *spot* en

⁴⁰¹ *Id.*, párr. 366, citando *Oscar Chinn (Reino Unido c. Bélgica)*, 1934 C.P.J.I. Rep., Serie A/B, No. 63, fallo del 12 de diciembre de 1934, párr. 100 (“*No enterprise – least of all a commercial or transport enterprise, the success of which is dependent on the fluctuating level of prices and rates – can escape from the changes and hazards resulting from general economic conditions. Some industries may be able to make large profits during a period of general prosperity, or else by taking advantage of a treaty of commerce or of an alteration in customs duties; but they are also exposed to the danger of ruin or extinction if circumstances change*”), **RL-101**.

⁴⁰² *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 365 (el resaltado es nuestro), **RL-96**.

⁴⁰³ *Id.*, párr. 355 (el resaltado es nuestro).

⁴⁰⁴ *Toto Costruzioni Generali S.p.A. c. República de Líbano* (Caso CIADI No. ARB/07/12), laudo del 7 de junio de 2012, párr. 244, **RL-98**.

Bolivia fue discriminatorio. Se limitan a alegar que dicho cambio les negó la oportunidad de recuperar el capital invertido y obtener una rentabilidad razonable. Tan sólo alegar esto no es suficiente. Para demostrar una violación del trato justo y equitativo, las Demandantes deberían probar no sólo que el cambio en el cálculo de los precios *spot* por el DS 29599 realmente les impidió recuperar su inversión de capital, sino que el impacto habría sido drástico con relación a su inversión en Bolivia.

421. Ninguno de estos hechos fue demostrado por las Demandantes.
422. En síntesis, la alegación según la cual el cambio en el método de cálculo de los precios *spot* de la electricidad habría impedido a las Demandantes recuperar su inversión y obtener una rentabilidad razonable contradice los hechos de este caso y la posición de las propias Demandantes. Por ejemplo, el experto de las Demandantes demuestra que el impacto (de haberlo) sería pequeño. Una vez corregido por Econ One, el impacto habría sido todavía menor.
423. Por lo expuesto, Bolivia no violó el estándar del trato justo y equitativo bajo los Tratados o el derecho internacional al modificar las normas regulatorias relativas al precio *spot* para excluir del cálculo de dicho precio los costos de generación de las unidades generadoras más ineficientes y que aportaban muy poca potencia al sistema eléctrico del país. El reclamo de las Demandantes debe ser desestimado.

3.1.3 Bolivia no violó el estándar de “protección y seguridad plenas” al modificar el marco legal relativo a los precios *spot* de la electricidad

424. Las Demandantes invocan que el cambio operado por la Norma Operativa N° 3 2008 también constituiría una violación de la obligación de Bolivia bajo los Tratados de ofrecer “*plena protección y seguridad*” a la supuesta inversión de las Demandantes⁴⁰⁵.
425. Dicho reclamo tampoco debe prosperar. Las Demandantes distorsionan el alcance del estándar bajo los Tratados para extenderlo más allá del deber de diligencia para prevenir daños a las personas o bienes. Debidamente interpretado, una modificación

⁴⁰⁵ El artículo II.3(a) del Tratado con los Estados Unidos dispone: “*En todo momento, cada Parte otorgará a las inversiones abarcadas [...] una protección y seguridad plenas, y en ningún caso les otorgará un trato menos favorable que el que exige el derecho internacional*”, **C-17**. El artículo II(2) del Tratado con el Reino Unido dispone: “[...] *las inversiones de capital de nacionales o sociedades de cada Parte Contratante [...] gozarán de plena protección y seguridad en el territorio de la otra Parte Contratante*”, **C-1**.

del marco regulatorio no puede, por definición, dar origen a una violación del estándar de plena protección y seguridad (3.1.3.1). En cualquier caso, incluso adoptando una interpretación amplia de este estándar, no existe violación de los Tratados porque Bolivia nunca retiró la protección y seguridad legales de la supuesta inversión de las Demandantes al promulgar la Norma Operativa N° 3 2008. (3.1.3.2).

3.1.3.1 *El cambio en la Norma Operativa N° 3 no puede, por definición, constituir una violación del estándar de plena protección y seguridad*

426. Las Demandantes alegan que:

*The withdrawal by the host state of the legal protection and security previously granted to an investment also constitutes a violation of [the full protection and security] obligation*⁴⁰⁶.

427. Para sustentar su afirmación, las Demandantes invocan dos casos (*Azurix c. Argentina y CME c. República Checa*)⁴⁰⁷ en los que los tribunales adoptaron una visión muy amplia del estándar de plena protección y seguridad bajo tratados de inversión. Según estos tribunales, la protección del estándar engloba no sólo el deber de vigilancia del Estado, que conlleva el deber de prevenir daños ilícitos a las personas o bienes de los inversionistas extranjeros, sino también la protección y seguridad legales, definidas como “*la estabilidad que confiere un entorno de inversión seguro*”⁴⁰⁸.

428. Al adoptar una concepción extremadamente amplia del estándar de la plena protección y seguridad, estos tribunales realizan una comparación entre dicho estándar y el estándar del trato justo y equitativo. La consecuencia lógica es que, si el Estado no viola el estándar de trato justo y equitativo, el Estado tampoco podría violar el estándar de plena protección y seguridad⁴⁰⁹. A *título preliminar*, por lo tanto, si el Tribunal Arbitral concluye que no existió violación por Bolivia del trato justo y equitativo, según las mismas Demandantes, el Tribunal Arbitral deberá rechazar su reclamo por violación del estándar de plena protección y seguridad.

⁴⁰⁶ Memorial de Demanda, párr. 199.

⁴⁰⁷ *Id.*, párrs. 199-200.

⁴⁰⁸ *Azurix Corp c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/01/12), laudo del 14 de julio de 2006, párr. 408, **CL-37**, citado en el párr. 200 del Memorial de Demanda.

⁴⁰⁹ *Id.*, párr. 408.

429. En cualquier caso, conviene recordar que los casos citados por las Demandantes son claramente minoritarios y han sido criticados por la jurisprudencia posterior.
430. Si el estándar de plena protección y seguridad fuese idéntico al estándar de trato justo y equitativo, este último estaría desprovisto de todo *effet utile*, lo que es claramente contrario a una interpretación de buena fe de los Tratados. El tribunal en el caso *El Paso* notó la necesidad de evitar este tipo de error conceptual que “*nada contribuye a la confianza en el marco jurídico y previsibilidad de su aplicación*”. Según el tribunal:

La jurisprudencia del CIADI se ha desarrollado de manera tal que genera una cierta confusión y superposición entre los distintos estándares de protección consagrados en la mayoría de los TBI. A la luz de esta situación, que en nada contribuye a la confianza en el marco jurídico y la previsibilidad de su aplicación a las inversiones extranjeras, el Tribunal intentará aclarar[r] lo más posible el alcance de los distintos estándares de protección, ya que está convencido de que no deberían utilizarse uno u otro indistintamente. Igualmente, antes de hacerlo, considera apropiado dar algunos ejemplos de la confusión que, en su opinión, justifica este enfoque⁴¹⁰.

431. Específicamente, uno de los ejemplos mencionados por el tribunal *El Paso* fue la indebida asimilación del estándar de plena protección y seguridad con el estándar de trato justo y equitativo que había hecho el tribunal en el caso *Azurix* citado por las Demandantes. En palabras del tribunal *El Paso*:

En algunos casos tampoco existe una clara distinción entre el estándar de trato justo y equitativo (FET, por sus siglas en inglés) y el estándar de plena protección y seguridad (CPS). Ésta fue también la posición adoptada por el tribunal del caso Azurix⁴¹¹.

432. Numerosos tribunales internacionales han interpretado de manera constante el estándar de plena protección y seguridad, desde el primer caso de arbitraje CIADI basado en un tratado de inversiones (*AAPL c. Sri Lanka*)⁴¹², como relativo a la protección e integridad físicas del inversor y sus bienes en el territorio del Estado. Este estándar conlleva para el Estado un deber de diligencia (prevención y represión por la fuerza) pero no una obligación de resultado. El Estado no tiene el deber de

⁴¹⁰ *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 226 (el resaltado es nuestro), **RL-96**.

⁴¹¹ *Id.*, 1, párr. 228 (el resaltado es nuestro).

⁴¹² Caso citado por las Demandantes en su Memorial de Demanda, párr. 197: *Asian Agricultural Products Ltd c. Sri Lanka* (Caso CIADI N.º ARB/87/3), laudo Final del 27 de junio de 1990, **CL-10**.

evitar todo daño al inversor o a sus bienes (lo que equivaldría a un deber de resultado), sino únicamente el deber de “adoptar las medidas razonables dentro de sus posibilidades para evitar los daños”⁴¹³ y, si no lo logra, castigar a los responsables de dichos daños.

433. Esta concepción del estándar de plena protección y seguridad fue adoptada por varios tribunales, cuyas conclusiones fueron sintetizadas por el tribunal en el caso *Saluka*:

483. The “full protection and security” standard applies essentially when the foreign investment has been affected by civil strife and physical violence. In the AMT arbitration, it was held that the host State “must show that it has taken all measures of precaution to protect the investments of [the investor] in its territory”.

484. The standard does not imply strict liability of the host State however. The Tecmed tribunal held that “the guarantee of full protection and security is not absolute and does not impose strict liability upon the State that grants it”. The host State is, however, obliged to exercise due diligence. As the tribunal in Wena, quoting from American Manufacturing and Trading, stated,

The obligation incumbent on the [host State] is an obligation of vigilance, in the sense that the [host State] shall take all measures necessary to ensure the full enjoyment of protection and security of its investments and should not be permitted to invoke its own legislation to detract from any such obligation.

Accordingly, the standard obliges the host State to adopt all reasonable measures to protect assets and property from threats or attacks which may target particularly foreigners or certain groups of foreigners. The practice of arbitral tribunals seems to indicate, however, that the “full security and protection” clause is not meant to cover just any kind of impairment of an investor’s investment, but to protect more specifically the physical integrity of an investment against interference by use of force⁴¹⁴.

434. A la vista de los casos mencionados, el tribunal en el caso *BG Group c. Argentina* afirmó sin ambages que no se debe ampliar el alcance del estándar de plena protección y seguridad para englobar la protección y seguridad jurídicas del inversor:

⁴¹³ *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 523, **RL-96**.

⁴¹⁴ *Saluka Investments BV c. República Checa* (CNUDMI), Laudo Parcial del 17 de marzo de 2006, párrs. 483-484 (el resaltado es nuestro), **CL-36** citando: *American Manufacturing & Trading Inc c. República de Zaire* (Caso CIADI N.º ARB/93/1), laudo del 21 de febrero de 1997, **CL-15**; *TECMED S.A. c. México* (Caso CIADI N.º ARB(AF)/00/2), laudo del 29 de mayo de 2003, **CL-28** y *Wena Hotels Ltd. c. República Árabe de Egipto* (Caso CIADI No. ARB/98/4), laudo del 8 de diciembre de 2000, **RL-102**.

324. *The Tribunal observes that notions of “protection and constant security” or “full protection and security” in international law have traditionally been associated with situations where the physical security of the investor or its investment is compromised. Indeed, the authorities relied upon by BG confirm this:*

a) *in AAPL the tribunal had to determine under the Sri Lanka-U.K. BIT whether the physical destruction of property of AAPL and the killing of a farm manager and permanent staff members were in violation of the provision of protection and security under Article 2.2 of the Sri Lanka-U.K. BIT;*

b) *in AMT the tribunal found that under the U.S.-Zaire BIT, Zaire had violated the protection and security standard required by the treaty in relation to lootings carried out against AMT’s investment.*

325. *Similarly at issue in E.L.S.I was the occupation of the investor’s plant by its workers following its requisition by the Mayor of Palermo and Wena Hotels Limited v. Arab Republic of Egypt relates to the forceful seizure of property.*

326. *The Tribunal is mindful that other tribunals have found that the standard of “protection and constant security” encompasses stability of the legal framework applicable to the investment. By relating the standards of “protection and constant security” and “fair and equitable treatment” such tribunals have found that the host State is under an obligation to provide a “secure investment environment”. However, in light of the decisions quoted above, the Tribunal finds it inappropriate to depart from the originally understood standard of “protection and constant security”*⁴¹⁵

435. La misma conclusión fue alcanzada por el tribunal en el caso *El Paso*:

*El Tribunal considera que el estándar de plenas protección y seguridad no es más que la obligación tradicional del derecho internacional consuetudinario de proteger a los extranjeros, y es una obligación residual reservada a aquéllos casos en que los actos impugnados no pueden por sí atribuirse al Gobierno, sino a un tercero. Por lo general, existe consenso en la jurisprudencia y la doctrina de que este estándar impone una obligación de vigilancia y debida diligencia al gobierno*⁴¹⁶.

436. De conformidad con la interpretación del estándar de plena protección y seguridad adoptada por los casos antes citados, las Demandantes no han invocado ningún acto que pudiera conllevar una aplicación de dicho estándar. En efecto, el único acto impugnado por las Demandantes es la promulgación de la Norma Operativa N° 3 2008. Dicha medida no caracteriza una violación por Bolivia de su deber de

⁴¹⁵ *BG Group Plc. c. República Argentina* (UNCITRAL), laudo del 24 de diciembre de 2007, párrs. 324-326, **CL-48** (citas omitidas).

⁴¹⁶ *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párr. 522, **RL-96**.

diligencia para prevenir o castigar daños a las Demandantes o sus bienes en el territorio boliviano a manos de terceros. Por lo contrario, la medida impugnada fue adoptada por Bolivia dentro del marco regulatorio aplicable a la supuesta inversión de las Demandantes.

437. Por lo tanto, el cambio en la reglamentación para el cálculo del precio *spot* no puede caracterizar una violación del estándar de plena protección y seguridad correctamente interpretado. Esto es suficiente para desestimar el reclamo de las Demandantes⁴¹⁷.

3.1.3.2 *La Norma Operativa N° 3 2008, en cualquier caso, no constituye un incumplimiento de la protección y seguridad legales de la inversión*

438. En cualquier caso, la alegación de las Demandantes de que Bolivia, en lugar de aplicar el marco legal, “acted in disregard of the protection and security of the Claimants’ investment when it dismantled the scheme for the determination of the spot price”⁴¹⁸ es incorrecta en los hechos.

439. En efecto, por las mismas razones demostradas por Bolivia con relación al trato justo y equitativo⁴¹⁹, Bolivia nunca “desmanteló” el marco reglamentario para la determinación del precio *spot* de manera contraria al “legal, regulatory and contractual framework that [Bolivia] had established specifically to ensure the viability and legal and economic protection and security of the Claimants’ investments”⁴²⁰.

440. La posibilidad que la remuneración de las empresas generadoras de electricidad en Bolivia (como EGSA) fuera modificada (y reducida) ya estaba prevista desde el ROME 1995 cuando Guaracachi America adquirió su participación en EGSA⁴²¹. Nunca existió ningún compromiso específico, de naturaleza regulatoria o

⁴¹⁷ *BG Group Plc. c. República Argentina* (UNCITRAL), laudo del 24 de diciembre de 2007, párrs. 327, **CL-48** y *El Paso Energy International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), laudo de 31 de octubre de 2011, párrs. 524-525, **RL-96**.

⁴¹⁸ Memorial de las Demanda, párr. 202.

⁴¹⁹ Ver Sección 3.1.2.

⁴²⁰ Memorial de las Demanda, párr. 201.

⁴²¹ ROME 1995, art. 17(m) (“*OBLIGACIONES GENERALES*). Son obligaciones de todos los Agentes del Mercado las siguientes: [...] (m) Acatar a todas las reducciones en su remuneración, que la Ley de Electricidad y sus reglamentos establezcan”), **R-27**. Ver también ROME 2001, art. 18(l), **C-85**.

contractual, de Bolivia garantizando la inmutabilidad del marco legal aplicable, la estabilidad de los precios de venta de la electricidad o una mínima rentabilidad⁴²².

441. Además, como fue explicado anteriormente, la Norma Operativa N° 3 2008 fue una medida razonable y justificada bajo el Derecho boliviano⁴²³.
442. Finalmente, dicha medida no tuvo un efecto drástico y tampoco destruyó la inversión de las Demandantes⁴²⁴. Como las propias Demandantes reconocen, la medida impugnada simplemente tuvo el efecto de “*tak[e] away a [...] part of the remuneration*”⁴²⁵ que a EGSA le gustaría haber recibido. Bolivia ya demostró, sin embargo, que dicha parte de la remuneración no era “*substantial*” ni tampoco se trataba de una remuneración “*to which Guaracachi was entitled*”⁴²⁶.
443. Por lo tanto, aunque se considere, *quod non*, que un cambio por Bolivia del marco regulatorio aplicable a la inversión pudiera constituir una violación del estándar de plena protección y seguridad bajo los Tratados, el cambio en la reglamentación para el cálculo del precio *spot* en el presente caso nunca tuvo el efecto de dismantelar “*the legal, regulatory and contractual framework that [Bolivia] had established specifically to ensure the viability and legal and economic protection and security of the Claimants’ investments*”⁴²⁷. Por ende, dicho cambio no violó la plena protección y seguridad de la inversión de las Demandantes bajo los Tratados o el derecho internacional.

3.1.4 Bolivia no menoscabó la inversión de las Demandantes mediante una medida irrazonable al modificar el marco regulatorio relativo a los precios *spot*

444. Las Demandantes no plantean un reclamo serio y sustanciado de una supuesta violación de la obligación de no menoscabar la administración o dirección, mantenimiento, funcionamiento, uso, explotación, goce o enajenación de la

⁴²² Ver Sección 3.1.2.2.

⁴²³ Ver Sección 3.1.1.1.

⁴²⁴ Ver Sección 3.1.2.4. Ver también Econ One Sección IV.

⁴²⁵ Memorial de Demanda, párr. 204.

⁴²⁶ *Id.*, párr. 204.

⁴²⁷ *Id.*, párr. 201.

inversión de las Demandantes por medio de medidas irrazonables y discriminatorias⁴²⁸, arbitrarias o discriminatorias⁴²⁹.

445. Las Demandantes se limitan a afirmar que, por las mismas razones ya invocadas en relación con los estándares de trato justo y equitativo y plena protección y seguridad, Bolivia también habría violado el estándar de no menoscabo de la inversión por medio de medidas irrazonables y discriminatorias, arbitrarias o discriminatorias⁴³⁰.

446. En efecto, el hecho impugnado por las Demandantes es el mismo, a saber:

Bolivia cannot be said to have acted reasonably when it altered a key aspect of the investment legal framework such as the scheme for the determination of the spot price to the detriment of the Claimants. As in the cases cited above, this is not behavior that the State Parties to the Treaties could have anticipated or expected in light of the provisions and goals of the Treaties to promote and protect investments⁴³¹.

447. Las Demandantes ni siquiera consideran cuál es la interpretación correcta de las disposiciones de los Tratados que invocan.

448. Las Demandantes alegan un supuesto carácter “irrazonable” del cambio en la regulación del precio *spot*. Sin embargo, el solo supuesto carácter “irrazonable” de la medida impugnada no es suficiente para constituir una violación del estándar mencionado bajo los Tratados.

449. En efecto, el Tratado con los Estados Unidos prohíbe medidas “*irrazonables y discriminatorias*” que menoscaben la inversión y el Tratado con el Reino Unido prohíbe medidas “*arbitrarias o discriminatorias*” que perjudican la inversión. Dichos Tratados deben ser interpretados de conformidad con la regla general de interpretación de tratados establecida en el artículo 31 de la CVDT que dispone que “[u]n tratado deberá interpretarse de buena fe conforme al sentido corriente que

⁴²⁸ Artículo II.3(b) del Tratado con los Estados Unidos: “*Ninguna de las Partes menoscabará en modo alguno, mediante la adopción de medidas irrazonables y discriminatorias, la dirección, la explotación, el funcionamiento o la venta u otra enajenación de las inversiones abarcadas*”, **C-17**.

⁴²⁹ Artículo II(2) del Tratado con el Reino Unido: “*Ninguna de las dos Partes Contratantes de ningún modo podrá perjudicar mediante medidas arbitrarias o discriminatorias, la administración, mantenimiento, uso, goce o enajenación en su territorio de las inversiones de capital de nacionales o sociedades de la otra Parte Contratante*”, **C-1**.

⁴³⁰ Memorial de Demanda, párr. 209.

⁴³¹ *Id.*, párr. 209.

haya de atribuirse a los términos del tratado en el contexto de éstos y teniendo en cuenta su objeto y fin”⁴³². Es un principio ampliamente reconocido en derecho internacional que la responsabilidad del Estado por la supuesta violación de un tratado está condicionada a los términos precisos de la disposición del tratado:

*State responsibility for breach of a treaty obligation depends upon the precise terms of the treaty provision alleged to have been infringed, which raises a question of construction of the words used: if the treaty provision is breached, responsibility follows*⁴³³.

450. El Tratado con los Estados Unidos utiliza la conjunción “y” que, en su sentido ordinario, es empleada “*para unir palabras o cláusulas en concepto afirmativo*”⁴³⁴. Según los términos de dicho Tratado, una medida será violatoria del estándar de “no menoscabar” si dicha medida es, a la vez, irrazonable y discriminatoria. Las Demandantes ni siquiera alegan (y no podría ser de otro modo pues la Norma Operativa N° 3 2008 es de aplicación general) que la medida impugnada sea discriminatoria. Por lo tanto, no se puede tratar de una medida contraria al Tratado con los Estados Unidos⁴³⁵.
451. Tampoco alegan las Demandantes que la medida impugnada sea arbitraria. Por lo tanto, no se puede tratar de una medida “*arbitraria o discriminatoria*” bajo el Tratado con el Reino Unido.
452. Por lo tanto, de ser supuestamente “irrazonable” pero no discriminatoria ni arbitraria la promulgación de la Norma Operativa N° 32008, mal podría hablarse de una violación del artículo II.3(b) del Tratado con los Estados Unidos o del artículo II (2) del Tratado con el Reino Unido.

⁴³² Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados, art. 31, **RL-59**.

⁴³³ *AIG Capital Partners, Inc. y CJSC Tema Real Estate Company c. República de Kazakstán* (Caso CIADI No. ARB/01/6), laudo del 7 de octubre de 2003, párr. 12.1.1 (el resaltado es nuestro), **RL-103**.

⁴³⁴ “y (*Del lat. et*). 1. conj. copulat. U. para unir palabras o cláusulas en concepto afirmativo”, Real Academia Española, Diccionario de Lengua Española, 22° ed., **RL-104**.

⁴³⁵ La jurisprudencia confirma que el uso de la conjunción “y” requiere que una violación del estándar de no menoscabo ocurra solamente si la medida en cuestión cumplir, cumulativamente, con los calificativos de “irrazonable” y “discriminatoria”. Ver *Lauder c. República Checa* (UNCITRAL), laudo del 3 de septiembre de 2001, párr. 219 (“*The Arbitral Tribunal considers that a violation of Article II(2)(b) of the Treaty requires both an arbitrary and a discriminatory measure by the State. It first results from the plain wording of the provision, which uses the word ‘and’ instead of the word ‘or’*”) (el resaltado es nuestro), **CL-23**.

453. En cualquier caso, más allá de las cuestiones de semántica relacionadas con la interpretación de los términos precisos de los Tratados que evidencian el carácter nebuloso del reclamo de las Demandantes, Bolivia ya ha demostrado que el cambio de las normas regulatorias relativas al precio *spot* fue una medida razonable y justificada⁴³⁶.
454. Por todo lo anterior, el reclamo de las Demandantes según el cual Bolivia habría menoscabado su inversión mediante la adopción de medidas irrazonables también debe ser desestimado en los hechos.
455. Ante la inexistencia de una violación de los Tratados, las Demandantes no tienen derecho a compensación alguna resultante del cambio en el marco regulatorio relativo a los precios *spot*. Por los demás, las Demandantes no han establecido un nexo de causalidad entre dicho cambio regulatorio y un daño económico.
- 3.1.5 Las Demandantes no establecen un nexo de causalidad entre el cambio regulatorio en los precios *spot* y la supuesta pérdida de ingresos de EGSA (cuyo monto han exagerado)**
456. Si, *par impossible*, el Tribunal Arbitral considerase que el cambio normativo relativo a los precios *spot* violó alguno de los estándares de trato bajo los Tratados, Bolivia demostrará a continuación, como confirma Econ One, que el monto de la compensación reclamado por las Demandantes bajo los Tratados y el derecho internacional es exagerado.
457. A *título preliminar*, las Demandantes, al ignorar la estabilización de tarifas vigente en Bolivia desde el año 2003, no establecen una relación de causalidad entre la adopción de la Norma Operativa N° 3 2008 y una supuesta pérdida de ingresos de EGSA, cuya compensación reclaman **(3.1.5.1)**.
458. Incluso si, *quod non*, existiera tal relación de causalidad, la compensación calculada por las Demandantes y Compass Lexecon es, a todas luces, exagerada **(3.1.5.2)**.

⁴³⁶ Ver Secciones 3.1.1 y 3.1.2.4.

3.1.5.1 *Las Demandantes no han establecido un nexo de causalidad entre el cambio regulatorio en los precios spot de la electricidad y la supuesta pérdida de ingresos de EGSA*

459. No debería estar en disputa que las Demandantes tienen la carga de (i) establecer que los supuestos daños que reclaman por concepto de la modificación del marco regulatorio aplicable a los precios *spot* fueron *causados* por dicha medida y (ii) cuantificar esos daños⁴³⁷.

460. Las Demandantes no pueden suponer la causalidad, sino que deben probarla. Como señalan los Comentarios de la Comisión de Derecho internacional a los Artículos sobre Responsabilidad de los Estados (“**Comentarios de la CDI**”):

*It is only “[i]njury ... caused by the internationally wrongful act of a State” for which full reparation must be made. This phrase is used to make clear that the subject matter of reparation is, globally, the injury resulting from and ascribable to the wrongful act, rather than any and all consequences flowing from an internationally wrongful act*⁴³⁸.

461. Del mismo modo, como ya señalamos anteriormente, la decisión de la Corte Permanente de Justicia Internacional en el histórico caso *Chorzów* estableció que:

*[t]he Applicant having calculated the amount of the reparation claimed on the basis of the damage suffered by the two Companies as a result of the Polish Government’s attitude, it is necessary for the Court to ascertain whether these Companies have in fact suffered damage as a consequence of that attitude*⁴³⁹.

462. Otros muchos tribunales han reconocido la necesidad de establecer el nexo de causalidad entre la medida supuestamente violatoria del orden internacional y los daños cuya compensación está siendo reclamada. En *Nycomb c. Letonia*, por ejemplo, el tribunal exigió a la demandante demostrar que el supuesto daño fue

⁴³⁷ Ver *Gami Investments, Inc. c. El Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos* (CNUDMI (NAFTA)), laudo final del 15 de noviembre de 2004, párrs. 83-85, **RL-105**.

⁴³⁸ James Crawford, *THE INTERNATIONAL LAW COMMISSION’S COMMENTARY TO THE ARTICLES ON STATE RESPONSIBILITY: INTRODUCTION, TEXT AND COMMENTARIES*, págs. 203-204 (2002), Comentario al Art. 31(2), párr. 9, **CL-24**.

⁴³⁹ *Fábrica de Chorzów*, CPJI, Ser. A, No. 17, sentencia del 13 de septiembre de 1928, párr. 75 (el resaltado es nuestro), **CL-2**.

“directly caused by the Republic or state organ”⁴⁴⁰. Según el tribunal en el caso *S.D. Meyers*:

The burden is on [the claimant] to prove the quantum of the losses in respect of which it puts forward its claims.

*Compensation is payable only in respect of harm that is proved to have a sufficient causal link with the specific [treaty] provision that has been breached; the economic losses claimed by [the claimant] must be proved to be those that have arisen from a breach of the [treaty], and not from other causes*⁴⁴¹.

463. En este caso, las Demandantes deberían probar que su supuesta pérdida económica surge directamente de la Norma Operativa N° 32008 y no de otra fuente. Sin embargo, lo único que alegan las Demandantes es que dicha Norma Operativa “*by excluding liquid fuel units (the units with the highest marginal cost) from the calculation depressed spot prices, eliminating a significant portion of Guarachi’s profit margin*”⁴⁴².
464. Para las Demandantes, por lo tanto, existiría una relación directa entre menor precio *spot* y menores beneficios para EGSA. Pero esto no es así por efecto de la estabilización de tarifas vigente en Bolivia desde 2003.
465. Para poder reclamar un daño cualquiera por efecto de la Norma Operativa N° 3 2008, las Demandantes deberían demostrar que con la estabilización de tarifas y sin la Norma Operativa N° 3 2008, los ingresos de EGSA habrían sido superiores a sus ingresos con la estabilización de tarifas y con la Norma Operativa N° 3 2008. Las Demandantes no establecen esta prueba.
466. El análisis debe partir, en cualquier caso, de cuál ha sido la evolución tarifaria desde que entró en vigencia dicha Norma Operativa N° 3 2008 (en septiembre de 2008).

⁴⁴⁰ Ver *Nykomb Synergetics Tech. Holding A.B. c. La República de Letonia* (Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo), laudo del 16 de diciembre de 2003, párr. 4.1, **RL-106**.

⁴⁴¹ *S.D. Meyers, Inc. c. El Gobierno de Canadá* (CNUDMI), laudo parcial del 13 de noviembre de 2000, párr. 316 (el resaltado es nuestro), **RL-107**. Ver también *EE.UU. c. Italia (Caso Elettronica Sicula Spa [ELSI])*, 1989 CIJ Reports 15, fallo del 20 de julio de 1989, pág. 15, sec. 119 (concluyendo, en un caso de expropiación, que no era posible afirmar “*that the ultimate result was the consequences of the acts or omissions of the [state] authorities*” cuando la demandante estaba “*in so precarious a state that bankruptcy was inevitable*”), **RL-83**; *Houston Contracting Co. c. NIOC*, laudo No. 378-173-3 del 22 de julio de 1988 (confirmando que la demandante estaba obligada a “*satisfy the burden of proof to show that the losses suffered by it were incurred as a result of the acts or omissions of Iran and not by [claimant’s] own failure to act*”), **RL-108**.

⁴⁴² Memorial de Demanda, párr. 261 (el resaltado es nuestro).

Si los precios más bajos por efecto de dicha Norma Operativa eran ya superiores a la tarifa estabilizada, no existe daño, pues EGSA en ningún caso recibiría ingresos correspondientes a la totalidad del precio *spot* (ya sea el precio rebajado por efecto de dicha norma operativa o el precio superior resultante de no aplicar dicha norma).

467. Para verificar este punto, el Inz. Paz “solicit[ó] al CNDC en julio de 2012 que elabore un estudio del impacto que hubiera tenido en la cuenta de EGSA en el fondo estabilización la no aplicación del Decreto Supremo 29.599”⁴⁴³.
468. El resultado del estudio demuestra que la Norma Operativa N° 32008 no causó ninguna reducción de ingresos a EGSA. En efecto, “independientemente del Decreto Supremo 29.599, el precio de venta *spot* excedió el tope permitido por la normativa. Por lo tanto, EGSA no se habría beneficiado del incremento en el precio de venta *spot* más allá de los precios estabilizados”⁴⁴⁴.
469. Como explica en detalle Econ One :

si los precios de energía y potencia en el mercado spot suben más de lo permitido por el decreto supremo de estabilización de tarifas eléctricas de 2003, las empresas generadoras (incluida EGSA) no reciben todo el flujo de caja asociado con los precios spot, sino que tienen que depositar la diferencia entre los ingresos calculados según los precios spot y según los precios estabilizados en una cuenta a su favor en el Fondo de Estabilización. [...]

En este contexto, la existencia de incrementos en las cuentas de las empresas generadoras en el Fondo de Estabilización indica que los precios en el mercado spot han excedido los precios estabilizados. Por ejemplo, el saldo de la cuenta a favor de EGSA en el Fondo de Estabilización subió de Bs. 10.519.153 a 31 de diciembre de 2009 a Bs. 41.562.703 a 31 de diciembre de 2010. Así pues, aunque el D.S. 29.599 no hubiera sido aprobado en 2008, eso no hubiera significado ningún flujo de caja adicional para EGSA durante los años 2009 y 2010, por cuanto el precio ya excedió en esos años el límite permitido por la estabilización de tarifas. Simplemente, el saldo de la cuenta de EGSA en el Fondo de Estabilización hubiera experimentado un incremento mayor.

No está claro cuándo EGSA hubiera podido convertir los saldos a su favor en el Fondo de Estabilización en flujo de caja real. Como explica el Ing. Paz, si los precios en el mercado spot siguen subiendo por encima de los precios estabilizados, entonces los saldos permanecerán en el Fondo de Estabilización indefinidamente. Según esto, el D.S. 29.599 bien puede no

⁴⁴³ Paz, párr. 112, Anexos 44 y 45.

⁴⁴⁴ *Id.*, párr. 112.

haber tenido ningún efecto significativo ni en el flujo de caja de EGSA ni, por lo tanto, en su VJM⁴⁴⁵.

470. Por lo tanto, la Norma Operativa N° 3 2008 no supuso una pérdida de ingresos para EGSA cuando se considera (lo que no han hecho las Demandantes) la estabilización de tarifas.
471. Lo anterior sirve también para ilustrar por qué este Tribunal Arbitral no puede confiar en ciertas afirmaciones gratuitas de las Demandantes, tales como que “*Dr Abdala’s conservative assessment is further demonstrated by his comprehensive calculation of potential operating costs in the ‘but for’ scenario, which include the CNDC’s technical assistance fee, the AE’s regulation rate, the dignity tariff and transaction, income and value-added taxes*”⁴⁴⁶. Dejando de lado que nada tiene de “conservador” incluir los costos reales, es llamativa la ausencia de la estabilización de tarifas en el listado anterior.
472. Incluso si el Tribunal Arbitral pasa por alto este “olvido” más de las Demandantes, deberá considerar que la compensación que calcula Compass Lexecon es claramente exagerada.

3.1.5.2 *La compensación calculada por las Demandantes por efecto del cambio regulatorio en los precios spot de la electricidad es exagerada*

473. *In limine*, no deja de sorprender la contradicción inherente de las Demandantes al, por un lado, calificar la promulgación de la Norma Operativa N° 32008 como contraria a los Tratados y el derecho internacional y, por el otro, calcular el VJM de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA al 1 de mayo de 2010 (esto es, 2 años después de la medida criticada) *aplicando* esa misma Norma Operativa N° 3 2008.
474. Con ello, las Demandantes reconocen implícitamente la debilidad de sus Nuevos Reclamos (debido a la falta tanto de jurisdicción del Tribunal Arbitral sobre los mismos como de mérito en cuanto al fondo) y se ven obligadas a presentar 2 cálculos adicionales: (i) el supuesto impacto de la Norma Operativa N° 32008 hasta la fecha de Nacionalización (septiembre 2008-abril 2010) y (ii) desde la

⁴⁴⁵ Econ One, párrs. 123-125.

⁴⁴⁶ Memorial de Demanda, párr. 264

Nacionalización (mayo 2010 en adelante). Para conveniencia del Tribunal Arbitral, Econ One ha realizado sus cálculos también considerando estos dos periodos.

a. Septiembre de 2008 a abril de 2010

475. Para este cálculo, Compass Lexecon depende enteramente, una vez más, de una simulación de MEC. Según las Demandantes, “*Dr. Abdala bases his calculation inputs on verified data. For the ‘actual’ scenario, he relies on data published by the CNDC [...] For his ‘but-for’ analysis, Dr. Abdala employs MEC’s computation of the spot energy prices and dispatch quantities that would have eventuated, had Resolution SSDE No 238/2008 never been introduced*”⁴⁴⁷.
476. Con esta metodología, Compass Lexecon concluye que, sin la Norma Operativa N° 32008, EGSA hubiera obtenido US\$ 8.3 millones de ingresos adicionales y calcula la compensación a las Demandantes (tras inflacionar el daño a una tasa del 10.63%) en US\$ 4.5 millones⁴⁴⁸.
477. Para verificar este cálculo histórico, el Ing. Paz solicitó directamente al CNDC, quien dispone de toda la información histórica, “*un estudio histórico del periodo junio/2008 – abril/2010 de los resultados de EGSA con y sin la aplicación del cambio en la Norma Operativa 3*”⁴⁴⁹. El estudio realizado por el propio CNDC demuestra que “*el impacto real en EGSA fue de, aproximadamente, la mitad de lo estimado por MEC (algo más de USD 4 millones excluyendo el IVA)*”⁴⁵⁰.
478. En criterio de Econ One:

Dado que el CNDC es el responsable de establecer los precios de la energía de forma imparcial y también de compilar, mantener, y distribuir todos los datos necesarios para este cálculo, he decidido basar mis cálculos en el estudio técnico elaborado por el CNDC en vez de la simulación realizada por MEC.

Una vez establecido el impacto en los ingresos de EGSA debidos al cambio regulatorio, he calculado los mayores costos operativos y los

⁴⁴⁷ Memorial de Demanda, párr. 264.

⁴⁴⁸ Compass Lexecon, párr. 121.

⁴⁴⁹ Paz, párr. 110 y Anexo 42. Como explica el Ing. Paz en este mismo párrafo, “[s]i bien entiendo que el cambio no entró en vigencia hasta finales de agosto de 2008, pedí el estudio desde junio por ser la fecha del Decreto Supremo 29.599. Esto no afecta el resultado pues, lógicamente, antes de su entrada en vigencia el cambio en la Norma Operativa 3 no tuvo ningún impacto”.

⁴⁵⁰ Paz, párr. 111 y Anexo 43 (Carta CNDC-1368-12 a EGSA del 3 de julio de 2012, pág. 3).

mayores impuestos que hubieran resultado de los mayores ingresos, de forma similar a Compass Lexecon, para obtener así el efecto neto del cambio regulatorio en EGSA. Finalmente, he calculado el 50.001% del impacto. El impacto económico total para el periodo septiembre de 2008 a mayo de 2010 es de US\$1,9 millones⁴⁵¹.

479. Por lo tanto, incluso sin considerar el efecto de la estabilización de tarifas, el impacto de la Norma Operativa N° 32008 hasta la Nacionalización fue, como máximo⁴⁵², US\$ 1.9 millones.

a. Mayo de 2010 en adelante (hasta 2016)

480. Tanto las proyecciones de Compass Lexecon como Econ One no consideran ningún impacto de la Norma Operativa N° 32008 después de 2016 “*puesto que la adición de nueva capacidad de generación al sistema haría innecesario el despacho de las unidades de diesel. Por este motivo el precio de la energía nunca vendría dado por el costo marginal de una unidad de diesel, tanto si el D.S. 29.599 hubiera sido aprobado como si no*”⁴⁵³.

481. Compass Lexecon estima que la compensación correspondiente al periodo 2010-2016, basándose para ello en las simulaciones de MEC (que, como se ha indicado anteriormente, son erradas), debe ser de US\$ 1.2 millones⁴⁵⁴.

482. Por su parte, Econ One parte de la relación entre el impacto anterior a la Nacionalización que sugiere Compass Lexecon y el establecido por el CNDC (49%) y aplica este mismo porcentaje a los impactos calculados por MEC y Compass Lexecon. Concretamente:

Por ejemplo, para el año 2011, MEC y Compass Lexecon calculan que los ingresos por venta de energía de EGSA hubieran sido 3,0% mayores sin la aplicación del D.S. 29.599. He tomado 49,6% de ese incremento, es decir, 1,5% y he aplicado dicho incremento a los ingresos por venta de energía proyectados por el Ing. Paz. [...]

Una vez realizado este cálculo sobre el impacto en los ingresos de EGSA, también calculo los costos operativos incrementales y los impuestos

⁴⁵¹ Econ One, párrs. 115-116 (el resaltado es nuestro).

⁴⁵² Como explica Econ One (nota al pie 149), para simplificar la presentación calculó los impuestos al igual que Compass Lexecon (quien, sin embargo, no consideró de forma correcta la interacción entre el IT y el IUE).

⁴⁵³ Econ One, párr. 118; Compass Lexecon, nota al pie 103.

⁴⁵⁴ Compass Lexecon, párr. 123.

incrementales para obtener el efecto neto, usando el mismo procedimiento que utilicé (y utiliza Compass Lexecon) para el periodo septiembre de 2008 a abril de 2010. Ese impacto neto está constituido por el flujo de fondos proyectado para periodos posteriores a la fecha de valuación de 1 de mayo de 2010, por lo que procede descontarlos a la fecha de valuación utilizando la tasa de descuento calculada en la Sección IV.1, 19,85%. De esta forma, el valor presente a 1 de mayo de 2010 es US\$0,3 millones⁴⁵⁵.

483. Por lo tanto, incluso sin considerar el efecto de la estabilización de tarifas, el impacto de la Norma Operativa N° 32008 después de la Nacionalización fue, como máximo, US\$ 0.3 millones.

484. La tabla a continuación resume las diferencias entre los cálculos realizados por las Partes:

	Compass Lexecon (1)	Econ One (2)
	(Millones de US\$)	
1. Septiembre de 2008 a abril de 2010	\$ 3,6	\$ 1,9
2. Mayo de 2010 en adelante	1,0	0,3
3. Total [Fila 1 + Fila 2]	\$ 4,6	\$ 2,3

3.2 La duración de los procedimientos ante la Corte Suprema de Justicia con relación a la modificación del marco legal aplicable al PBP es conforme con los Tratados y el derecho internacional

485. Tras introducir el contexto fáctico del único reclamo de las Demandantes relativo al PBP (3.2.1), Bolivia demostrará que los hechos alegados no pueden constituir una violación del estándar de medios eficaces bajo el Tratado con los Estados Unidos (ni, por lo tanto, bajo el Tratados con el Reino Unido, asumiendo, *quod non*, que sea aplicable) (3.2.2). Por último, ante la inexistencia de violación del estándar de medios eficaces bajo los Tratado, las Demandantes no tienen derecho a ninguna compensación. Si, *par impossible*, el Tribunal Arbitral considerase que la demora en la tramitación de los dos recursos formulados por EGSA ante la Corte Suprema de Justicia violó el estándar de medios efectivos bajo los Tratados, Bolivia demostrará que las Demandantes no establecen un nexo de causalidad entre dicha demora y la

⁴⁵⁵ Econ One, párrs. 117 y 119.

supuesta pérdida de ingresos de EGSA y que, en cualquier caso, como confirma Econ One, el monto de la compensación reclamado por las Demandantes bajo los Tratados y el derecho internacional es exagerado (3.2.3).

3.2.1 Los hechos que dan lugar al reclamo de las Demandantes relativo al PBP demuestran que no hubo “manipulación” del marco regulatorio

486. Al considerar el reclamo de las Demandantes sobre el PBP, el Tribunal Arbitral deberá tomar en cuenta no sólo lo que aquellas alegan, sino, sobre todo, aquello que las Demandantes no disputan (especialmente la legalidad y justificación de la reforma al cálculo del PBP) (3.2.1.1). Como demuestran los hechos, y aunque las Demandantes no aleguen lo contrario, conviene recordar que la modificación al PBP es justificada desde el punto de vista técnico (3.2.1.2). Esta modificación dio lugar a varios de procedimientos administrativos y judiciales (con todas las consecuencias que ello implica para la jurisdicción del Tribunal Arbitral⁴⁵⁶) en Bolivia (3.2.1.3).

3.2.1.1 Las Demandantes no disputan la legalidad y justificación del cambio regulatorio del PBP, ni de los procedimientos administrativos relativos a la Norma Operativa N° 19

487. Como reconocen las Demandantes, en el año 2007, éstas impugnaron la validez de la Norma Operativa N° 19 2007, tanto en la vía administrativa como en sede judicial⁴⁵⁷. Según las Demandantes, la impugnación de esta norma ante la Corte Suprema de Justicia habría dado lugar a “*unacceptable and unjustified delays*”, puesto que la Corte todavía no ha dictado sentencia (tras más de 3 años)⁴⁵⁸.

488. El único reclamo formulado por las Demandantes contra dicha Norma Operativa es la supuesta violación por Bolivia de su obligación de proporcionar medios eficaces para hacer valer los reclamos contra la modificación del PBP. Esta obligación, vale la pena recordar, está prevista únicamente en el Tratado con los Estados Unidos (art. II(4))⁴⁵⁹.

⁴⁵⁶ Objeciones, Secciones 6(2) y 7.

⁴⁵⁷ Memorial de Demanda, párrs. 93-94. Ver, también, Aliaga, párrs. 40-45.

⁴⁵⁸ *Id.*, párr. 219.

⁴⁵⁹ *Id.*, párr. 220.

489. En consecuencia, las Demandantes (i) no formulan ningún reclamo contra el cambio regulatorio en el cálculo del PBP por medio de la Norma Operativa N° 19 2007; (ii) no alegan que dicha Norma Operativa sea ilícita; (iii) no disputan que sea plenamente justificada en los hechos; (iv) no cuantifican los daños producidos por la supuesta demora injustificada de la Corte Suprema de Justicia (por el contrario, cuantifican sus daños como si no existiera dicha Norma Operativa). Por último, las Demandantes tampoco critican (v) la actuación de las autoridades administrativas de la impugnación de la Norma Operativa N° 19 2007 por la vía administrativa, tanto en su aspecto sustancial como en su aspecto procesal⁴⁶⁰.
490. Así las cosas, el reclamo de las Demandantes concierne exclusivamente la supuesta demora injustificada en el trámite de dos recursos judiciales interpuestos por EGSA ante la Corte Suprema de Justicia en abril y junio de 2008⁴⁶¹.
491. Bolivia ya realizó una primera descripción de estos procesos en sus Objeciones en el contexto de la aplicación de la cláusula “*fork-in-the-road*” del artículo IX(2) del Tratado con los Estados Unidos⁴⁶². Puesto que EGSA no es parte en este arbitraje, el hecho que las Demandantes estén formulando un reclamo por supuesto retraso judicial en dos acciones iniciadas por EGSA (sin participación de las Demandantes) confirma que las Demandantes ya eligieron la vía local para resolver el reclamo relativo al PBP.
492. Si, *par impossible*, el Tribunal Arbitral rechaza la aplicación de la cláusula de elección de vía, eso querrá decir, necesariamente, que distingue entre las Demandantes y EGSA. En tal caso, el Tribunal Arbitral también deberá distinguir entre las Demandantes y EGSA a la hora de considerar la legitimación activa (*standing*) de las Demandantes para reclamar por supuestos retrasos judiciales en dos procedimientos en los que no son parte. Solo se puede denegar “*effective means*” a quien ha tratado de ejercer esos “*means*” – en este caso, únicamente EGSA. La pasividad de las Demandantes en Bolivia les impide ahora alegar que el

⁴⁶⁰ Como el Dr. Carlos Quispe explicó, las actuaciones administrativas en Bolivia pueden ser impugnadas por la vía administrativa, ante los órganos especializados de la administración, o por la vía judicial, ante los jueces especializados (jurisdicción de lo contencioso-administrativo que, en Bolivia, está a cargo de la Corte Suprema de Justicia), Quispe, párr. 17.

⁴⁶¹ Demanda contencioso-administrativa en contra de la Resolución SSDE No. 1612 del 3 de abril de 2008, **C-151** y Demanda contencioso-administrativa en contra de la Resolución SSDE No. 1706/2008 del 10 de junio de 2008, **C-153**.

⁴⁶² Ver Memorial de Objeciones a la Jurisdicción, Sección 7.

sistema judicial boliviano no les ha permitido ejercer ciertos derechos que ni tienen ni han tratado de ejercer en Bolivia. El Memorial de Demanda es deliberadamente ambiguo sobre este punto.

3.2.1.2 *El cambio en la normativa boliviana relativa al cálculo del PBP es plenamente justificado*

493. Si bien las Demandantes no reclaman la falta de legalidad o justificación del cambio normativo, lo califican de “manipulación”. Por ello, el Estado, *ex abundante cautela*, describe a continuación el marco normativo aplicable al PBP. El Tribunal Arbitral podrá encontrar mayor detalle sobre este marco en la Sección 6.2.2.2 de las Objeciones y en la declaración del Ing. Paz⁴⁶³.

494. La remuneración a las empresas generadoras de electricidad por su potencia instalada (o precio básico de la potencia – PBP – también referido como precio básico de la potencia de punta), está prevista desde 1994 en la Ley de Electricidad⁴⁶⁴.

495. Como en el caso del precio *spot*, el método de cálculo del PBP fue definido en el ROME 1995 y, especialmente, el RPT 1995. En lo relevante a efectos de esta disputa, el PBP debía ser calculado, de conformidad con el artículo 15 del RPT 1995, partiendo del costo de inversión en nuevas unidades generadoras con base en el precio FOB de las nuevas unidades de generación:

1. Costo de inversión

a) Determinará la potencia nominal, tecnología y ubicación de la Unidad Generadora más económica apropiada, para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema. Determinará los años de vida útil de los respectivos equipos de generación e interconexión [...]

b) A la información de los precios FOB, de por lo menos dos fabricantes reconocidos, de una Unidad Generadora de tamaño y tecnología equivalente al definido en el inciso a) del presente artículo, se agregarán los costos de fletes, gastos de aduana, montaje, conexión y los demás que la Superintendencia determine como necesarios para dejar la Unidad Generadora en condiciones operativas; el total de gastos a agregar por estos conceptos no excederá del cincuenta por ciento (50%) del valor de catálogo de los equipos, porcentaje que podrá ser modificado por la

⁴⁶³ Paz, párrs. 117-125.

⁴⁶⁴ Ley de Electricidad, art. 49(e), **C-05**.

Superintendencia mediante un estudio que fundamente el nuevo valor a adoptar⁴⁶⁵.

496. Consecuentemente, correspondía a la SSDE determinar, con base en estudios técnicos, si el porcentaje del 50% que determina el Costo de Inversión debía mantenerse, reducirse o incrementarse⁴⁶⁶.
497. Como explica el Ing. Paz, “[e]n un estudio realizado en 1996 por el consultor Renato Augurto, este estimó que se debía adicionar un 17.5% al valor FOB de la turbina previo a la aplicación del 50% previsto en el RTP de 1995”⁴⁶⁷.
498. Al igual que para el precio *spot*, el ROME 2001 y el RPT 2001 introdujeron modificaciones respecto del cálculo del PBP. Estas modificaciones se detallaron en la Norma Operativa N° 19 del CNDC (“*Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta*”), promulgada mediante Resolución de la SSDE N° 121 del 2 de agosto de 2001 (la “**Norma Operativa N° 19 2001**”)⁴⁶⁸.
499. Entre otros cambios, conforme determina el párrafo primero de su artículo 1, el RPT 2001 dispuso que el Costo de Inversión será determinado en función del precio FOB de una Unidad Generadora escogida en razón de tener la potencia nominal, tecnología y ubicación más apropiadas para suministrar potencia adicional al sistema eléctrico en sus horas de punta. La Norma Operativa N° 19 2001 precisó la tecnología que debía servir de referencia (turbina a gas ciclo abierto)⁴⁶⁹; estableció procedimientos precisos para la determinación de (i) la ubicación de la unidad generadora de punta⁴⁷⁰ y (ii) la unidad generadora de punta más económica⁴⁷¹; y dispuso una nueva fórmula de cálculo del costo total de la inversión en su Regla 7:

El Costo Total de Inversión de la unidad generadora seleccionada es la suma de los siguientes costos:

a) Precio de Lista

⁴⁶⁵ RPT 1995, art. 15, **R-28**.

⁴⁶⁶ Paz, párr. 119.

⁴⁶⁷ *Id.*, párr. 120 y Anexo 46.

⁴⁶⁸ Norma Operativa N° 19 2001, **C-88**. Ver también RPT 2001, art. 18, **C-86**.

⁴⁶⁹ Norma Operativa N° 19 2001, Regla 4, **C-88**.

⁴⁷⁰ *Id.*, Regla 5.

⁴⁷¹ *Id.*, Regla 6.

Corresponde al precio de lista publicado por la revista Gas Turbine World Handbook obtenido para los equipos y accesorios de la unidad seleccionada.

b) Equipos complementarios

Al valor obtenido en el inciso a) se incrementa el 20% a fin de considerar el costo de todos los equipos complementarios.

c) Costos adicionales

Al valor obtenido en el inciso b) se incrementa en 50% correspondiente al (sic.) los demás costos necesarios para dejar la unidad generadora en condiciones operativas. Entre los costos adicionales se incluyen los siguientes:

- 1. Fletes: Transporte, carga, descarga, almacenaje, seguros*
- 2. Gastos de aduana*
- 3. Obras civiles y montaje electromecánico*
- 4. Conexión*
- 5. Ingeniería*
- 6. Administración*
- 7. Supervisión*
- 8. Puesta en servicio (incluye seguros)*
- 9. Costos Financieros*
- 10. Estudios y Licencias Medio Ambiente*
- 11. Terreno⁴⁷²*

500. Como puede apreciarse, la Norma Operativa N° 19 2001, siguiendo la recomendación técnica del consultor Renato Augurto, introdujo un nuevo concepto (“Equipos Complementarios”, 20% adicional) que no estaba previsto ni en el ROME 2001 ni en el RPT 2001 y por el que el costo de inversión podía llegar hasta el 180% del precio FOB de la turbina seleccionada ($= (X + 50\%X) \times 1.2$). Esta modificación se debió a motivos coyunturales: a fines de los '90 y hasta 2001, la recesión internacional había llevado a una rebaja significativa de los precios FOB de las turbinas, lo que ocasionaba que el precio de potencia calculado con base en los precios publicados entonces no permitiera remunerar suficientemente la inversión.

⁴⁷² *Id.*, Regla 7.

501. Desde la promulgación del RPT 2001, la Norma Operativa No. 19 fue, además de corregida por un error de transcripción⁴⁷³, modificada cuatro veces mediante las Resoluciones SSDE N° 074 de 20 de febrero de 2004 (la “**Norma Operativa N° 19 2004**”)⁴⁷⁴, SSDE N° 288 de 10 de octubre de 2006 (la “**Norma Operativa N° 19 2006**”)⁴⁷⁵, SSDE N° 40 de 8 de febrero de 2007 (la “**Norma Operativa N° 19 2007**”)⁴⁷⁶ y AE N° 561 de 12 de noviembre de 2010 (la “**Norma Operativa N° 19 2010**”)⁴⁷⁷.
502. Además, “[e]n el año 2002, la consultora *Quantum* estimó que se debía adicionar un 11.97% por concepto de equipos complementarios previo a la aplicación del 50% prevista en el RPT”⁴⁷⁸. Pero, como explica el Ing. Paz, “[e]n lugar de rebajar el porcentaje por ‘equipos complementarios’, lo que se justificaba técnicamente, las autoridades mantuvieron el 20% en las reformas sucesivas de la Norma Operativa 19”⁴⁷⁹.
503. La Norma Operativa N° 19 2004 fue consecuencia del Decreto Supremo N° 27354 de 4 de febrero de 2004, el cual trató de mitigar el impacto de las fluctuaciones en el precio de las turbinas (lo que había llevado, en 2001, a crear el incremento del 20% por equipos complementarios) modificando la definición de “*Precio de Lista*” como sigue:

a) Precio de Lista

*Corresponde al promedio de los precios de lista publicados en las cuatro últimas ediciones disponibles de la revista *Gas Turbine World Handbook* en su edición anual, correspondientes a la columna denominada “*Plant Price*” o su equivalente posterior y que incluye tanto el precio de la unidad como los equipos y accesorios de la unidad seleccionada*⁴⁸⁰.

⁴⁷³ Resolución SSDE No. 125 del 3 de agosto de 2001, **R-37**.

⁴⁷⁴ Norma Operativa N° 19 2004, **R-31**.

⁴⁷⁵ Norma Operativa N° 19 2006, **R-30**.

⁴⁷⁶ Norma Operativa N° 19 2007, **C-129**.

⁴⁷⁷ Norma Operativa N° 19 2010, **R-32**.

⁴⁷⁸ Paz, párr. 122 y Anexo 47.

⁴⁷⁹ *Id.*, párr. 122.

⁴⁸⁰ Norma Operativa N° 19 2004, art. 1 modificadorio de la Regla 7(a) (el resaltado es nuestro), **R-31**.

504. La Resolución SSDE N° 288 abrogó formalmente las resoluciones anteriores que habían adoptado la Norma Operativa N° 19 y promulgó la nueva Norma Operativa N° 19 2006. Como muestra su Cuarto Considerando:

*[...] los precios de Potencia de Punta determinados aplicando la Norma Operativa N° 19, han mostrado variaciones semestrales significativas, ocasionando inestabilidad en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y dificultades en su transferencia a los precios aplicables a los consumidores regulados, por lo que es necesario modificar la norma operativa a fin de atenuar las variaciones semestrales de los precios de Potencia de Punta*⁴⁸¹.

505. La Norma Operativa N° 19 2006 retomó el anterior sistema de cálculo del PBP e introdujo algunas precisiones importantes en el procedimiento de determinación, por ejemplo, de la unidad generadora de punta más económica (con mayor detalle en cuanto a las características de las turbinas) y, especialmente, en cuanto al precio de la turbina que debía considerarse. La referencia, en la versión de 2004, a las 4 últimas “ediciones” del Gas Turbine World Handbook era confusa por cuanto esta publicación no era periódica. Para evitar ambigüedades, la Norma Operativa N° 19 2006 dispuso:

a) Precio de la Turbina

*Corresponde al promedio de los precios de lista (columna “Budgetary Price” o su equivalente posterior), de las publicaciones de la revista “Gas Turbine World Handbook” de los últimos cuatro (4) años previos a la declaración de agentes para la Programación de Mediano Plazo*⁴⁸².

506. Tanto la Norma Operativa N° 19 2004 como la Norma Operativa N° 19 2006 mantuvieron intacto el incremento del 20% por equipos complementarios, pese a que ya no se justificaba económicamente, como explica el Ing. Paz⁴⁸³.
507. La Norma Operativa N° 19 2006 fue objeto de un recurso de revocatoria por las empresas generadoras, lo que condujo a la SSDE a encargar un estudio técnico independiente de los valores que componían el cálculo del PBP. Este estudio demostró la necesidad de modificar la Norma Operativa N° 19 2006. Como muestran los Considerandos de la Norma Operativa N° 19 2007, promulgada tan solo 4 meses después de la versión de 2006:

⁴⁸¹ Norma Operativa N° 19 2006, Cuarto Considerando **R-30**.

⁴⁸² *Id.*, Regla 7(a) (el resaltado es nuestro).

⁴⁸³ Paz, párr. 122.

Que con la finalidad de resolver los recursos de revocatoria interpuestos [contra la Norma Operativa N° 19 2006] y como medida de mejor proveer [...] se contrató el servicio de consultoría de la firma consultora especializada en regulación de energía “BATES WHITE LLC”, para que realice un análisis técnico-jurídico de los argumentos presentados en los recursos de revocatoria interpuestos y consiguientemente analice la Norma Operativa N° 19, así como el procedimiento para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta para la remuneración de la potencia de las unidades generadoras señaladas en dicha Norma Operativa (consultoría denominada: “Revisión de la Norma Operativa N° 19 “Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta”).

[...]

Que al haberse revocado la [Norma Operativa N° 19 2006 por cuestiones de procedimiento], y de acuerdo al trabajo realizado con la empresa consultora y las recomendaciones emergentes de la parte legal de la misma; [...] se establecieron diferentes observaciones al proyecto de Norma Operativa N° 19 (enviada por el CNDC mediante nota CNDC-LP 102/2006 de 29 de septiembre de 2006) [...]”⁴⁸⁴.

508. La consultora Bates White (basada en Washington D.C. y reconocida a nivel mundial por su pericia en el sector eléctrico) realizó un estudio pormenorizado de los costos reales asociados con la adquisición e instalación de turbinas de gas. El resultado, como muestra su informe de enero de 2007 (el “**Informe Bates White**”)⁴⁸⁵, es que no existía ninguna justificación económica para sumar al precio FOB de la turbina más 50% de costos adicionales *otro 20% más* por concepto de “equipos complementarios”⁴⁸⁶. En sus conclusiones, Bates White señala:

⁴⁸⁴ Norma Operativa N° 19 2007, págs. 1-2, **C-129**.

⁴⁸⁵ Informe de Bates White LLC del 18 de enero de 2007 sobre la Revisión de la Norma Operativa No.19, **R-34**.

⁴⁸⁶ Paz, párr. 123.

III. CONCLUSIONES

Este informe analiza si el 50% de costos adicionales contemplados en el RPT es suficiente para incorporar los costos necesarios para dejar la unidad generadora en condiciones operativas y si existe evidencia de que este porcentaje debe ser incrementado por la Superintendencia. Se analizaron los costos de inversión en una unidad generadora de ciclo abierto, se analizó la metodología de la Norma 19, y se analizaron de manera crítica y como puntos de referencia los porcentajes de costos adicionales con respecto al valor FOB obtenidos por estudios sobre costo de inversión en potencia de punta realizados en Bolivia, en Perú, en Chile y en los sistemas interconectados de Nueva York y Nueva Inglaterra en Estados Unidos. Entre otros aspectos, se evaluó además si la información sobre el precio de lista de la turbina de “los últimos cuatro (4) años previos a la declaración de agentes para la Programación de Mediano Plazo”, como lo establece la Norma 19, es la más recomendable desde el punto de vista económico para calcular el Precio Básico de Potencia de Punta y contribuir al mismo tiempo con el objetivo de estabilización de precios.

De acuerdo al artículo 18 del RPT, el 50% de costos adicionales podrá ser modificado mediante un estudio que fundamente el nuevo valor a adoptar. El 20% adicional incluido en la Norma 19 no está sustentado en el RPT. Se recomienda eliminar el 20% que incluye la Norma 19 y utilizar un único porcentaje para equipos complementarios y costos adicionales, siguiendo los resultados de este informe.

Se concluye en este informe que el total de costos adicionales, incluyendo equipos complementarios y todos los costos necesarios para dejar la unidad generadora en condiciones operativas, asciende al 48,6% del valor FOB o precio de lista de la turbina. Se recomienda entonces a la Superintendencia no modificar el 50% de costos adicionales establecido en el RPT. Dado que este 50% de costos adicionales implicaría un 5% del valor FOB como margen para imprevistos y otros costos no considerados explícitamente en este informe (lo cual equivale a tomar como imprevistos un 13,75 % de los costos mas imprevisibles, transporte y construcción), es posible afirmar que no se requieren costos por encima del 50% del valor FOB de la turbina para poner la unidad generadora en condiciones operativas.

Se concluye además que es razonable usar el promedio de precios de las unidades generadoras de los últimos cuatro años (ajustados por inflación), en vez de basarse sólo en la publicación más reciente, para evitar variaciones significativas en el precio de potencia. Finalmente, la especificación de que deben tomarse precios de años “previos” no es necesaria para la estabilización de precios y puede

1300 Eye Street NW, Suite 600 • Washington, DC 20005 49
main: 202.408.6110 • fax: 202.408.7838 • www.bateswhite.com

487

509. La primera propuesta del CNDC, en 2007, de una nueva Norma Operativa N° 19 fue rechazada por la SSDE por no ser conforme a una resolución anterior. Seguidamente, el CNDC presentó una nueva propuesta de norma operativa en la que

487 Informe Bates White, pág. 49, R-34.

adoptaba el criterio del Informe Bates White. Esta propuesta fue sometida al criterio de la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista, quien determinó que:

El criterio técnico determinado en el inciso b) “Costos Adicionales”, del numeral 7 de la Norma Operativa N° 19, coincide con el resultado de la última consultoría encargada por la [SSDE a Bates White] y el criterio técnico de la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista de que el 50% del incremento al valor obtenido del inciso a) del mismo numeral 7, incluye todos los “costos necesarios para dejar la unidad generadora en condiciones operativas”, donde también están incluidos los costos de interconexión al STI. Este criterio de la Norma Operativa N° 19 confirma los principios a) de eficiencia, e) de adaptabilidad y f) de neutralidad del Artículo 3 de la Ley de Electricidad, reconociendo mediante esta metodología el costo total de inversión de los Agentes Generadores⁴⁸⁸.

510. Por lo tanto, la Norma Operativa N° 19 2007 eliminó el incremento adicional de 20% por “equipos complementarios” en el cálculo del costo de la inversión para corregir la distorsión creada en el mercado por este concepto que, como demostraron los estudios técnicos, no se justificaba económicamente.

511. El Ing. Paz presenta en su declaración una “comparación [...] entre los informes de los consultores (con un precio hipotético de una turbina de USD 100)” que demuestra “que el cambio de la Norma Operativa 19 que rechazan las Demandantes estaba justificado técnicamente”⁴⁸⁹:

COSTO DE LA TURBINA SELECCIONADA (Costo de los equipos de la Unidad Generadora), con base 100 para determinar % sobre FOB	Usado hasta antes de Res. 040/2007	Estudio Renato Augurto	Estudio Quantum	Estudio Bates & White
% aplicable de equipos no incluidos en el manual (Gas Turbine World Handbook)	20%	17.50%	11.97%	0%
a) Costo Unitario de equipos del turbogenerador incluidos en el manual	\$us/kW 100.00	100.00	100.00	100.00
b) Costo Unitario de equipos NO incluidos en el manual = % respecto de a)	% 20.00	17.50	11.97	0.00
c) Costo Unitario Total de equipos	\$us/kW 120.00	117.50	111.97	100.00
Otros costos				
Se adopta 50% del costo de equipos (se aclara que este valor no puede ser mayor a 50% - RPT)	50.00% \$us/kW 60.00	58.75	55.99	50.00
COSTO TOTAL	\$us/kW 180.00	176.25	167.96	150.00
Este costo asume que :				
Equipo Generador (Base 100)	\$us/kW 100.00	100.00	100.00	100.00
Equipos NO incluidos en el manual (%), corresponde a las inversiones en la interconexión de la unidad generadora al STI y el 50% indicado por el RPT				
Costo Unitario de equipos NO incluidos en el manual = % respecto de a)	\$us/kW 20.00	17.50	11.97	0.00
Otros costos	\$us/kW 60.00	58.75	55.99	50.00
Total Equipos NO incluidos	\$us/kW 80.00	76.25	67.96	50.00
Total General (en base 100)	\$us/kW 180.00	176.25	167.96	150.00
% respecto costo FOB del equipo generador ⁴⁹⁰	80%	76%	68%	50%

⁴⁸⁸ Norma Operativa N° 19 2007, Considerando Segundo, punto 2 (el resaltado es nuestro), C-129.

⁴⁸⁹ Paz, párrs. 124-125.

⁴⁹⁰ Paz, pág. 37.

512. Por último, en noviembre de 2010 la AE (que, para entonces, había sustituido a la SSDE) promulgó la Norma Operativa N° 19 2010 con el fin de “*incorporar cambios de forma que contemplen en su texto las nuevas normas del sector y la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad [...]*”⁴⁹¹.
- 3.2.1.3 *Los procedimientos administrativos iniciados por EGSA en contra de la Norma Operativa N° 19 2007 y los recursos de EGSA ante la Corte Suprema de Bolivia*
513. Como el Dr. Carlos Quispe explicó en su primera declaración testimonial⁴⁹², la impugnación de actuaciones administrativas debe hacerse, primero, por la vía administrativa y, en caso de que el recurrente no quede satisfecho, por la vía judicial contencioso-administrativa.
514. En materia de energía eléctrica, los recursos disponibles en sede administrativa están previstos en la Ley del Procedimiento Administrativo (ley general) y la Ley 1600 de 1994 del SIRESE (ley especial)⁴⁹³. La vía administrativa tiene dos etapas: el recurso de revocatoria⁴⁹⁴, ante la misma autoridad que pronunció el acto (en este caso, la SSDE), y el recurso jerárquico⁴⁹⁵, que opera como apelación ante la autoridad administrativa jerárquicamente superior (en este caso, la Superintendencia General del SIRESE). En caso de rechazarse el recurso jerárquico, queda abierta la vía judicial contencioso-administrativa.
515. Tras la modificación de la Norma Operativa N° 19 2007, EGSA presentó dos procesos de impugnación: el *primero*, contra la Resolución CNDC No. 209/2007-1 (que instruyó a la Unidad Operativa del CNDC a complementar la Norma Operativa N° 19) y, el *segundo*, contra la Resolución SSDE No. 40 (que aprobó la Norma Operativa N° 19 2007) y sus normas preparatorias.
516. *Primero*, el 15 de febrero de 2007, EGSA interpuso un recurso de revocatoria contra la Resolución CNDC No. 209/2007-1⁴⁹⁶. Tras varias incidencias procesales, este

⁴⁹¹ Norma Operativa N° 19 2010, Considerando (Análisis), **R-32**.

⁴⁹² Quispe, párrs. 16 a 21.

⁴⁹³ *Id.*, párr. 18.

⁴⁹⁴ Ley del Procedimiento Administrativo, art. 64, **R-91** y Ley No. 1600 de 1994, art. 22, **C-54**.

⁴⁹⁵ Ley del Procedimiento Administrativo, art. 66, **R-91** y Ley No. 1600 de 1994, art. 23, **C-54**.

⁴⁹⁶ Recurso de Revocatoria contra la Resolución CNDC 209/2007-1 y otras resoluciones del 15 de febrero de 2007, **R-92**. Dicho recurso corrigió un recurso inadecuadamente presentado por EGSA tres días atrás.

recurso fue rechazado por la SSDE el 9 de agosto de 2007⁴⁹⁷. El 9 de noviembre de 2007 (es decir, tres meses más tarde), EGSA interpuso un recurso jerárquico ante la Superintendencia General del SIRESE⁴⁹⁸. Este recurso fue rechazado el 24 de marzo de 2008⁴⁹⁹.

517. El 10 de junio de 2008, EGSA presentó una demanda ante la Corte Suprema de Justicia⁵⁰⁰.
518. *Segundo*, el 22 de marzo de 2007, EGSA interpuso un recurso de revocatoria contra la Resolución SSDE No. 40 y sus actos preparatorios⁵⁰¹. Dicho recurso fue rechazado por la SSDE el 10 de mayo de 2007⁵⁰². El 31 de mayo de 2007, EGSA interpuso recurso jerárquico ante la Superintendencia General del SIRESE⁵⁰³. Este recurso fue rechazado el 8 de enero de 2008⁵⁰⁴.
519. El 3 de abril de 2008, EGSA presentó una demanda ante la Corte Suprema de Justicia⁵⁰⁵.
520. Como se puede apreciar, los recursos de revocatoria de EGSA ante la SSDE y su segunda instancia (recurso jerárquico) ante la Superintendencia General del SIRESE fueron atendidos en un tiempo razonable: un año y dos meses para los dos procedimientos contra la Resolución CNDC No. 209/2007-1 y 11 meses para los dos procedimientos contra la Resolución SSDE No. 40.
521. Las Demandantes, sólo reclaman la supuesta violación de la obligación del Estado de ofrecer medios eficaces para hacer valer sus reclamos debido a la duración de la

⁴⁹⁷ Resolución SSDE 243/2007 del 9 de agosto de 2007, **C-150**.

⁴⁹⁸ Recurso jerárquico de EGSA ante la Superintendencia General del SIRESE del 9 de noviembre de 2007, **C-142**.

⁴⁹⁹ Resolución SSDE No. 1706/2008 del 24 de marzo de 2008, **C-149**.

⁵⁰⁰ Demanda contencioso-administrativa en contra de la Resolución SSDE No. 1706/2008 del 10 de junio de 2008, **C-153**.

⁵⁰¹ Resoluciones SSDE No. 18, 2007, SSDE No. 021/2007 y CNDC 209/2007. Ver recurso de revocatoria de EGSA del 22 de marzo de 2007, **C-134**.

⁵⁰² Resolución SSDE No. 154 del 10 de mayo de 2007, **R-36**.

⁵⁰³ Recurso jerárquico contra la Resolución SSDE No. 154/2007, **C-139**.

⁵⁰⁴ Resolución No. 1612 de la Superintendencia General del SIRESE del 8 de enero de 2008, **R-99**.

⁵⁰⁵ Demanda contencioso-administrativa en contra de la Resolución SSDE No. 1612 del 3 de abril de 2008, **C-151**.

instancia judicial ante la Corte Suprema de Justicia. Este reclamo, sin embargo, no tiene ningún fundamento a la luz de los Tratados.

3.2.2 Bolivia no violó su obligación bajo el Tratado con los Estados Unidos de ofrecer medios eficaces para hacer valer las reivindicaciones de EGSA

522. Las Demandantes afirman que EGSA “*filed an appeal before the Supreme Court of Bolivia in April 2008 [challenging the Resolution SSDE N° 40]. Almost four years later, this challenge remains pending*”⁵⁰⁶ y también que EGSA “*filed an appeal before the Supreme Court of Bolivia in June 2008 [challenging procedural aspects of Resolution 040, implemented through Resolution CNDC 209/2007-1] [...]. Guaracachi’s procedural appeal Resolution CNDC 209/2007-1 has remained pending before the Supreme Court for more than three and a half years*”⁵⁰⁷.
523. Conviene recordar que EGSA no es parte de este arbitraje y que las Demandantes calculan los plazos hasta la fecha presente, cuando en realidad han dejado de tener un interés en las operaciones de EGSA el 1 de mayo de 2010. Si se realizan los cálculos a la fecha de valuación (1 de mayo de 2010), el supuesto retraso habría sido de menos de 2 años respecto del recurso contra la Resolución SSDE N° 40 y 2 años y 1 mes para el recurso contra la Resolución CNDE N° 209/2007.
524. Por lo anterior, las Demandantes alegan que “*the Bolivian court system has not worked effectively with regard to Guaracachi’s claims, and has resulted in unacceptable and unjustified delays*”⁵⁰⁸ y concluyen que “[*o*n this basis, the Bolivian judiciary’s inefficiencies and delays [...] constitute a failure by Bolivia to provide effective means of asserting claims and enforcing rights with respect to GAI and Rurelec’s investments, in breach of the Treaties”⁵⁰⁹.
525. El reclamo de las Demandantes carece de todo fundamento fáctico y jurídico.
526. Primero, las Demandantes se equivocan en su interpretación del estándar de medios eficaces (3.2.2.1). Una vez aplicado este estándar correctamente, deviene obvio que la duración de los recursos de EGSA ante la Corte Suprema de Justicia no han

⁵⁰⁶ Memorial de Demanda, párr. 217.

⁵⁰⁷ *Id.*, párr. 218.

⁵⁰⁸ *Id.*, párr. 219 (el resaltado es nuestro).

⁵⁰⁹ *Id.*, párr. 220 (el resaltado es nuestro).

sufrido una demora injustificada que pueda suponer una violación de dicho estándar bajo el Tratado con los Estados Unidos (3.2.2.2).

3.2.2.1 *El estándar de medios eficaces bajo el Tratado con los Estados Unidos debe ser correctamente interpretado*

527. El artículo II (4) del Tratado con los Estados Unidos dispone que:

Cada Parte proporcionará medios eficaces de hacer valer las reivindicaciones y hacer cumplir los derechos con respecto a las inversiones abarcadas.

528. El Tratado con el Reino Unido no contiene ninguna disposición similar.

529. Las Demandantes alegan, sin embargo, que pueden “importar” la disposición del Tratado con los Estados Unidos en el Tratado con el Reino Unido por medio de la cláusula de la nación más favorecida (“NMF”) contenida en este último, y que dispone:

Artículo III

Trato nacional y cláusula de la nación más favorecida

1. Ninguna de las Partes Contratantes someterá en su territorio las inversiones de rentas de nacionales y sociedades de la otra Parte Contratante a un trato menos favorable del que se concede a las inversiones de capital y rentas de sus propios nacionales y sociedades, o a las inversiones de capital y rentas de nacionales y sociedades de cualquier tercer Estado.

2. Ninguna de las Partes Contratantes someterá en su territorio a los nacionales y sociedades de la otra Parte Contratante, en cuanto se refiera a la administración, uso, goce o enajenación de sus inversiones de capital, a un trato menos favorable del que se concede a sus propios nacionales y sociedades o a los nacionales y sociedades de cualquier tercer Estado.

530. La utilización de la cláusula NMF realizada por las Demandantes es inapropiada. El Tratado de base (con el Reino Unido) no contiene ninguna disposición que establezca el estándar de trato que las Demandantes pretenden incorporar, es decir, este estándar no fue negociado y acordado por Bolivia para ser aplicado a inversionistas del Reino Unido.

531. No se debe pasar por alto que la disposición relativa a los medios eficaces es una disposición que se encuentra raramente en los tratados de inversión⁵¹⁰. Por lo tanto,

⁵¹⁰ *Chevron Corporation y Texaco Petroleum Company c. República de Ecuador (CNUDMI)*, Laudo Parcial sobre el Fondo del 30 de marzo de 2010, párr. 241 (“*BIT provisions such as this one are*

se trata de una protección cuya inclusión en un tratado es específicamente negociada entre las partes del tratado. Dicha negociación, que refleja la intención de los Estados parte, no puede ser simplemente ignorada mediante una utilización inapropiada de la cláusula NMF. El propósito de la cláusula NMF es garantizar que no habrá un trato discriminatorio basado en la nacionalidad de los inversores. La armonización de todos los estándares de protección de las inversiones específicamente negociados y acordados por Bolivia en tratados bilaterales distintos, con países distintos, por medio de la cláusula NMF, es un abuso de dicha cláusula. El Tribunal Arbitral no debe aceptar la incorporación del artículo II(4) del Tratado con los Estados Unidos en el Tratado con el Reino Unido.

532. En cualquier caso, incluso si el Tribunal Arbitral considerase posible incorporar el artículo II(4) del Tratado con los Estados Unidos al Tratado con el Reino Unido, Bolivia demostrará a continuación que no hubo violación de dicho estándar en la tramitación de los recursos planteados por EGSA ante la Corte Suprema de Justicia.

533. El alcance del estándar de medios eficaces fue correctamente interpretado por el tribunal en el caso *Duke Energy c. Ecuador*, refiriéndose a una disposición del tratado entre Ecuador y los Estados Unidos redactada en términos muy similares a la disposición invocada en el presente caso. Dicho tribunal consideró que:

*Esta disposición garantiza el acceso a los tribunales y la existencia de mecanismos institucionales de protección de inversiones. En consecuencia, tiene como fin hacer efectiva la garantía más general de protección contra la denegación de justicia, y forma parte de la misma*⁵¹¹.

534. Tratándose de una implementación del estándar de derecho internacional general de denegación de justicia, el artículo II (4) del Tratado con los Estados Unidos está sujeto a las condiciones exigentes que se aplican a este estándar. En efecto, como confirma el tribunal en el caso *Chevron*:

The test for establishing a denial of justice sets, as the Respondent has argued, a high threshold. While the standard is objective and does not require an overt showing of bad faith, it nevertheless requires the demonstration of “a particularly serious shortcoming” and egregious

relatively rare. They appear only in U.S. BITs, the Energy Charter Treaty, and a handful of other BITs”), CL-66.

⁵¹¹ *Duke Energy Electroquil Partners & Electroquil S.A. c. República de Ecuador* (Caso CIADI N.º ARB/04/19), laudo del 18 de agosto de 2008, párr. 391, (el resaltado es nuestro), **RL-109**.

*conduct that “shocks, or at least surprises, a sense of judicial propriety”*⁵¹².

535. De acuerdo con este exigente estándar en cuanto a la carga de la prueba, las Demandantes deben demostrar que hubo una conducta especialmente grave por parte del poder judicial boliviano. Además, porque la denegación de justicia concierne el fracaso del sistema judicial del Estado como un todo, y no solo de un único tribunal, dicho ilícito internacional solo puede ser establecido cuando todos los recursos internos hubieren sido agotados⁵¹³. Como se explica a continuación, las Demandantes no satisfacen esta carga de prueba y, por ello, su reclamo debe ser rechazado.
536. No está en disputa que “[f]or any “means” of asserting claims or enforcing rights to be effective, it must not be subject to indefinite or undue delay. Undue delay in effect amounts to a denial of access to those means”⁵¹⁴.
537. Sin embargo, en aplicación del principio *actori incumbit probatio*, las Demandantes deben demostrar que los plazos de tramitación de sus reclamos ante la Corte Suprema de Justicia en el presente caso fueron “undue” o “injustified”. Dicha prueba debe sustentarse en elementos objetivos, la mera alegación no es suficiente.
538. En el caso *Chevron*, citado por las propias Demandantes, el tribunal consideró que el criterio principal para aplicar el estándar de medios eficaces en casos de demoras ante las cortes nacionales exige considerar lo que habría sido un “reasonable amount of time” en las circunstancias del caso. Algunos factores sirven para determinar la razonabilidad de la demora:

The Ecuadorian legal system must thus, according to Article II(7), provide foreign investors with means of enforcing legitimate rights within a reasonable amount of time. The limit of reasonableness is dependent on the circumstances of the case. As with denial of justice under customary international law, some of the factors that may be considered are the

⁵¹² *Chevron Corporation y Texaco Petroleum Company c. República de Ecuador* (CNUDMI), Laudo Parcial sobre el Fondo del 30 de marzo de 2010, párr. 244, **CL-66**.

⁵¹³ J. Paulsson, “Denial of Justice in International Law”, Cambridge University Press, 2005, pág. 100 (“*International law attaches state responsibility for judicial action only if it is shown that there was no reasonably available national mechanism to correct the challenged action. In the case of denial of justice, finality is thus a substantive element of the international delict. States are held to an obligation to provide fair and efficient system of justice, not to an undertaking that there will never be an instance of judicial misconduct*”), **RL-110**.

⁵¹⁴ *Chevron Corporation y Texaco Petroleum Company c. República de Ecuador* (CNUDMI), Laudo Parcial sobre el Fondo del 30 de marzo de 2010, párr. 250, **CL-66**.

*complexity of the case, the behavior of the litigants involved, the significance of the interests at stake in the case, and the behavior of the courts themselves. The Tribunal must thus come to a conclusion about if and when the delay exceeded the allowable threshold under Article II(7) in light of all such circumstances*⁵¹⁵.

539. El razonamiento del tribunal en el caso *Chevron* es sencillo: el punto de partida es el tiempo que lleva el reclamo ante las cortes del Estado receptor de la inversión. Si ese tiempo no es *prima facie* razonable, eso no es suficiente para concluir que existe una violación del Tratado. El tribunal debe considerar los otros criterios enumerados para determinar si la demora puede ser justificada.

540. Si el tiempo es *prima facie* razonable, ahí debe acabar el análisis del Tribunal Arbitral (lo que sucede en el caso presente). En el caso citado por las Demandantes:

*[A]ll cases had been pending for at least 13 years at the time of commencement of the present arbitration. Thirteen years is a significant period, but the Tribunal does not find that a specific amount of delay alone results in an automatic breach of Article II (7) of the BIT. The Tribunal must also consider evidence regarding the reasons for the 13 or more years of delay in each of the seven court cases to ascertain whether the delay was undue*⁵¹⁶.

541. En el presente caso, las Demandantes alegan que “almost four years” y “more than three and a half years” constituyen “significant and unjustified delays”. Sin embargo, las Demandantes no explican objetivamente por qué dichos plazos serían injustificados.

542. Como se verá a continuación, la “demora” alegada por las Demandantes no puede ser considerada *prima facie* irrazonable de conformidad con (i) la propia jurisprudencia invocada por las Demandantes para sustentar su reclamo; (ii) la práctica constante de la Corte Suprema de Justicia de Bolivia en materia contencioso-administrativa y (iii) la práctica en muchos países. Por lo tanto, al no existir un “[un]reasonable amount of time”, el reclamo las Demandantes debe ser descartado.

543. Además, la conducta de las Demandantes impide que, aun suponiendo que los plazos no fueron razonables, puedan invocar una violación de la obligación de ofrecer medios eficaces. En efecto, pese que sabían que los reclamos ante la Corte

⁵¹⁵ *Chevron Corporation y Texaco Petroleum Company c. República de Ecuador* (CNUDMI), Laudo Parcial sobre el Fondo del 30 de marzo de 2010, párr. 250, **CL-66**.

⁵¹⁶ *Id.*, párr. 253.

Suprema de Justicia de Bolivia llevan tiempo, las Demandantes y/o EGSA no hicieron uso de todos los medios disponibles bajo el Derecho boliviano para reducir la demora o mitigar sus efectos.

3.2.2.2 *La duración de los recursos ante la Corte Suprema de Justicia de Bolivia no constituye una demora injustificada*

544. La tramitación de los recursos judiciales ante la Corte Suprema de Justicia (más de 3 años y medio para el recurso contra la Resolución No. CNDC No. 209/2007-1 y casi 4 años para el recurso contra la Resolución No. 40⁵¹⁷) no puede ser considerada *ineficiente o ineficaz* dadas las circunstancias.
545. *En primer lugar*, las Demandantes citan tan solo dos casos bajo tratados de inversión en los que el tribunal aplicó el estándar de medios efectivos (similar al artículo II(4) del Tratado con los Estados Unidos) con relación a demoras ante las cortes de un Estado: los casos *Chevron c. Ecuador*⁵¹⁸ y *White c. India*⁵¹⁹.
546. El punto de partida del tribunal en ambos casos fue la constatación de una demora en la tramitación de los reclamos por las cortes por sí misma irrazonable: 13 años en el caso de Ecuador⁵²⁰ y más de 9 años en primera instancia seguidos de más de 5 años en apelación para el caso de la India⁵²¹.
547. Es, cuanto menos, llamativo que las Demandantes invoquen estos dos únicos casos para sostener que (sin todavía explicar cómo) una supuesta “demora” de más de 3 años y medio y casi 4 años ante la Corte Suprema de Justicia constituye una demora “injustificada” equivalente a una denegación de medios eficaces.

⁵¹⁷ Demanda Contencioso Administrativa en contra de la Resolución Administrativa SSDE No. 1612/2008, del 3 de abril de 2008, **C-151** y Demanda Contencioso Administrativa en contra de la Resolución Administrativa SSDE No. 1706/2008, del 10 de junio de 2008, **C-153**.

⁵¹⁸ *Chevron Corporation y Texaco Petroleum Company c. República de Ecuador* (CNUDMI), Laudo Parcial sobre el Fondo del 30 de marzo de 2010, **CL-66** citado por las Demandantes en el párrafo 215 de su Memorial de Demanda.

⁵¹⁹ *White Industries Australia Limited c. República de India* (CNUDMI), Laudo Final, del 30 de noviembre de 2011, **CL-73** citado por las Demandantes en los párrafos 213-214 de su Memorial de Demanda.

⁵²⁰ *Chevron Corporation y Texaco Petroleum Company c. República de Ecuador* (CNUDMI), Laudo Parcial sobre el Fondo del 30 de marzo de 2010, párr. 264 (“[D]espite the evidence of judicial reform in Ecuador aimed at increasing the clearance rate of cases in Ecuadorian courts, the Tribunal finds that the delays observed in Claimants’ cases are too long to be excused”), **CL-66**.

⁵²¹ *White Industries Australia Limited c. República de India* (CNUDMI), Laudo Final, del 30 de noviembre de 2011, párr. 11.4.19, **CL-73**.

548. La mera comparación objetiva de los plazos considerados irrazonables en los casos invocados por las Demandantes y los plazos de tramitación los recursos planteados por EGSA ante la Corte Suprema de Justicia de muestra que el reclamo de las Demandantes es claramente abusivo y un ejemplo más de su constante exageración.
549. Como muestra de ello, basta recordar que el tribunal en el caso *White Industries c. India* consideró que un plazo de 3 años y medio para ordenar la suspensión de la ejecución de un laudo no constituye una denegación de medios eficaces⁵²². Entre otros elementos, el tribunal observó que el calendario establecido para el intercambio de memoriales en el procedimiento ante las cortes de la India “*was not exceptional, either in the Indian context or otherwise*” y que “*the length of time the Delhi court took in dealing with Coal India’s stay application seems to have been attributable both to exigencies of a busy court docket and the availability of counsel*”⁵²³.
550. Las Demandantes ni siquiera alegan que los plazos de tramitación de los recursos interpuestos por EGSA ante la Corte Suprema de Justicia de Bolivia sean excepcionales, “*either in the [Bolivian] context or otherwise*”. Bolivia, *ex abundante cautela*, demostrará a continuación que no lo son.
551. En efecto, *en segundo lugar*, un plazo de más de 3 años y medio, o incluso 4 años, para recursos judiciales contencioso-administrativos ante la Corte Suprema de Justicia de Bolivia no es excepcional en el contexto boliviano.
552. Al contrario, el Dr. Carlos Quispe Lima, quien tiene a su cargo la representación del Estado en este tipo de procedimientos judiciales confirma que:
- De hecho, no es nada extraño que la Corte Suprema tarde este tiempo (o incluso más) en decidir un recurso contencioso administrativo. Esto, es importante subrayar, ha sido así desde hace muchos años*⁵²⁴.
553. El Dr. Quispe ha recabado la información de todos los procedimientos contencioso-administrativos iniciados en los últimos 10 años (de 2002 a la fecha) ante la Corte

⁵²² *White Industries Australia Limited c. República de India* (CNUDMI), Laudo Final, del 30 de noviembre de 2011, párr. 11.4.7, **CL-73**.

⁵²³ *Id.*, párr. 11.4.8.

⁵²⁴ Quispe 2, párr. 1.

Suprema de Justicia en materia de energía eléctrica e hidrocarburos⁵²⁵. Los resultados son reveladores:

- a. De los 32 casos sometidos a la Corte Suprema de Justicia en 2007 (esto es, incluso antes de la interposición de los recursos de las Demandantes), ninguno de ellos ha sido resuelto a la fecha por sentencia final;
- b. De los 38 casos sometidos a la Corte Suprema de Justicia en 2008 (año en el cual se presentaron los 2 recursos de EGSA), ninguno de ellos ha sido resuelto a la fecha por sentencia final;
- c. A la fecha, la Corte Suprema de Justicia ha empezado a dictar sentencias para demandas admitidas en 2006 (de los 19 casos sometidos en dicho año, 14 han tenido sentencia final).

554. La tabla que presenta el Dr. Quispe de los procesos contencioso-administrativos ante la Corte Suprema de Justicia de Bolivia en materia de electricidad e hidrocarburos también demuestra que:

En promedio, para los casos admitidos entre 2002 y 2006 (donde ya hay sentencia), la Corte Suprema de Justicia de Bolivia necesitó más de cinco años y seis meses desde la admisión de la demanda para dictar una sentencia final⁵²⁶.

555. En ese contexto, el plazo transcurrido para la resolución de los dos recursos contencioso-administrativos interpuestos por EGSA en abril y junio de 2008 ante la Corte Suprema de Justicia es perfectamente normal dentro del contexto boliviano e incluso inferior al promedio para que la Corte Suprema de Justicia dicte una sentencia final.

556. Es de notar, además, que el promedio mencionado es claramente inferior a los plazos considerados irrazonables por la jurisprudencia internacional (13 años o más según los dos casos invocados por las Demandantes).

557. *En tercer lugar*, la supuesta demora “injustificada” e “inaceptable”, además de no ser tal, era conocida por las Demandantes cuando invirtieron en Bolivia⁵²⁷, no es una

⁵²⁵ Quispe 2, Tabla de Procesos Radicados en la Corte Suprema de Justicia de la Nación de 2002 a la fecha, Anexo 2.

⁵²⁶ Quispe 2, párr. 2.

⁵²⁷ Quispe 2, párr. 1. Las Demandantes afirman en su Memorial de Demanda que “*Prior to submitting its bid to acquire a 50 percent interest in Guaracachi, GPU conducted considerable*

demora anormal en comparación con otros Estados en vía de desarrollo, e incluso si se compara con Estados europeos desarrollados.

558. Comparando la situación boliviana con la de otros países de la región, un autor explica que en Colombia los procedimientos contenciosos-administrativos “*tienen una duración promedio, en las dos instancias de 6 a 14 años*”⁵²⁸.
559. En Sri Lanka, por ejemplo, la Corte superior tiene casos pendientes de decisión desde hace más de 10 años⁵²⁹, al igual que las cortes de la India, donde ha habido un gran número de “*appeals lasting 10, 15 or even 20 years*”⁵³⁰.
560. En el contexto europeo, la Corte Europea de Derechos Humanos, al considerar la aplicación del artículo 6 de la Convención Europea de Derechos Humanos⁵³¹, estima que un plazo de 5 años para procedimientos contencioso-administrativos complejos no es excesivo⁵³².
561. Por lo tanto, el plazo de 3 años y medio y casi 4 años ante la Corte Suprema de Justicia de Bolivia para decidir los dos recursos interpuestos por EGSA en una materia técnicamente compleja como el cálculo del PBP no puede ser considerado excepcional (y por lo tanto irrazonable) en comparación con la práctica boliviana y de otros países.

due diligence, including, among other things, a careful evaluation of the facilities owned by Guaracachi and “the political, legal and regulatory climate in Bolivia,” utilizing its own personnel as well as financial, legal, engineering, and accounting advisors in Bolivia”. Se puede anticipar, por ende, que los inversores conocían los problemas de plazos judiciales en Bolivia.

⁵²⁸ L. Calderón, “*Reflexiones sobre la Congestión Judicial en la Jurisdicción Contencioso Administrativo Colombiana*”, *Dikaion*, vol. 16(11), Universidad de La Sabana Chía, Colombia, 2002, pág 61, **RL-111**.

⁵²⁹ J. Falt, “*Congestion and Delay in Asia’s Courts*”, 4 *UCLA Pac. Basin L.J.* 90 1985, p. 120, **RL-112**.

⁵³⁰ *Id.*, p.109.

⁵³¹ Convención Europea de Derechos Humanos y de las Libertades Fundamentales, (“*Artículo 6, Derecho a un proceso equitativo 1. Toda persona tiene derecho a que su causa sea oída equitativa, públicamente y dentro de un plazo razonable, por un Tribunal independiente e imparcial, establecido por ley, que decidirá los litigios sobre sus derechos y obligaciones de carácter civil o sobre el fundamento de cualquier acusación en materia penal dirigida contra ella.*”), **RL-113**.

⁵³² F. Calvez, “*Length of court proceedings in the member states of the Council of Europe based on the case law of the European Court of Human Rights*”, <http://www.coe.int/t/dghl/cooperation/cepej/delais/Calvez_en.pdf>, p.6 (consultado el 26 de septiembre de 2012), **RL-114**.

562. *En cuarto lugar*, además de carecer de fundamento jurídico, el reclamo de las Demandantes ignora que sus propios testigos conocían los plazos calificados de inaceptables como algo normal.
563. En la Reunión del Directorio de EGSA del 15 de diciembre de 2009, el entonces Directorio controlado por las Demandantes ya sabía que:
- la Corte Suprema de Justicia recién se encuentra despachando los asuntos del año 2005, motivo por el cual existen escasas posibilidades de obtener una pronta sentencia*⁵³³.
564. Finalmente, y *en quinto lugar*, las Demandantes, por medio de EGSA, no han agotado todas las vías disponibles para evitar los efectos de una medida que ellas califican de “*of crucial importance for its operations*”⁵³⁴.
565. Como explica el Dr. Quispe, las Demandantes, por medio de EGSA “*tenían a su disposición medios procesales para suspender el efecto del acto administrativo impugnado mientras se decide la instancia administrativa o judicial que, sin embargo, nunca ejercieron*”⁵³⁵.
566. En el contexto de la instancia administrativa, EGSA podría haber presentado una solicitud de suspensión de la ejecución del acto impugnado mientras se resolvía el recurso administrativo. Como explica el Dr. Quispe, “[*e*]sta facultad se encuentra prevista en el artículo 59 de la Ley del Procedimiento Administrativo General precisamente para ‘evitar grave perjuicio al solicitante’”⁵³⁶. EGSA nunca hizo uso de este recurso.
567. En sede judicial, el Sr. Quispe explica que EGSA podría “*solicitar la llamada prohibición de innovar u otras medidas precautorias previstas en los artículos 167 y 169 del Código de Procedimiento Civil y que permitirían al juez suspender la ejecución del acto mientras dicta su sentencia*”⁵³⁷.
568. La suspensión de la ejecución del acto administrativo impugnado habría permitido mitigar los efectos de la supuesta “demora” de la Corte Suprema de Justicia para

⁵³³ Acta de Reunión del Directorio de EGSA del 15 de diciembre de 2009, págs. 6 y 7, **R-93**.

⁵³⁴ Memorial de Demanda, párr. 219.

⁵³⁵ Quispe 2, párr. 4.

⁵³⁶ *Id.*, párr. 5.

⁵³⁷ *Id.*, párr. 6.

pronunciarse sobre la legalidad de dicho acto. Las Demandantes no demuestran que EGSA haya hecho uso de este mecanismo procesal.

569. El tribunal en el caso *Chevron*, citado por las Demandantes, explicó muy claramente que:

[I]n the consideration of whether the means provided by the State to assert claims and enforce rights are sufficiently “effective” [...], the Tribunal must consider whether a given claimant has done its part by properly using the means placed at its disposal. A failure to use these means may preclude recovery if it prevents a proper assessment of the “effectiveness” of the system for asserting claims and enforcing rights. [...]

While reiterating its view that strict exhaustion of local remedies is not necessary, the Tribunal agrees with the Respondent that a claimant is required to make use of all remedies that are available and might have rectified the wrong complained of [...]. Moreover, a high likelihood of success of these remedies is not required in order to expect a claimant to attempt them. In the case of undue delay, the delay itself usually evidences the general futility of all remedies except those that specifically target the delay. [...]

Moreover, even if exhaustion of local remedies is not treated as a substantive element of a claim for undue delay, the litigants’ behavior in domestic courts remains part of the circumstances that the Tribunal must consider in determining if the delays experienced are undue. As the Respondent has argued, this matter goes to the causal link between the courts’ conduct and the delay that the Claimants suffered as a result. Should the Claimants be found not to have exhausted available local remedies for delay, their inaction may be taken as a contributing cause of the delay⁵³⁸.

570. Por lo tanto, puesto que EGSA no hizo uso de los recursos disponibles para mitigar los efectos de la supuesta demora de la decisión contra de la Resolución CNDC No. 209/2007-1 y la Resolución SSDE N° 40 ante la Corte Suprema de Justicia, el reclamo de las Demandantes según el cual Bolivia no ofreció medios eficaces para hacer valer sus reivindicaciones debe ser desestimado.
571. De forma subsidiaria, si el Tribunal Arbitral acepta dicho reclamo, deberá considerar la inacción de EGSA como elemento que contribuyó a la demora y tener en cuenta esta culpa compartida en la cuantificación de la compensación.

⁵³⁸ *Chevron Corporation y Texaco Petroleum Company c. República de Ecuador* (CNUDMI), laudo parcial sobre el fondo del 30 de marzo de 2010, párrs. 324, 326 y 327 (el resaltado es nuestro), **CL-66**.

572. Por todas las razones expuestas arriba, Bolivia no violó su obligación de ofrecer medios eficaces a las Demandantes para hacer valer sus reivindicaciones y derechos bajo el Tratado con los Estados Unidos y el derecho internacional.

3.2.3 Las Demandantes no establecen un nexo de causalidad entre la demora de la tramitación de los dos recursos formulados por EGSA ante la Corte Suprema de Justicia y la supuesta pérdida de ingresos de EGSA (cuyo monto han exagerado)

573. Si, *par impossible*, el Tribunal Arbitral considerase que la duración de los recursos formulados por EGSA ante la Corte Suprema de Justicia es injustificada y constituye una violación de la obligación de Bolivia de ofrecer medios eficaces bajo el Tratado con los Estados Unidos, deberá constatar que las Demandantes no establecen el daño que habría sido *causado* por esta supuesta demora injustificada. Al no establecer un nexo de causalidad entre la supuesta demora y el monto reclamado, las Demandantes no han establecido la prueba de un supuesto daño (3.2.3.1).

574. Incluso si, *quod non*, existiera la relación de causalidad entre el daño alegado y la demora de la Corte Suprema de Justicia, la compensación calculada por las Demandantes y Compass Lexecon es exagerada (3.2.3.2).

3.2.3.1 Las Demandantes no han establecido un nexo causal entre la supuesta demora injustificada de la Corte Suprema de Justicia en el trámite de los dos recursos contencioso-administrativos interpuestos por EGSA y la supuesta pérdida de ingresos de EGSA

575. Como Bolivia ya explicó anteriormente⁵³⁹, de conformidad con las normas de derecho internacional sobre la responsabilidad de los Estados por actos internacionalmente ilícitos, el Estado solo está obligado a reparar integralmente los daños causados por el acto internacionalmente ilícito que se le imputa. Este principio está consagrado por la doctrina y la jurisprudencia internacionales. Por ejemplo, los Comentarios de la CDI disponen claramente que:

It is only “[i]njury ...caused by the internationally wrongful act of a State” for which full reparation must be made. This phrase is used to make clear that the subject matter of reparation is, globally, the injury resulting from and

⁵³⁹ Ver Sección 3.1.5.1.

*ascribable to the wrongful act, rather than any and all consequences flowing from an internationally wrongful act*⁵⁴⁰.

576. Los tribunales internacionales aplican de manera constante ese principio⁵⁴¹, reconociendo sin ambages que quien reclama reparación por la violación de una obligación internacional debe establecer el nexo de causalidad entre el acto internacionalmente ilícito del Estado y los daños cuya compensación está siendo reclamada⁵⁴².

⁵⁴⁰ James Crawford, THE INTERNATIONAL LAW COMMISSION'S COMMENTARY TO THE ARTICLES ON STATE RESPONSIBILITY: INTRODUCTION, TEXT AND COMMENTARIES, págs. 203-204 (2002), Comentario al Art. 31(2), párr. 9, **CL-24**.

⁵⁴¹ Por ejemplo, *Fábrica de Chorzów*, CPJI, Ser. A, No. 17, Sentencia del 13 de septiembre de 1928, pág. 30 (“[t]he Applicant having calculated the amount of the reparation claimed on the basis of the damage suffered by the two Companies as a result of the Polish Government's attitude, it is necessary for the Court to ascertain whether these Companies have in fact suffered damage as a consequence of that attitude”) (el resaltado es nuestro), **CL-2**; *Elettronica Sicula S.p.A. (ELSI) (Estados Unidos c. Italia)*, Informes ICJ 1989 fallo del 20 de julio de 1989, pág. 15, sec. 119 (concluyendo, en un caso de expropiación, que no era posible afirmar “*that the ultimate result was the consequences of the acts or omissions of the [state] authorities*” cuando la demandante estaba “*in so precarious a state that bankruptcy was inevitable*”), **RL-83**; *Archer Daniels Midland Company and Tate & Lyle Ingredients Americas, Inc. c. Mexico* (Caso CIADI No. ARB(AF)/04/5), laudo del 21 de noviembre de 2007, párr. 282 (“*Any determination of damages under principles of international law require a sufficiently clear direct link between the wrongful act and the alleged injury, in order to trigger the obligation to compensate for such injury. A breach may be found to exist, but determination of the existence of the injury is necessary and then a calculation of the injury measured as monetary damages. This Tribunal is required to ensure that the relief sought, i.e., damages claimed, is appropriate as a direct consequence of the wrongful act and to determine the scope of the damage, measured in an amount of money*”) (el resaltado es nuestro), **CL-47**; *Biwater Gauff (Tanzania) Ltd. c. República Unida de Tanzania* (Caso CIADI No. ARB/05/22), laudo del 24 de julio de 2008, párr. 779 (“*Causation: Compensation for any violation of the BIT, whether in the context of unlawful expropriation or the breach of any other treaty standard, will only be due if there is a sufficient causal link between the actual breach of the BIT and the loss sustained by BGT*”), **CL-51**. Ver también *The Mavrommatis Palestine Concessions* (Grecia c. Reino Unido), CPJI SERIES A, No. 5 (1925), **RL-81** y *Caso Martini*, 2 U.N.R.I.A.A. 554, laudo del 8 de mayo de 1930, **RL-82**.

⁵⁴² Por ejemplo, *Nykomb Synergetics Tech. Holding A.B. c. La República de Letonia*, (Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo), laudo del 16 de diciembre de 2003, párr. 4.1 (“*The burden is on [the claimant] to prove the quantum of the losses in respect of which it puts forward its claims. Compensation is payable only in respect of harm that is proved to have a sufficient causal link with the specific [treaty] provision that has been breached. The economic losses claimed by [the claimant] must be proved to be those that have arisen from a breach of the [treaty], and not from other causes*”) (el resaltado es nuestro), **RL-106**; *Gami Investments, Inc. c. El Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos*, (CNUDMI (NAFTA)), laudo Final del 15 de noviembre de 2004, párrs. 83-85, (“*One cannot fail to observe that GAMI's complaint of alleged unfair and inequitable treatment is not connected with a demonstration of specific and quantifiable prejudice [...] GAMI has not sought to quantify the alleged prejudice arising from particular alleged acts or omissions [...] At any rate the Tribunal would have been in no position to award damages even if it had found a violation of Article 1105*”), **RL-105**; *Houston Contracting Co. c. NIOC*, laudo No. 378-173-3 del 22 de julio de 1988, págs. 3, 124 (confirmando que la demandante estaba obligada a “*satisfy the burden of proof to show that the*

577. En el presente caso, las Demandantes únicamente alegan, en relación con el método de cálculo del PBP, que Bolivia les ha denegado medios eficaces para tramitar sendos recursos de EGSA contra la Resolución SSDE No. 40 (aprobando la Norma Operativa N° 19 2007) y la Resolución CNDC No. 209/2007-1 en violación del artículo II(4) del Tratado con los Estados Unidos.
578. Por lo tanto, el único acto supuestamente ilícito de Bolivia sería la demora injustificada de la Corte Suprema de Justicia en decidir los recursos de EGSA. Las Demandantes tienen la carga de (i) establecer los daños que fueron causados por dicha demora y (ii) cuantificar dichos daños.
579. Sin embargo, las Demandantes no calculan los daños causados por la demora sino los daños que habrían sido causados por la Norma Operativa N° 19 2007, *suponiendo* (que no probando) que esta norma operativa sea ilícita. En efecto, según las Demandantes:

*Bolivia's failure to ensure effective means of redress in violation of the Treaties has precluded GAI and Rurelec from obtaining proper assessment of the capacity price payments and from receiving the capacity price payments to which they are entitled. As explained above, the Supreme Court of Bolivia has withheld any decision on these contested issues for years. It must therefore be assumed that, had effective means of recourse been available, the full capacity price payments would have been restored retroactively to GAI and Rurelec*⁵⁴³.

580. Como se puede apreciar, en su “*but-for*” escenario las Demandantes no solo consideran la existencia de una decisión de la Corte Suprema de Justicia sin demora, sino que dicha decisión habría invalidado la Norma Operativa N° 19 2007. Por todo argumento para llegar a dicha conclusión, las Demandantes afirman que “[i]t must therefore be assumed”. ¿Por qué debería este Tribunal Arbitral suponer la decisión de la Corte Suprema de Justicia favorable al reclamo de las Demandantes? ¿Con base en qué argumentos? ¿Con base en qué prueba?
581. Las Demandantes presentan meras hipótesis y conjeturas muy alejadas del nivel de prueba que se exige en este tipo de procedimientos. Bolivia ha demostrado

losses suffered by it were incurred as a result of the acts or omissions of Iran and not by [claimant's] own failure to act”), **RL-108**.

⁵⁴³ Memorial de Demanda, párr. 266 (el resaltado es nuestro).

anteriormente que la Corte Suprema de Justicia decidirá los recursos interpuestos por EGSA dentro de los plazos normales de tramitación (se encuentra decidiendo todavía recursos admitidos a trámite en 2006).

582. La compensación reclamada por las Demandantes (el supuesto lucro cesante resultante de la Norma Operativa N° 19 2007) no corresponde al supuesto hecho ilícito alegado (supuesta demora injustificada de la Corte Suprema de Justicia en juzgar los recursos de EGSA), el cual se resolvería con el pago de intereses. El supuesto daño resulta de un hecho que las Demandantes no cuestionan: la adopción de la Norma Operativa N° 19 2007 de conformidad con el Derecho boliviano y los Tratados. La verdadera *causa* del daño económico cuya compensación exigen las Demandantes es una norma operativa que reconocen como válida. Los daños reclamados por las Demandantes son, por lo tanto, hipotéticos y no pueden ser compensados en derecho internacional⁵⁴⁴.
583. Como Bolivia explicó en sus Objeciones, las Demandantes pretenden que este Tribunal Arbitral se sustituya a la Corte Suprema de Justicia y decida sobre la legalidad bajo el Derecho boliviano de la Resolución CNDC No. 209/2007-1 y la Resolución SSDE No. 40, tanto en términos de procedimiento como de derecho sustantivo. Bolivia ya ha demostrado que ese reclamo no es parte de la jurisdicción de este Tribunal Arbitral fundada exclusivamente en los Tratados⁵⁴⁵.
584. Incluso si el Tribunal Arbitral llegase a considerar que tiene jurisdicción para decidir sobre la legalidad de la Resolución CNDC No. 209/2007-1 y la Resolución SSDE No. 40 bajo el Derecho boliviano, las Demandantes ni siquiera han establecido por qué dichas resoluciones serían ilegales bajo el Derecho boliviano. No presentan ningún fundamento jurídico para su pedido bajo el Derecho boliviano y, también por esta razón, su reclamo debe ser desestimado.

⁵⁴⁴ Como indicó el tribunal *Amoco*, “one of the best settled rules of the law on international responsibility of States is that no reparation for speculative or uncertain damage can be awarded”, *Amoco International Finance Corp. c Irán*, Tribunal de Reclamaciones Irán-EE.UU (No. 310-56-3), laudo parcial del 23 de julio de 1987, párr. 238, **RL-76**. Las Demandantes deben probar su daño con un “suficiente grado de certeza”, *William J. Levitt c. El Gobierno de la Republica Islamica de Irán, et al.* (Iran-US Claims Tribunal), laudo no. 297-209-1 del 22 de abril de 1987, párrs. 42, 58, **RL-115**; S. Ripinsky y K. Williams, “*Damages in International Investment Law*”, British Institute of International and Comparative Law, 2008, págs. 164-165 (2008), **RL-75**.

⁵⁴⁵ Objeciones a la Jurisdicción, Secciones 6 y 7.

585. Por todo lo anterior, las Demandantes no demuestran la existencia de daños *resultantes* del supuesto acto ilícito de Bolivia que alegan y, por ende, no tienen derecho a la compensación que reclaman bajo el derecho internacional.

586. En cualquier caso, incluso si el Tribunal Arbitral considera que (i) tiene jurisdicción para determinar la legalidad en Derecho boliviano de la Resolución CNDC No. 209/2007-1 y la Resolución SSDE No. 40 (*quod non*) y (ii) las Demandantes han demostrado un nexo causal entre el daño alegado y la demora de la Corte Suprema de Justicia, el Tribunal Arbitral deberá considerar que la compensación calculada por Compass Lexecon es claramente exagerada.

3.2.3.2 *La compensación calculada por las Demandantes por efecto del cambio regulatorio en el PBP es exagerada*

587. Al igual que respecto del cambio regulatorio relativo al precio *spot* de la electricidad, las Demandantes reconocen la debilidad de su Nuevo Reclamo relativo al PBP al calcular el VJM de la participación accionaria de Guaracachi America en EGSA al 1 de mayo de 2010 (esto es, 3 años después de la medida criticada) *aplicando* la Norma Operativa N° 19 2007.

588. Del mismo modo, conviene recordar que las Demandantes han ignorado en sus cálculos el efecto de la estabilización de tarifas vigente en Bolivia desde 2003. Los cálculos de Econ One que se presentan a continuación tampoco consideran el efecto de la estabilización, por lo que Bolivia se reserva el derecho de solicitar a sus expertos un nuevo cálculo que considere este impacto.

589. Puesto que las Demandantes han calculado el supuesto impacto de la Norma Operativa N° 19 2007 en dos periodos distintos, y para conveniencia del Tribunal Arbitral, Econ One ha realizado sus cálculos considerando estos mismos períodos: (i) el supuesto impacto de la Norma Operativa N° 19 2007 hasta la fecha de Nacionalización (mayo 2007-abril 2010) y (ii) desde la Nacionalización (mayo 2010 en adelante).

590. Mayo de 2007 a abril de 2010

591. Para este cálculo, las Demandantes afirman que Compass Lexecon ha utilizado datos históricos avalados por el CNDC⁵⁴⁶. Según Compass Lexecon, recibieron la

⁵⁴⁶ Memorial de Demanda, párr. 269; Compass Lexecon, párr. 129.

instrucción de aplicar un incremento del 20% al precio FOB de las turbinas de gas para calcular la pérdida de ingresos histórica de EGSA y, a partir de ahí, estimar el supuesto daño a las Demandantes⁵⁴⁷.

592. Por su parte, Econ One no discrepa del cálculo aritmético realizado por Compass Lexecon:

Estoy generalmente de acuerdo con la mecánica de sus calculus [de Compass Lexecon], sin entrar en la cuestión legal de si dichos cálculos reflejan “daños sufridos por las Demandantes”. Es decir, como indica Compass Lexecon, si los precios de la potencia hubieran sido un 20% mayores, EGSA hubiera ingresado US\$11,4 millones adicionales, y hubiera incurrido costos operativos adicionales por US\$0,7 millones e impuestos adicionales por US\$2,0 millones, por lo que el efecto neto para EGSA habría sido de US\$8,7 millones, con lo que el 50,001% del efecto neto sería de US\$4,4 millones⁵⁴⁸.

593. La cuantificación para este período, por lo tanto, no está en disputa. No sucede lo mismo para el período posterior a la Nacionalización.

Mayo de 2010 en adelante

594. Para el periodo posterior a la Nacionalización, y puesto que el efecto de la Norma Operativa N° 19 2007 es reducir el ingreso por PBP que recibirían las unidades con capacidad disponible para aportar al SIN, tanto Compass Lexecon como Econ One utilizan las mismas proyecciones de demanda, oferta de capacidad, etc. que sirvieron de base para el cálculo del VJM al 1 de mayo de 2010 (y que se presentaron en la Sección 2.4 *supra*) e incrementan el ingreso por PBP⁵⁴⁹.

595. Compass Lexecon concluye que las Demandantes tienen derecho a recibir US\$ 27.9 millones por este concepto (después de aplicar una tasa de interés del 10.63%). Sin embargo, el cálculo de Compass Lexecon depende enteramente de las proyecciones realizadas por MEC y, por ello, adolece de los mismos defectos y errores mencionados anteriormente (por ejemplo, se basan en una selección de información de fuentes diversas, anticuadas o no disponibles a la fecha de valuación).

⁵⁴⁷ Compass Lexecon, párr. 130.

⁵⁴⁸ Econ One, párr. 130.

⁵⁴⁹ Econ One, párr. 131 ; Compass Lexecon, párr. 129.

596. Econ One ha estimado el impacto de la Norma Operativa N° 19 2007 desde la Nacionalización hasta 2038 incrementando los ingresos por PBP proyectados en su modelo de VJM directamente en un 20%. El resultado es un efecto máximo teórico (debido a que no considera la estabilización de tarifas) de US\$ 12 millones.
597. La tabla a continuación resume las diferencias entre los cálculos realizados por las Partes:

**Tabla 6 - Demanda por Remuneración por Potencia
Comparación Entre Compass Lexecon y Econ One
a 1 de mayo de 2010**

	Compass Lexecon		Econ One	
	(Millones de US\$)			
	(1)		(2)	
1. Mayo de 2007 a abril de 2010	\$	4,4	\$	4,4
2. Mayo de 2010 en adelante		27,9		12,0
3. Total [Fila 1 + Fila 2]	\$	32,2	\$	16,4

3.3 El Nuevo Reclamo de las Demandantes sobre los motores Worthington, además de ser prematuro, no constituye un verdadero reclamo bajo los Tratados o el derecho internacional

598. El Estado ya demostró que el Nuevo Reclamo de las Demandantes relativo a los dos motores de marca *Worthington* (ARJ-4 y ARJ-7) es prematuro⁵⁵⁰.
599. De ser admitido este reclamo, *quod non*, el Tribunal Arbitral deberá rechazarlo en cuanto al fondo al no existir el único incumplimiento de Bolivia alegado por las Demandantes: la supuesta nacionalización de los motores sin compensación. Como los hechos demuestran, ni los dos motores de marca *Worthington* (ARJ-4 y ARJ-7) ni la sociedad que reivindica su propiedad (Energía para Sistemas Aislados Energais S.A. – “**Energais**”) fueron objeto del Decreto de Nacionalización. Tampoco ha habido conducta alguna del Estado que constituya una “medida expropiatoria”.
600. En realidad, las Demandantes abandonaron los motores ARJ-4 y ARJ-7 desde el año 2004 (6 años antes de la Nacionalización) tras un intento fallido de descapitalizar

⁵⁵⁰ Objeciones, párrs. 331-333.

EGSA, como explica el Ing. Paz⁵⁵¹, y buscan ahora obtener una compensación que nada tiene que ver con el valor justo de mercado en 2010 de unos motores usados antiguos, que se encuentran desmontados y a la intemperie desde hace varios (y, por ello, en un paupérrimo estado) (3.3.1).

601. La reparación solicitada por las Demandantes (más de US\$ 500,000) no es consistente con el estándar de reparación del derecho internacional. Si realmente existiera una expropiación ilícita de los motores, como alegan las Demandantes, entonces tendrían derecho a su restitución (*restitutio in integrum*). Sin embargo, no solicitan la restitución porque las Demandantes saben que los motores no tienen el valor que reclaman por ellos. En efecto, la compensación económica solicitada por las Demandantes es, además de inadecuada, exagerada (3.3.2).

3.3.1 Bolivia no expropió los dos motores *Worthington* ARJ-4 y ARJ-7

602. Las Demandantes alegan que, tras la Nacionalización de EGSA, Bolivia habría expropiado ilícitamente los dos motores *Worthington* ARJ-4 y ARJ-7 de propiedad de Energais (supuestamente subsidiaria de Rurelec)⁵⁵².

603. Sin embargo, como las mismas Demandantes reconocen, “*assets owned by Energais did not fall within the scope of the Nationalization Decree*”⁵⁵³. Por lo tanto, no está en disputa que los viejos motores *Worthington* ARJ-4 y ARJ-7, ni ningún otro activo de Energais, eran parte del Decreto de Nacionalización.

604. Las Demandantes alegan, sin embargo, que, tras la Nacionalización, EGSA y Bolivia se habrían negado a entregar dichos motores o compensar económicamente a Energais⁵⁵⁴. Esto, según las Demandantes, constituiría una expropiación ilícita por parte de Bolivia de una “inversión” de Rurelec bajo los Tratados.

605. Como única prueba de la supuesta expropiación, las Demandantes mencionan (i) tres correos remitidos por Energais y los abogados de las Demandantes a EGSA y la Procuraduría General del Estado (sin mencionar la respuesta de EGSA) y (ii)

⁵⁵¹ Paz, párrs. 47-51.

⁵⁵² Memorial de Demanda, párrs. 111-113 y 167 (“*Bolivia seized Energais’s Worthington engines, which were not even covered by the Nationalization Decree. Naturally, no compensation was ever offered to Energais or its majority shareholder, Rurelec, for this expropriation*”).

⁵⁵³ Memorial de Demanda, párr. 254. Ver también *id.*, párr. 167.

⁵⁵⁴ Memorial de Demanda, párr. 255.

supuestas declaraciones orales de un miembro del Directorio de EGSA y el Gerente General de ENDE, quienes habrían afirmado que “*the Engines were nationalized pursuant to Supreme Decree 0493 of 1 May 2010 and therefore belonged to the Bolivian State*”⁵⁵⁵. Estas alegaciones son claramente insuficientes como prueba de una supuesta expropiación ilícita.

606. *Primero*, la prueba testimonial del Sr. Earl es imprecisa y confusa (por ejemplo, no es claro quién habría hecho las afirmaciones citadas, ni cuándo, ni a quién⁵⁵⁶).
607. *Segundo*, las Demandantes faltan a la verdad al afirmar que EGSA no respondió a sus cartas⁵⁵⁷. El 18 de noviembre de 2010, por ejemplo, EGSA respondió a Energais solicitando información necesaria para verificar el derecho de propiedad reivindicado por EGSA como paso previo para autorizar la restitución de los motores (solicitando, por ejemplo, el inventario de las piezas que Energais afirmaba haber adquirido)⁵⁵⁸. Entre otras solicitudes de EGSA, ésta solicitó a Energais las “[r]azones por las que la entrega de las unidades ARJ4 y ARJ7 no fue requerida a EGSA desde el año 2004 hasta la fecha”⁵⁵⁹.
608. *Tercero*, la respuesta escrita de EGSA del 18 de noviembre de 2010 es *posterior* a las supuestas afirmaciones orales que menciona el Sr. Earl⁵⁶⁰. Como puede

⁵⁵⁵ Memorial de Demanda, párr. 112 (“*Guaracachi’s new Board of Directors and the General Manager of ENDE rejected Energais’s request. They claimed that the Engines had been nationalized pursuant to Decree 0493, and therefore belonged to the Bolivian State*”). Ver, también, declaración testimonial de Peter Earl, párr. 51 (“*In discussions with representatives of Energais in early October, Roy Rico, a member of Guaracachi’s Board of Directors post nationalization and Nelson Caballero, the General Manager of ENDE, rejected Energais’ request, taking the position that the Engines were nationalized pursuant to Supreme Decree 0492 of 1 May 2010 and therefore belonged to the Bolivian State*”).

⁵⁵⁶ La declaración del Sr. Earl menciona un señor llamado “Roy Rico”, quien no era parte del Directorio de EGSA entonces. Además, las afirmaciones reportadas no habrían sido hechas al Sr. Earl, sino a “*representatives of Energais in early October*” que no están identificados.

⁵⁵⁷ Memorial de Demanda, párr. 113 (“*Energais and counsel to Rurelec have written several letters to the Government requesting the return of the engines, to no avail*”). Ver, también, párr. 255 (“*Despite a series of written requests made to both the new management at Guaracachi as early as 27 August 2010, and to the Procurador General del Estado from 25 October 2011, neither the new management nor Bolivia has indicated a willingness to return the assets or to pay compensation*”).

⁵⁵⁸ Carta de EGSA a Energais del 18 de noviembre de 2010, **R-94**.

⁵⁵⁹ *Id.*, pág. 2.

⁵⁶⁰ El Sr. Earl afirma que las supuestas discusiones con los funcionarios mencionados tuvieron lugar “*in early October*”, mientras que la respuesta de EGSA fue enviada en noviembre. Dicha respuesta, por lo demás, lejos de “*tak[e] the position that the Engines were nationalized pursuant to Supreme Decree 0493 of 1 May 2010*” (Earl, párr. 51), solicitó información adicional sobre los

apreciarse en la comunicación de EGSA, no existe mención alguna a una supuesta nacionalización o expropiación de los motores, desmintiendo así la declaración del Sr. Earl.

609. *Cuarto*, las Demandantes ni siquiera explican cómo la declaración de un miembro del Directorio de EGSA o el Gerente General de ENDE podrían constituir una expropiación bajo los Tratados o en derecho internacional.
610. Los principios de derecho internacional consuetudinario sobre las declaraciones unilaterales capaces de crear obligaciones internacionales para los Estados prevén que:

*[a] unilateral declaration binds the State internationally only if it is made by an authority vested with the power to do so. By virtue of their functions, heads of State, heads of Government and ministers for foreign affairs are competent to formulate such declarations. Other persons representing the State in specified areas may be authorized to bind it, through their declarations, in areas falling within their competence*⁵⁶¹.

611. Ninguno de los funcionarios mencionados por el Sr. Earl tiene la capacidad de comprometer la responsabilidad internacional de Bolivia. En cualquier caso, la compensación que reclaman las Demandantes no es ni adecuada ni razonable.

3.3.2 En caso de expropiación ilícita de los motores, las Demandantes tendría derecho a su restitución y no a la compensación exagerada que reclaman

612. Las Demandantes reclaman que la supuesta expropiación de los motores *Worthington* constituye un ilícito internacional y, por lo tanto, “*Bolivia is obliged to compensate Rurelec for the ‘financially assessable damage’*”⁵⁶².
613. Si realmente existiera una expropiación ilícita de los motores, *quod non*, la reparación adecuada sería su restitución (*restitutio in integrum*). En efecto, los Artículos sobre Responsabilidad del Estado de la CDI que las Demandantes citan

motores (como por ejemplo, su inventario), Carta de EGSA a Energais del 18 de noviembre de 2010, **R-94**.

⁵⁶¹ Comisión de derecho internacional, *Guiding Principles applicable to unilateral declarations of States capable of creating legal obligations*, 2006, Principio 4, **RL-65**.

⁵⁶² Memorial de Demanda, párr. 255.

para solicitar este “*financially assessable damage*”⁵⁶³ dan preferencia a la *restitutio in integrum* sobre el pago de una indemnización económica:

Article 35. Restitution - A State responsible for an internationally wrongful act is under an obligation to re-establish the situation which existed before the wrongful act was committed, provided and to the extent that restitution: a) is not materially possible; b) does not involve a burden of all proportion to the benefit deriving from the restitution instead of the compensation

Article 36. Compensation. 1. The State responsible for an internationally wrongful act is under an obligation to compensate for damage caused thereby, insofar as such damage is not made good by restitution. 2. The compensation shall cover any financially assessable damage including loss of profits insofar as it is established⁵⁶⁴.

614. La prioridad dada a la *restitutio in integrum* por el derecho internacional fue confirmada por la Corte Permanente Internacional de Justicia en el caso *Factory at Chorzów*:

The essential principle contained in the actual notion of an illegal act - a principle which seems to be established by international practice and in particular by the decisions of arbitral tribunals - is that reparation must, as far as possible, wipe out all the consequences of the illegal act and reestablish the situation which would, in all probability, have existed if that act had not been committed. Restitution in kind or, if this is not possible, payment of a sum corresponding to the value which restitution in kind would bear⁵⁶⁵.

615. En este caso, la *restitutio in integrum* es materialmente posible ya que los motores siguen en el mismo lugar en el que las Demandantes los abandonaron en 2004. Por lo tanto, sería el remedio más apropiado según el derecho internacional.
616. Sin embargo, las Demandantes no solicitan la *restitutio* porque saben que los motores no tienen el valor que reclaman.
617. En su Memorial de Demanda, las Demandantes reclaman una compensación de US\$ 500.000 más intereses (un total de US\$ 661.535), alegando que es el “*market value*” de los dos motores Worthington⁵⁶⁶. Pero las Demandantes no aportan

⁵⁶³ *Id.*, ver nota al pie 330.

⁵⁶⁴ Artículos de la Comisión de Derecho Internacional sobre la Responsabilidad de los Estados, Arts. 35 y 36 (el resaltado es nuestro), **CL-21**.

⁵⁶⁵ *Fábrica de Chorzów* (fondo), 1927 C.P.J.I. (Ser. A) No. 9, fallo del 26 de julio de 1927, párr. 125 (el resaltado es nuestro), **CL-2**.

⁵⁶⁶ Memorial de Demanda, párrs. 257 y 259.

ninguna prueba sobre el mercado de este tipo de motores a la supuesta fecha de valuación (fecha que las Demandantes no establecen claramente pero que, en cualquier caso, no puede ser anterior a la fecha de la Nacionalización – 1 de mayo de 2010), ni lo que un *willing buyer* habría pagado por estos motores en el estado en que se encontraban al momento de la supuesta expropiación.

618. Como única justificación de la compensación reclamada, las Demandantes mencionan (i) el precio (US\$ 550,000) que Rurelec habría pagado en 2004 por las acciones de Energía para Sistemas Aislados ESA S.A. (“**ESA**”), presentada como la antecesora de Energais y (ii) el precio (US\$ 500,000) que, en 2006, una empresa habría pagado a EGSA por la compra de “*two similar Worthington engines*”⁵⁶⁷. Estos dos sustentos para justificar lo que un *willing buyer* habría pagado en 2010 (o posteriormente) por las unidades ARJ-4 y ARJ-7 son claramente insuficientes.
619. *Primero*, las Demandantes ni siquiera explican por qué el precio que, supuestamente, Rurelec habría pagado a EGSA por las acciones de ESA en 2004 (es decir, una operación entre dos entidades supuestamente relacionadas) es relevante para determinar el justo valor de mercado de dos motores en 2010. A lo sumo, el valor de 2004 debería servir como precio máximo dada la depreciación de los motores por el paso del tiempo, y, como se explicará a continuación, su deterioro dadas las pésimas condiciones de abandono.
620. *Segundo*, la única prueba que aportan las Demandantes de la supuesta venta de motores similares a las unidades ARJ-4 y ARJ-7 en 2006 es un contrato de 7 páginas de noviembre de 2006 entre EGSA y European Power Systems AG que (i) únicamente está firmado por dos de los testigos de las Demandantes (en nombre de EGSA) y (ii) no incluye todas las páginas ni el anexo A que debería identificar los equipos vendidos (el mismo título del contrato establece que su objeto son dos motores Worthington y “*equipos asociados*”)⁵⁶⁸.
621. En cualquier caso, el mismo contrato establece que el precio (US\$ 500,000) incluye conceptos que no son parte del valor comercial de los dos motores Worthington, tales como impuestos y transporte (lo que constituye un rubro importante dado el

⁵⁶⁷ Memorial de Demanda, párr. 257.

⁵⁶⁸ Purchase Agreement relating to Two Worthington Motors with Associated Equipment del 24 de noviembre de 2006, **C-124**.

tamaño de los equipos)⁵⁶⁹. En efecto, el contrato preveía un precio de venta FCA (*free carrier*), que – de conformidad con los Incoterm 2010 – impone al vendedor la gran mayoría de los costos y gravámenes de entrega de los equipos⁵⁷⁰. Por lo demás, este precio no es comparable con el que otras empresas ofrecieron por los motores en 2004⁵⁷¹.

622. El hecho que las Demandantes no aporten ninguna prueba del supuesto pago recibido por EGSA en virtud del contrato de 2006 mencionado es sospechoso, más aún cuando el Ing. Paz explica que la supuesta venta no tuvo lugar. EGSA dispuso desde 1977 de únicamente 4 motores Worthington (las unidades ARJ-4, ARJ-5, ARJ-6 y ARJ-7)⁵⁷². Los únicos motores a los que el contrato de 2006 puede referirse, según las Demandantes, son los motores ARJ-5 y ARJ-7. Pero estos motores todavía se encontraban instalados en EGSA en 2010:

en abril de 2007, la ex Superintendencia de Electricidad autorizó a EGSA a retirar los motores ARJ-5 y ARJ-6. Pero ese mismo año EGSA solicitó una primera ampliación del cronograma para el retiro de estas unidades hasta 2009. Ya en 2009 (ante el retraso en el proyecto de ciclo combinado), EGSA solicitó otra ampliación del plazo para proceder al retiro de esos motores en 2010. Finalmente, mediante resolución de la Autoridad de Electricidad de septiembre de 2009, se autorizó que los motores ARJ-5 y ARJ-6 fueran retirados de la licencia de generación de la central Aranjuez en fecha 30 de abril de 2010⁵⁷³.

623. Tercero, las Demandantes no mencionan que, a principios de 2005, una firma “especialista en la comercialización de unidades de generación” había informado a EGSA de “la improbabilidad de vender las unidades Worthington y Nordberg dado la antigüedad y obsolescencia tecnológica”⁵⁷⁴ de las mismas.

⁵⁶⁹ *Id.*, cláusula 3 (“Price – The purchase price of the Equipment is US\$ 500,000.00, which includes all taxes applicable to the transfer of the Equipment from SELLER to BUYER and delivery to the Delivery Point”).

⁵⁷⁰ En efecto, dicho Incoterm (el segundo más estricto para el vendedor, después de EXW (*ex-works*)) implica que el vendedor deberá hacerse cargo de los impuestos de exportación, aranceles de aduanas, seguro de transporte, transporte al mecanismo de carga, embarco y montaje, transporte al lugar de destino, desembarco, entre otros, ver Incoterms 2010, FCA, **R-95**.

⁵⁷¹ Como reporta EGSA, ENDE habría ofrecido en el año 2004 US\$ 100,000 por la compra de todos los motores ARJ (siete motores en lugar de dos), Informe del Presidente Ejecutivo de EGSA al Comité Auditor del 6 de enero de 2005, pág. 4, **R-100**.

⁵⁷² Paz, párr. 21.

⁵⁷³ Paz, párr. 52.

⁵⁷⁴ Memo EGSA GN-025-05 del 01 de febrero de 2005, **R-96**.

624. *Cuarto*, las Demandantes no consideran el estado de abandono en que dejaron las unidades ARJ-4 y ARJ-7, desmontadas y a la intemperie en un terreno de la Planta de Aranjuez en Sucre (acumulando óxido en partes estructurales). Las siguientes fotografías demuestran el estado de los motores por los que ahora las Demandantes reclaman más de US\$ 500,000:



575

625. Debido al abandono de los dos motores Worthington reclamados por las Demandantes desde 2004, hoy son inutilizables. En 2009, por ejemplo, EGSA

⁵⁷⁵ Registro fotográfico motores ARJ 4 y ARJ 7, junio 2012, **R-97**.

realizó, por instrucción del Sr. Aliaga, una evaluación de las condiciones técnicas de los motores ARJ-4 y ARJ-7, concluyendo que:

I. MOTOR [UNIDAD N° 4].- LOS COMPONENTES DEL MOTOR SE ENCUENTRAN A LA INTÉRPERIE (sic.) Y OXIDADOS. ES NECESARIO EFECTUAR UN MANTENIMIENTO CORRECTIVO RIGUROSO.

[...]

XVII. CONCLUSION.- Para que la unidad tenga una operación confiable en base se debe efectuar un mantenimiento correctivo general y cambio de muchos componentes. El trabajo más importante se debe efectuar en el carter del motor debido a que la bancada #4 fue reacondicionada por metalock al haber sufrido rotura de cigüeñal el año 1979.

I. MOTOR [UNIDAD N° 7].- LOS COMPONENTES DEL MOTOR SE ENCUENTRAN A LA INTÉRPERIE (sic.) Y OXIDADOS. ES NECESARIO EFECTUAR UN MANTENIMIENTO CORRECTIVO RIGUROSO.

[...]

XVII. CONCLUSION.- Para que la unidad tenga una operación confiable en base se debe efectuar un mantenimiento correctivo general y cambio de muchos componentes. El trabajo más importante se debe efectuar en los puños de biela a que las mismas se encuentran con rayaduras profundas⁵⁷⁶.

626. Las mismas constataciones se hicieron respecto de los sistemas de aire de admisión, sistemas turbocargadores, sistemas de gases de escape, sistemas de lubricación, sistemas de agua tratada de las unidades, sistemas de cruda de las unidades, sistemas fuel gas, sistemas fuel diesel, torres de refrigeración, etc⁵⁷⁷. Así las cosas, para operar de nuevo, EGSA concluyó en 2009 que los motores Worthington ARJ-4 y ARJ-7 necesitarían más de 1156 piezas de repuesto⁵⁷⁸.
627. Un *willing buyer* en 2010 (o posteriormente) de dichos motores habría considerado toda esta información para determinar el VJM de los mismos, algo que las Demandantes no consideran en su valuación. Por ello, ante la falta de prueba del valor real de los motores Worthington ARJ-4 y ARJ-7, el Tribunal Arbitral deberá rechazar el reclamo en su totalidad.

⁵⁷⁶ Memo EGSA No. GSS-143-09 del 26 de octubre de 2009, págs. 11/39, 16/39 y 21/39 (el resaltado es nuestro), **R-98**.

⁵⁷⁷ *Id.*, págs. 11-21/39.

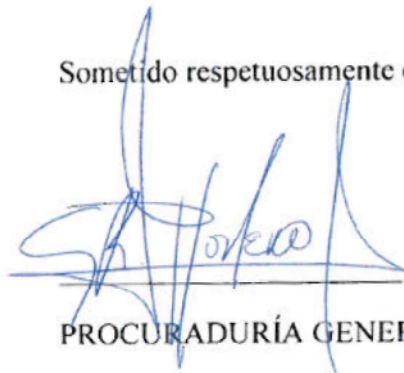
⁵⁷⁸ *Id.*, págs. 21-39/39.

4. PETITORIO

628. Por todo lo anterior, y reservándose el derecho de desarrollar y expandir su presentación más adelante en vista de las ulteriores presentaciones de las Demandantes tanto escritas como orales, la Demandada solicita respetuosamente al Tribunal Arbitral que:

- 1) Declare que Bolivia ha actuado de conformidad con sus obligaciones bajo los Tratados y el derecho internacional;
- 2) Rechace todos y cada uno de los reclamos y pretensiones de las Demandantes;
- 3) Ordene a las Demandantes reembolsarle íntegramente a Bolivia los costos en los que ha incurrido en la defensa de sus intereses en el presente arbitraje, junto con intereses a una tasa comercial razonable a juicio del Tribunal Arbitral desde el momento en que el Estado incurrió en dichas costas hasta la fecha de su pago efectivo; y
- 4) Ordene cualquier otra medida de satisfacción al Estado que el Tribunal Arbitral estime oportuna.

Sometido respetuosamente en nombre del Estado Plurinacional de Bolivia:



A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'S. H. Torales', is written over a horizontal line.

PROCURADURÍA GENERAL DEL ESTADO



A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Dechert (Paris) LLP', is written over a horizontal line.

DECHERT (PARIS) LLP