



***DIAGNÓSTICO SOBRE CUMPLIMIENTO DE LA
LEGISLACIÓN ELÉCTRICA DENTRO DE LOS
SISTEMAS AISLADOS Y POLOS TURISTICOS EN
REPÚBLICA DOMINICANA.***

-Segundo Borrador-

Abril 2023

C/Luis F. Thomén 110, Torre Ejecutiva Gapo, Suite 801
Evaristo Morales, Santo Domingo, D. N.
Teléf. (809) 566-1122 / (809) 620-2066
info@rcm.com.do

**ANALISIS LEGAL / REGULATORIO
DE CUMPLIMIENTO DE LA
LEGISLACIÓN DENTRO DE LOS
SISTEMAS AISLADOS Y POLOS
TURÍSTICOS EN REP. DOM.**

PREPARADO POR:
LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN
ING. MARIANO CHABERT
Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ

VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR:
LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN - ING. MARIANO CHABERT

CONTENIDO

| | |
|--|----|
| ANÁLISIS LEGAL / REGULATORIO DE CUMPLIMIENTO DE LA LEGISLACIÓN DENTRO DE LOS SISTEMAS AISLADOS Y POLOS TURÍSTICOS EN REP. DOM. | 2 |
| I. Situación en los sistemas aislados y la prestación del servicio de energía | 6 |
| 1. <i>El Proceso de Reforma y Capitalización de la CDE y sus efectos respecto a los Sistemas Aislados</i> | 7 |
| 2. <i>Desarrollo de polos turísticos y sistemas aislados</i> | 8 |
| 3. <i>Ley Núm. 125-01 de Electricidad y su efecto vinculante a los Sistemas Aislados</i> | 10 |
| 4. <i>La característica del Sistema Aislado y el concepto integrado de servicios: carácter monopolístico del servicio</i> | 11 |
| 5. <i>Situación comercial: efectos y consecuencias para los usuarios del servicio. Observación y cumplimiento normativo</i> | 12 |
| II. Derechos de las empresas prestadoras del servicio energético en los Sistemas Aislados | 14 |
| 1. <i>Fuentes de los derechos y obligaciones de las empresas prestadoras del servicio:</i> | 14 |
| (a) <i>La Constitución Dominicana</i> | 14 |
| (b) <i>La Ley General de Electricidad Núm. 125.01 y su Reglamento</i> | 16 |
| (c) <i>El Contrato de Concesión</i> | 17 |
| 2. <i>Consecuencias y riesgos monopolísticos</i> | 18 |
| III. Aplicación de la LGE y su Reglamento y la normativa regulatoria pertinente en los Sistemas Aislados y en las áreas de servicio eléctrico de los Polos Turísticos | 20 |
| ANÁLISIS TÉCNICO / REGULATORIO DE CUMPLIMIENTO DE LA LEGISLACIÓN DENTRO DE LOS SISTEMAS AISLADOS Y POLOS TURÍSTICOS EN REP. DOM. | 24 |
| 1. Objeto del análisis técnico | 25 |
| 2. Consideraciones tarifas generales a los sistemas aislados | 25 |
| a. <i>Transcripción de artículos de la LGE sobre temas tarifarios</i> | 26 |
| b. <i>Estudios tarifarios para sistemas aislados</i> | 30 |
| 3. Evaluación tarifaria de cada Sistema Aislado | 32 |
| 3.1 Evaluación tarifaria del servicio eléctrico en CEPM | 32 |
| 3.1.1 <i>Escenario de Tarifas de CEPM reguladas en base a criterios de SIE en 2015</i> | 34 |

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

| | |
|--|-----------|
| 3.1.2 Escenario de Tarifas de CEPM reguladas en base a la Ley 125-01..... | 37 |
| 3.2. Evaluación tarifaria del servicio eléctrico en PPE..... | 46 |
| 3.2.1 Referencia de costos pre y post pandemia..... | 46 |
| 3.2.2 Estructura de distribución de energía eléctrica en Playa Dorada..... | 48 |
| 3.2.3 Compra de electricidad por parte de PPE..... | 48 |
| 3.2.4 Estimación de los costos de compra de energía a EDENORTE..... | 50 |
| 3.2.5 Valoración del Valor Agregado de Transmisión y Distribución..... | 51 |
| 3.2.6 Estimación simplificada del costo tarifario..... | 52 |
| 3.2.7 Accionar de la SIE a inicios del 2023..... | 53 |
| 3.3. Evaluación tarifaria servicio eléctrico en Luz y Fuerza Las Terrenas y El Progreso El Limón..... | 54 |
| 3.3.1 Función de control de Asonahores en caso de las empresas CLZT y EPDL..... | 57 |
| 3.4. Evaluación tarifaria del servicio eléctrico en Cap Cana Caribe..... | 57 |
| Conclusiones Aspectos Técnicos tarifarios..... | 61 |
| Información complementaria..... | 62 |
| 1. Polos turísticos y fuentes normativas..... | 62 |
| 2. Sistemas Aislados y áreas con servicio eléctrico vinculado..... | 63 |

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Introducción¹

1. El Estado dominicano ha reconocido el potencial de la industria turística en República Dominicana, desde aquel Decreto Núm. 2536 del año 1968 que declaró de alto interés nacional el desarrollo turístico al tiempo que consideraba una prioridad estimular la participación privada dentro de esos objetivos de desarrollo del sector.

2. Es así como se puso en marcha lo que se denominó “movimiento nacional hacia el desarrollo del turismo”, declarado como acción prioritaria dentro de la política de desarrollo del Gobierno Nacional, prioridad que se ha mantenido a lo largo de los años.

3. La referencia normativa del sector refleja un gran movimiento, creaciones institucionales y traspaso de funciones de un ente a otro, desde el año 1931 con la Ley Núm.103 sobre automóviles para turistas, hasta el año 1969 que vino a crearse la llamada Dirección Nacional de Turismo, la que posteriormente, en el año 1979, se transformó en la Secretaría de Estado de Turismo mediante la Ley Núm. 84 y finalmente renombrada como Ministerio de Turismo mediante el Decreto Núm. 56-10, en observancia de las disposiciones de la nueva Constitución del año 2010.

4. Como expresión de esa política de apoyo e impulso al desarrollo del turismo fue promulgada la Ley Núm. 158-01 de Fomento al Desarrollo del Turismo en la que se consigna como su objetivo “*acelerar un proceso racionalizado del desarrollo de la industria turística en las regiones de gran potencialidad o que reúnan excelentes condiciones naturales para su explotación turística en todo el país*”.

¹ En el desarrollo de este informe-diagnóstico, el aspecto Regulatorio/normativo fue desarrollado por el Lic. Angel Canó Sención y el aspecto técnico/regulatorio por el Ing. Mariano Chabert. La revisión íntegra de su contenido fue realizada en conjunto.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

5. El Gobierno dominicano durante todos estos años ha dispuesto una serie de medidas de incentivos en ánimo de impulsar las inversiones del sector privado y elevar el nivel de atracción de las zonas de interés turístico.

6. Con esto se ha logrado posicionar al país como destino relevante para los turistas a nivel mundial. A raíz de estas medidas el país se ha podido consolidar como uno de los mayores receptores de Inversión Extranjera Directa y con más ventajas en capacidad hotelera.

7. Dentro de toda esta potencialidad y atractivo que expone la industria turística, cabe destacar que de los retos que aún persisten y que implica uno de los de mayor impacto, es el alto valor de la tarifa eléctrica que sobresale principalmente en los denominados polos turísticos muy a pesar de las medidas e incentivos que se adoptaron para garantizar dicho servicio de manera competitiva dentro del mercado regional.

8. En adición a esto, resulta un elemento preocupante la falta de atención institucional para asegurar los derechos de los usuarios dentro de los territorios donde operan estos sistemas, así como vigilar y controlar el uso de un poder dominante del mercado por parte de estos y que marca la manera como se comportan de cara al usuario y sus derechos.

I. Situación en los sistemas aislados y la prestación del servicio de energía

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

1. El Proceso de Reforma y Capitalización de la CDE y sus efectos respecto a los Sistemas Aislados

9. El 10 de junio de 1997 fue aprobada la Ley Núm. 141 de Reforma de la Empresa Pública, que tenía como propósito crear las bases de reforma de varias empresas del Estado, entre ellas la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). En este caso, la reforma apuntaba a los siguientes criterios:

- (i) La participación privada estaría limitada hasta un 50% del capital;
- (ii) Conferir el control administrativo de las nuevas empresas capitalizadas a los nuevos socios estratégicos;
- (iii) La antigua estructura de integración vertical que representaba la CDE quedaría eliminada, aun cuando le aseguraba a las empresas distribuidoras la participación en los activos de generación de hasta el 15% de la demanda máxima del sistema;
- (iv) Los exempleados de la CDE podrían participar del proceso de capitalización mediante el aporte de sus prestaciones laborales; y
- (v) Quedan fuera del proceso a las áreas de transmisión y generación hidroeléctrica².

10. La conclusión del referido proceso dio por resultado un mercado eléctrico conformado de la siguiente manera: (i) tres empresas de distribución, EDEESTE, EDENORTE Y EDESUR; (ii) dos empresas de generación con participación privada, EGEITABO y EGEHAINA; y (iii) Una empresa de transmisión (ETED) y de generación Hidroeléctrica (EGEHID) reservadas al Estado Dominicano.

11. De esta manera se eliminó la vinculación horizontal y vertical existente, promoviendo la participación privada en el sector eléctrico

² CANO S., Angel (2020). Manual de Derecho de la Energía, Pontificia Universidad Católica Madre y Maestra (PUCMM), Ed. Amigo del Hogar, Santo Domingo.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

nacional en el que el Estado conserva la facultad fiscalizadora y reguladora y apuntando a un modelo competitivo basado en la separación de las actividades del sistema eléctrico, especialmente en la generación.

12. La reforma implementada dejó como resultado:

- (i) Apertura al capital privado;
- (ii) Creación de un mercado competitivo en los espacios donde esta pudiera operar, especialmente en la generación;
- (iii) Incorporación de prácticas privadas de gestión empresarial;
- (iv) Propiciar confianza en la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico;
- (v) Implementar un marco normativo adecuado;
- (vi) Creación de tres empresas de generación: Itabo, Haina (con inversión privada) y la hidráulica (Estatal);
- (vii) Creación empresa de transmisión;
- (viii) Creación de órganos reguladores y de política del sector; y
- (ix) Creación del operador del mercado: el OC.

13. En este marco, se encontraban también las empresas que operaban bajo el modelo de los denominados IPP's, que se instalan y venden energía a grandes empresas eléctricas, en nuestro caso lo hacían a la CDE, mediante los llamados contratos de compra de energía (PPA's), que estaban destinadas a un proceso potencial de desaparición del mercado eléctrico, lo cual no ha sido posible.

14. Otro reto para el nuevo mercado lo es la presencia de los sistemas aislados, donde la prestación del servicio eléctrico se encuentra en manos de entes privados que en sus inicios se instalaron motivados por la falta de interés estatal de realizar inversiones de recursos en esos espacios que en esa época no representaban ningún interés dentro de la política social y de gestión de los recursos públicos.

2. Desarrollo de polos turísticos y sistemas aislados.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

15. El desarrollo de los polos turísticos presenta como característica principal una demanda de energía de calidad, de manera segura y continua, que motiva una definición de su participación dentro del nuevo modelo de mercado eléctrico. A pesar de una política positiva de incentivos de parte del Estado para las inversiones en los distintos polos turísticos, estas figuras no fueron contempladas dentro del proceso de capitalización al momento de la asignación de las zonas de concesión de las empresas distribuidoras, zonas que fueron asignadas en los llamados contratos de cesión de derechos de la antigua CDE y que se correspondía con la visión monopólica del servicio de distribución que esta tenía.

16. Con la entrada en vigor de la LGE estos sistemas debieron someterse a un mandatorio proceso de adecuación, de manera que obtuvieran del Estado un título habilitante (concesión) que les permitiera actuar bajo el imperio de la nueva normativa regulatoria del sector eléctrico. El efecto principal de este proceso de adecuación fue el de someter a dichos sistemas a la sombra de supervisión y fiscalización regulatoria de las instituciones del subsector eléctrico conforme a la LGE en lo referente al cumplimiento de las disposiciones técnicas, de seguridad, calidad, continuidad del servicio, así como aquellas comerciales y regulatorias.

17. Específicamente se encuentran bajo la supervisión de la SIE en cuanto a la fijación de un esquema tarifario y, por efecto de la LGE, igualmente en la fiscalización de cumplimiento y respeto a las normas técnicas, comerciales y de protección de los derechos de los usuarios del servicio eléctrico.

18. Los sistemas aislados están dentro de las consideraciones propias del servicio público que reviste el suministro de electricidad y, por consiguiente, no se eximen de las consideraciones legales que aplican al mismo conforme a la normativa del sector vigente. Especialmente la SIE debe ejercer la función fiscalizadora y de regulación que le reconoce la LGE para garantizar el servicio a la población de este sistemas aislados,

| | |
|---|--|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|---|--|

el cual se enmarca en las condiciones y principios fijados por la Constitución y la propia ley, aún con las particularidades que se deben reconocer a estos sistemas aislados.

19. Una de las características que se observan en la manera de operar los sistemas aislados es su estructura vertical, propia de un esquema monopólico que resulta constitucionalmente cuestionable, principalmente si consideramos que la figura de “sistema aislado” no está configurada en ninguna ley, aunque en la LGE se hace referencia a la específica situación de que se trata de un sistema eléctrico no integrado al SENI, sin establecer sus características.

3. Ley Núm. 125-01 de Electricidad y su efecto vinculante a los Sistemas Aislados.

20. Con la entrada en vigor de la LGE el 26 de julio de 2001, se propició una oportunidad para la regularización de aquellas empresas que se encontraban bajo un esquema anterior prestando servicios de suministro eléctrico, de manera que pudieran adecuarse a la nueva normativa.

21. En algunos casos estas empresas obtuvieron la habilitación para operar en las áreas de generación, distribución y comercialización de energía en los polos turísticos, como es el caso de CEPM, a partir de las disposiciones de la Ley No. 14-90 sobre Incentivo al Desarrollo Energético, fechada 1 de febrero del 1990. Es como consecuencia de estas condiciones que algunas de esas empresas procedieron al proceso de adecuación previsto en los artículos 56 y 89 del RGLE, solicitando el otorgamiento de una concesión definitiva para la adecuación y regularización de un sistema aislado.

22. Esta regularización y adecuación se materializa con la firma de un contrato de concesión que se convierte en el título habilitante para

| | |
|---|--|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|---|--|

la empresa operar. En ningún caso este contrato sustituye ni disminuye los efectos de aplicación de la LGE en todos sus aspectos, es decir en aquellos que son propios de observación por parte de la empresa en su condición de agente del mercado, así como los que se corresponden con los derechos de los usuarios que reciben el servicio dentro de su zona de concesión.

23. De la misma manera, tampoco excluye la supervisión y fiscalización que deban hacer las autoridades del sector, especialmente la Superintendencia de Electricidad (SIE) en su rol de ente regulador y quien debe velar por un comportamiento ajustado a la ley por parte del agente y de respeto a los derechos de los usuarios y al interés general.

4. La característica del Sistema Aislado y el concepto integrado de servicios: carácter monopólico del servicio.

24. La referencia que realiza la LGE y su Reglamento a los sistemas aislados es simple, pues únicamente los refiere como “*todo sistema que no se encuentra integrado al SENI*”. No entra en una definición específica de sus características desde el punto de vista de sus operaciones y su relación con los usuarios.

25. De esto resulta que todas las disposiciones adoptadas por la SIE como ente regulador en torno a la calidad y condiciones de prestación del servicio, son vinculantes a dichas empresas y resultan reclamables por los usuarios. La LGE tiene la función de gobernar un servicio público como lo es la energía eléctrica y, por consiguiente, no establece que su ámbito de aplicación y la obligación de tutelar los derechos de los usuarios que tiene el Regulador se limita al SENI.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

26. Cualquier disposición convenida dentro del Contrato de Concesión que supere, disminuya o viole los derechos de los usuarios, resulta contraria a la LGE y sancionable, tanto en sede administrativa como en sede judicial y constitucional.

27. La figura de sistema aislado, a través del referido contrato, ha transferido a la empresa concesionaria un derecho exclusivo de operación vertical que abarca desde la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía dentro de la zona concesionada. Esta característica de sistema integrado verticalmente se corresponde con la figura monopólica de una empresa que no permite la participación de ningún otro agente competitivo, coartando los derechos de los usuarios.

28. Esta característica monopólica está prohibida por la Constitución dominicana en su artículo 50.1 cuando se refiere a que sólo se permite el monopolio en provecho del Estado, declarando que *“favorece y vela por la competencia libre y leal y adoptará las medidas que fueren necesarias para evitar los efectos nocivos y restrictivos del monopolio y del abuso de posición dominante”*.

5. Situación comercial: efectos y consecuencias para los usuarios del servicio. Observación y cumplimiento normativo.

29. La manifestación de los efectos nocivos y restrictivos a los que refiere el texto constitucional indicado anteriormente ocurre principalmente en el segmento comercial del suministro de energía eléctrica que ofrece la empresa, cuando opera en condiciones liberales, sin la intervención de la SIE, para la definición de las condiciones del servicio, especialmente en lo referente al aspecto económico y de tarifas.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

30. No existe aún un pliego tarifario vinculante para la empresa y que pueda ser referente para los usuarios, quienes se encuentran sometidos a las decisiones unilaterales que adopte la empresa suministradora del servicio, sin poder contar con información fiable respecto a los costos y variables que sirven de base económica para esas tarifas.

31. De ahí que se hace preciso demandar y reclamar de la autoridad su intervención decidida en este aspecto a fin de dar certeza y previsibilidad a los usuarios respecto a los precios a los que reciben el suministro eléctrico que no resulta homogéneo entre iguales, aun mostrando los mismos patrones de consumo.

32. La LGE es puntual en este sentido al atribuir funciones a la SIE para que proceda con la intervención en estos temas y que representan la parte más sensible para los usuarios, especialmente para los grandes consumidores de energía como lo son los hoteles y otras empresas de servicios al sector turístico, que deben someterse a las condiciones impuestas por la empresa suministradora.

33. Es una situación denunciabile, reclamable y de obligada respuesta de parte de las autoridades regulatorias del sector eléctrico.

34. Otro elemento en el que se destaca la afectación de los derechos de los usuarios del servicio eléctrico en estos territorios es el referente a la restricción y bloqueo a la manifestación de interés de hacer uso de las tecnologías de las energías renovables dentro de sus instalaciones, para lo cual invocan un derechos que no se corresponden con el interés de promover el uso de estas tecnologías. Para esos propósitos pueden incluso pretender forzar un esquema de negocio directo con el cual las empresas suministradoras faciliten dicha instalación dentro de la propiedad del usuario y establecer un mecanismo

| | |
|---|--|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|---|--|

de compensación mediante la venta de la energía producida, todo en violación a los derechos de estos usuarios.

II. Derechos de las empresas prestadoras del servicio energético en los Sistemas Aislados.

1. Fuentes de los derechos y obligaciones de las empresas prestadoras del servicio:

35. *Fuente Normativa.* La base normativa, que constituyen las fuentes primarias de los derechos y obligaciones de las empresas prestadoras del servicio eléctrico en los Sistemas Aislados y polos turísticos, resultan la Constitución, la LGE y su Reglamento, así como aquellas normativas regulatorias adoptadas por el ente regulador, esto es la SIE.

Veremos algunas particularidades sobre cada una de ellas.

(a) *La Constitución Dominicana.*

36. La Constitución dominicana tiene los referentes fundacionales para la configuración de los servicios públicos que los define como aquellos que están “*destinados a satisfacer las necesidades del interés colectivo*”. Bajo esa característica resulta obvio que el servicio de energía eléctrica entra en la categoría de servicio público y, por consiguiente, su prestación está fiscalizada y regulada por el propio Estado.

37. Esta labor de fiscalización y regulación es la concretización de la garantía que asume el Estado en el propio texto constitucional indicado de que a dichos servicios las personas tendrán acceso con

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

niveles de calidad, ya sea “*directamente o por delegación, mediante concesión, autorización, asociación en participación, transferencia de la propiedad accionaria u otra modalidad contractual*” (Art. 147.1).

38. De igual forma, dicho texto constitucional puntualiza cuales son los principios sobre los cuales estos servicios públicos deben ser prestados, ya sea por el propio Estado o por los particulares, los cuales deben responder a principios de “*universalidad, accesibilidad, eficiencia, transparencia, responsabilidad, continuidad, calidad, razonabilidad y equidad tarifaria*” (Art. 147.2).

39. En cuanto a la regulación, el texto constitucional es enfático al señalar que ésta “*es facultad exclusiva del Estado*”, dejando en manos de la legislación que se adopte, en este caso la LGE y su Reglamento, el establecer que esa regulación pueda estar a cargo de los organismos creados a tales, que en el sector eléctrico se corresponde con la SIE que funge como órgano regulador.

40. Un elemento adicional para considerar es la prohibición expresa a la instauración de monopolios, salvo que sea en provecho del Estado por el compromiso social que éste tiene frente a la población. Así lo expresa el artículo 50 de la Constitución en el marco del reconocimiento al derecho a la libertad de empresa, fijando esta prohibición como un muro de contención a esa expresión que pueda manifestarse en el ejercicio de este derecho a la libertad de empresa.

41. En este artículo igual reconoce la facultad del Estado de otorgar concesiones para las prestación de servicios públicos, pero “*asegurando siempre la existencia de contraprestaciones o contrapartidas adecuadas al interés público y al equilibrio medioambiental*”.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

(b) *La Ley General de Electricidad Núm. 125.01 y su Reglamento*

42. La LGE fue promulgada el 26 de julio del año 2001, varios años después de concluido el Proceso de Reforma y Capitalización de la antigua CDE, y con ella se vino a formalizar la creación de un mercado eléctrico que integró la participación privada inicialmente esencialmente en la mayoría de los segmentos de la cadena de servicios del sector: generación, distribución y comercialización. Quedaron reservados para el Estado el servicio de transmisión y la generación hidroeléctrica.

43. Al identificar su ámbito y objetivos, dicha LGE enfatiza en la promoción y garantía de una oportuna *“oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad, con el óptimo uso de recursos y la debida consideración de los aspectos ambientales”*, entre otros objetivos como son la promoción de la participación privada (art. 4.b), la sana competencia en las actividades que resulten factibles (art. 4.c), regular los precios en las actividades que tengan características de monopolio, fijando tarifas con criterios económicos de eficiencia y equidad y asegurar la protección de los derechos de los usuarios.

44. De manera específica, esta ley le asigna a la SIE una serie de funciones, entre las que se encuentran de manera puntual las siguientes:

Art. 24 (...)

c). Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. En particular, verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones

y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo a las regulaciones establecidas;

d) Supervisar el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas del subsector que operen en régimen de competencia e informar a La Comisión.

45. Como se puede observar, la regulación respecto a la prestación del servicio eléctrico nacional, sin distinción entre aquellos vinculados al SENI, a los Sistemas Aislados o los servicios asociados en los polos turísticos, se encuentran sometidos a la fiscalización y supervisión de la SIE, y las empresas prestadoras del servicio están obligadas a observar y cumplir con las disposiciones normativas y regulatorias vinculantes a esa actividad, incluyendo el respeto a los derechos de los usuarios, todo en línea con los principios ya referidos que sostienen los servicios públicos.

(c) El Contrato de Concesión

46. Con la reestructuración de la CDE derivada del Proceso de Capitalización, indicamos que fueron creadas nuevas empresas a las que, mediante Contrato de Cesión de Derechos, la CDE traspasó sus derechos en la generación, la distribución y comercialización del servicio eléctrico, segregando estas áreas de negocio en favor de las nuevas empresas.

47. Las empresas que al momento de concluir dicho Proceso de Capitalización y de la entrada en vigencia de la LGE y su Reglamento, operaban los servicios de suministro de energía eléctrica en áreas y polos turísticos amparados en permisos conferidos por otros entes como el Directorio de Desarrollo de Reglamentación de la Industria Eléctrica y la Ley sobre Incentivo al Desarrollo Energético Nacional Núm. 14-90, no se

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

encontraban entre aquellas que recibieron traspasos de derechos de la CDE por cuanto esta última no prestaba el servicio de energía eléctrica en las zonas donde operaban dicha empresas.

48. Como consecuencia de esto, la nueva normativa resultante de la LGE y su Reglamento fijaron la obligación para que estas empresas prestadoras del servicio eléctrico se acogieran a un proceso de adecuación y actualización de sus títulos habilitantes, de modo que pudieran obtener la correspondiente Concesión Definitiva y así colocarlas bajo el imperio de la nueva ley del subsector eléctrico.

49. Dentro de las que procedieron a este proceso están las empresas CEPM, Luz y Fuerza Las Terrenas, El Progreso del Limón, Cap-Cana Caribe, Costa Sur Dominicana, Corporación Turística de Servicios Punta Cana y Compañía Eléctrica de Bayahibe (CEB). En una situación diferente resulta la empresa Puerto Plata de Electricidad, que ofrece servicios en Playa Dorada y en algunas zonas residenciales de la ciudad de Puerto Plata, y que a la fecha no ha podido obtener resultados con su proceso de adecuación.

50. Aquellas que suscribieron los correspondientes Contratos de Concesión vinieron a formalizar su actividad comercial dentro del ámbito de la LGE a la que se encuentran sometidas como concesionarias. No existe ninguna disposición en el modelo de Contrato de Concesión firmado por estas empresas que represente en algún modo una transgresión, limitación o exclusión de aplicabilidad de la normativa vigente y, por el contrario, se enfatiza en el reconocimiento y sometimiento de la actividad de la empresa concesionaria al imperio de la LGE.

2. Consecuencias y riesgos monopólicos.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

51. La consideración respecto a los efectos de la fuente de los derechos de las empresas prestadoras del servicio eléctrico en los Sistemas Aislados y en los polos turísticos no resulta de impacto en la valoración del cumplimiento de las disposiciones Constitucionales, como fuente primaria, de la propia LGE y su Reglamento y del Contrato de Concesión o de cualquier otro título habilitante en el que estas empresas sustenten sus derechos como tales.

52. El efecto inmediato como obligación de estas empresas del servicio público es responder con un servicio eléctrico que se corresponda con las aspiraciones que tiene la sociedad y que son reconocidos en los propios principios reconocidos para los servicios públicos en la propia Constitución (Art. 147) y en la LGE y su Reglamento. En un segundo nivel de exigencia de cumplimiento se encuentra la obligación que surge a cargo de las empresas en cuanto al usuario del servicio eléctrico, a quien se le reconocen derechos, obligaciones y deberes que deben ser tutelados por la autoridad reguladora, específicamente la Superintendencia de Electricidad (SIE).

53. Estos derechos del usuario empiezan con la expectativa de recibir un servicio que se corresponda con los principios ya indicados referentes a “*universalidad, accesibilidad, eficiencia, transparencia, responsabilidad, continuidad, calidad, razonabilidad y equidad tarifaria*” (Art. 147.2 de la Constitución). De ahí que ningún Contrato de Concesión podrá permanecer desconociendo estos principios y corresponde a la SIE como ente regulador ejercer por cuenta del Estado la fiscalización, supervisión, control y tutela administrativa sobre el cumplimiento de estos principios y la protección de los derechos del usuario en función de estos.

54. El ejercicio de los derechos derivados de un Contrato de Concesión o de cualquier otro título habilitante no puede transgredir, superar o anular los efectos de los preceptos constitucionales y normativos en esta materia. Un ejercicio manifiesto de posición

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

dominante en la prestación del servicio, en el trato a los usuarios y en el respeto a sus derechos, son señales evidentes de carácter monopólico que pueden y deben resultar sancionables por la autoridad competente.

55. Esta prohibición al monopolio como ya vimos, no encuentra en las concesiones una excepción sino que estas se corresponden a una licencia o autorización conferida por el Estado para que una empresa privada explote una actividad, bien o recurso específico de naturaleza pública, previstas como una forma de asegurar el servicio con una limitada inversión pública y tratando de aprovechar las mejores prácticas del sector privado. Aun cuando estas concesiones son otorgados con el compromiso de inversiones a su propio riesgo por las empresas concesionarias, esto no implica que el Estado deba desentenderse de su obligación de fiscalizar, supervisar, custodiar y tutelar las condiciones del servicio y los derechos de los consumidores en estos territorios.

56. Es por estas razones que en ningún escenario se puede considerar que las concesiones abren las puertas de acceso al monopolio o a manifestaciones de prácticas monopólicas para aquellas empresas concesionarias.

III. Aplicación de la LGE y su Reglamento y la normativa regulatoria pertinente en los Sistemas Aislados y en las áreas de servicio eléctrico de los Polos Turísticos.

57. Como se ha expuesto anteriormente, los Sistemas Aislados y las áreas de servicio eléctrico de los Polos Turísticos no se encuentran fuera del alcance de aplicación de la LGE, su Reglamento y el resto de la normativa regulatoria vinculante, de tal manera que las empresas concesionarias y las operadoras del servicio eléctrico deben observar y cumplir con dichas disposiciones, específicamente por tratarse de un

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

servicio público que compete al Estado regular, fiscalizar, supervisar y garantizar a la población.

58. En este orden, corresponde a la SIE en su condición de ente regulador ejercer lo que la LGE y su Reglamento le asignan como función puntual, la que más allá de asegurar el buen comportamiento y sometimiento al cumplimiento de la normativa por parte de las empresas concesionarias y operadoras, exige tutelar y garantizar el respeto a los derechos de los usuarios de dicho servicio.

59. El primer derecho de los usuarios del servicio eléctrico es el acceso a un suministro de calidad, seguro, continuo, sometido a un esquema tarifario que resulte razonable, y que sea provisto en condiciones técnicas de igualdad, no discriminación, en ningún aspecto.

60. La verificación y asegurabilidad de cumplimiento de estos elementos están a cargo de la SIE, quien incluye tiene facultades de realizar acercamientos puntuales a las empresas prestadoras del servicio, frente a las cuales tiene como función el requerir informaciones y realizar auditorías financieras y de cualquier naturaleza “*a las Empresas Eléctricas, a los productores independientes de energía que mantienen contratos de suministro con CDE o su sucesora CDEEE y a las empresas concesionarias o autorizadas para instalar Sistemas Aislados*”, con lo que se persigue obtener información puntual de inversión y costos para fines de tarifa al usuario, entre otras cosas.

61. Uno de los cuestionamientos a las condiciones resultantes del Contrato de Concesión otorgado por el propio Estado es la configuración de la prestación de un servicio de manera vertical a favor de la empresa concesionaria: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica a los usuarios sometidos a su zona de concesión u operación.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

62. En esas condiciones, las empresas concesionarias y operadoras del servicio eléctrico en los Sistemas Aislados y Polos Turísticos, a partir de elementos facticos, han estado actuando con total independencia del Ente Regulador que ha mostrado una preocupante ausencia en la consideración de los temas relevantes vinculados al servicio y en la gestión de la defensa de los derechos de los consumidores de energía en dichas zonas.

63. Esta ausencia del Ente Regulador se manifiesta por la falta de definiciones regulatorias, tanto técnicas como comerciales, que resulten puntualmente vinculantes a la prestadora del servicio en beneficio del consumidor dentro de esos territorios.

64. Entre las consecuencias resultantes de esa ausencia de actuación y de atención del Ente Regulador se han derivado considerables violaciones y distorsiones de lo que se considera la buena práctica del servicio eléctrico de cara a las demandas de trato y de servicio regulado de parte de los usuarios.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

| | |
|--|---|
| <p>PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ</p> | <p>VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT</p> |
|--|---|

**ANALISIS TECNICO / REGULATORIO
DE CUMPLIMIENTO DE LA
LEGISLACIÓN DENTRO DE LOS
SISTEMAS AISLADOS Y POLOS
TURISTICOS EN REP. DOM.**

PREPARADO POR:
LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN
ING. MARIANO CHABERT
Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ

VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR:
LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT

1. Objeto del análisis técnico

El presente apartado del análisis técnico se centrará en la revisión de la normativa vigente nacional al respecto de las tarifas del servicio eléctrico en los sistemas aislados.

Inicialmente se destacarán las que se consideran las cuatro principales exigencias del marco legal que son generales a todos los sistemas aislados en referencia a la determinación de los costos tarifarios.

En segundo lugar, en forma independiente en cada uno de los sistemas aislados, se describirán las condiciones tarifarias particulares y se estimará un rango de costo tarifario monómico dentro del cual deberían oscilar del servicio eléctrico a los hoteles miembros de Asonahores.

Como principal fuente de información serán tomados los Informes tarifarios de referencia (BA Energy Solutions, 2014), por ser la fuente oficial más reciente sobre temas tarifarios en sistemas aislados. Dichos informes fueron encargados por la Superintendencia de Electricidad en 2013 y se abarcó a cada sistema aislado nacional.

2. Consideraciones tarifas generales a los sistemas aislados

A continuación se enumeran las que se consideran las principales exigencias del marco legal, al respecto de la determinación tarifaria en los sistemas aislados, de la que se observan un cumplimiento parcial o directamente nulo en la mayoría de estos sistemas:

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

1. La Superintendencia de Electricidad es la única responsable de fijar los marcos tarifarios en los sistemas aislados. Los precios deben ser publicados mensualmente y determinados y actualizados vía sus respectivos estudios tarifarios. (LGE 125-01. Art. 24, 26, 28, 33, 38, 111 al 123)
2. Los contratos de compra de energía entre empresas distribuidoras y generadoras deben efectuarse vía licitaciones públicas, supervisadas por la SIE. El costo máximo que se permite en dichos contratos es el precio promedio vigente del mercado. (LGE 125-01. Art. 110, 113)
3. Los costos máximos permitidos para la generación propia de las distribuidoras serán valorizados considerando solamente los precios de los contratos con terceros, sin vinculación empresarial, fruto de licitación pública supervisada por la SIE. (LGE 125-01. Art. 113 párrafo I)
4. La Oficina de Protección al Consumidor, dependiente de la SIE, atenderá los reclamos de los consumidores del servicio eléctrico y estará presente en todos los municipios del país. (LGE 125-01. Art. 121)

a. Transcripción de artículos de la LGE sobre temas tarifarios

Lo establecido en la LGE 125-01 sobre la determinación de las tarifas reguladas:

Art. 24.- *Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad:*

- a) *Elaborar, hacer cumplir y analizar sistemáticamente la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar, mediante resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación de acuerdo con las pautas y normas establecidas en la presente ley y su reglamento;*
- b) *Autorizar o no las modificaciones de los niveles tarifarios de la*

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

electricidad que soliciten las empresas, debidas a las fórmulas de indexación que haya determinado la Superintendencia de Electricidad;”

Artículo 26.- *Para el cálculo y determinación de las tarifas de la electricidad sujetas a regulación, las empresas eléctricas estarán obligadas a entregar oportunamente a la Superintendencia de Electricidad toda la información necesaria que a tal efecto le sea solicitada por ésta. La Superintendencia de Electricidad, por su parte, deberá proporcionar a las empresas, previamente a la remisión a La Comisión, de las tarifas, todos los cálculos y demás antecedentes que respaldan sus decisiones de fijación tarifaria.*

Artículo 28.- *Será obligación de la Superintendencia de Electricidad preparar periódicamente, datos e informaciones que permitan conocer el sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas, así como de sus valores históricos y esperados. En particular, serán de conocimiento público tanto los informes relativos al cálculo de los precios de transmisión y distribución, así como los precios que existan en el mercado no regulado.*

Art. 110.- *Las ventas de electricidad en contratos de largo plazo, de una entidad generadora a una distribuidora se efectuará a los precios resultantes de procedimientos competitivos de licitación pública. Estas licitaciones se regirán por bases establecidas por la Superintendencia de Electricidad, la que supervisará el proceso de licitación y adjudicación y requerirá copia de los contratos, los cuales deberán contener, por lo menos, plazo de vigencia, puntos de compra, precios de la electricidad y de la potencia en cada punto de compra, metodología de indexación, tratamiento de los aumentos de potencia demandada, compensaciones por fallas de suministro en concordancia con los costos de desabastecimiento fijados por la Superintendencia de Electricidad y garantías establecidas. La diferencia entre la demanda de una distribuidora y sus contratos será transferida por los generadores a costo marginal de corto plazo. En todos los casos de licitación del sector eléctrico, las bases de la sustentación serán dirigidas totalmente por la Superintendencia de Electricidad.*

Art. 111.- *Las tarifas a usuarios de servicio público serán fijadas por La Superintendencia. Las mismas estarán compuestas del costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras establecido competitivamente, referido a los puntos de conexión con las instalaciones de distribución más el valor agregado por concepto de costos de*

distribución, adicionándolos a través de fórmulas tarifarias indexadas que representen una combinación de dichos valores.

Art. 113.- Para efecto de las fórmulas tarifarias, se entenderá por costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras, el precio promedio vigente en el mercado. El precio promedio de mercado para cada empresa distribuidora será calculado por La Superintendencia y será igual al promedio ponderado de los precios vigentes de los contratos de largo plazo establecido entre la distribuidora y las empresas generadoras, considerando las fórmulas de indexación establecidas en dichos contratos, y de los costos marginales para las compras sin contrato, de acuerdo con lo que establezcan los reglamentos.

Párrafo I.- El componente de costo de suministro de las distribuidoras con generación propia será valorizado considerando solamente los precios de los contratos con terceros, sin ninguna vinculación empresarial, previa licitación pública dirigida por La Superintendencia, y los precios de las compras spot, a los fines de su incorporación al precio de mercado.

Art. 114.- Durante el período de vigencia de estos contratos y para el cálculo de las tarifas a los usuarios de servicio público, estos precios podrán ser reajustados, previa solicitud de las empresas distribuidoras a La Superintendencia, en base a un análisis de costos, de acuerdo con fórmulas de indexación establecido por La Superintendencia, la cual decidirá sobre la solicitud. La aplicación de los precios reajustados sólo podrá efectuarse después de la publicación de dichos valores con treinta (30) días de anticipación, en un diario de circulación nacional.

Art. 115.- El valor agregado de distribución se determinará cada cuatro (4) años, sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados. La estructura de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo. El nivel de tarifas deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo. El valor agregado de distribución y los niveles de tarifas serán establecidos por la Superintendencia de Electricidad.

Art. 116.- Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo se calcularán por zona de distribución para sistemas modelos cuyas instalaciones estén eficientemente dimensionadas. La Superintendencia deberá incluir en las bases de los estudios tarifarios las zonas de distribución y las características del sistema modelo de

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

distribución aplicables a cada zona.

Art. 117.- Se entenderá por costo incremental de desarrollo de un sistema modelo, al costo promedio de las ampliaciones de capacidad y al incremento de los costos de explotación necesarios para satisfacer la demanda incremental de un período no inferior a quince (15) años. Se entenderá por costo total de largo plazo de un sistema modelo, aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación eficiente y los de inversión de un proyecto de reposición optimizado.

Art. 118.- Las tarifas definidas, establecidas por La Superintendencia tendrán el carácter de máximas, por componente, no pudiendo discriminarse entre usuarios en su aplicación. Las tarifas de cada servicio serán indexadas mediante su propia fórmula de indexación, la que se expresará en función de precios o índices publicados por el Banco Central de la República Dominicana. Las fórmulas de indexación deberán ser establecidas de forma que los factores de ponderación aplicados a los coeficientes de variación de dichos precios o índices sean representativos de las estructuras de costo de los sistemas modelo definidos para estos propósitos.

Párrafo.- Previo a la realización de ajuste tarifario, la empresa de distribución comunicará a La Superintendencia, para su aprobación, con por lo menos treinta (30) días de antelación, los valores resultantes a ser aplicados a las tarifas máximas autorizadas la fórmula de indexación respectiva, y estos valores constituirán siempre el precio máximo por componente que se podrá cobrar a los usuarios.

Art. 119.- Para calcular la estructura y nivel de las tarifas y las fórmulas de indexación, La Superintendencia realizará estudios especiales, que cubrirán todos los aspectos señalados en los artículos precedentes de esta ley y su reglamento. Estos estudios se realizarán cada cuatro (4) años, sin perjuicio de lo señalado en los artículos siguientes. La Superintendencia deberá informar a las empresas las bases de los estudios, su detalle y resultados y podrá considerar sus observaciones, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el reglamento.

Párrafo.- En caso de producirse controversias entre las empresas y La Superintendencia respecto de las bases de los estudios, de su detalle o de sus resultados, éstas serán sometidas al conocimiento y decisión de un tribunal arbitral, compuesto por tres árbitros, uno designado por la o las empresas, otro por La Superintendencia y el tercero de común acuerdo. El Reglamento establecerá los procedimientos de designación, remuneración y actuaciones del tribunal arbitral.

Artículo 120.- *Mientras no sea publicada la Resolución de La Superintendencia, que fija las tarifas y los ajustes, regirán las tarifas anteriores, incluidas sus cláusulas de indexación.*

Artículo 121.- *Se crea por la presente Ley, la Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad, la cual tendrá como función atender y dirimir sobre los reclamos de los consumidores de servicio público frente a las facturaciones, mala calidad de los servicios o cualquier queja motivada por excesos o actuaciones indebidas de las Empresas Distribuidoras de Electricidad. Esta oficina estará bajo la dirección de la Superintendencia de Electricidad y funcionará en cada municipio del país; para estos fines el Reglamento de la presente Ley detallará las funciones y provisiones de esta Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad.*

Párrafo.- *La Superintendencia de Electricidad garantizará consignar en el Reglamento el número de oficinas en función de la cantidad de usuarios del servicio eléctrico y la distancia adecuada para la ubicación de las mismas, siendo obligatoria una oficina en la cabecera de la provincia.*

Artículo 122.- *Si antes del término del período de vigencia de cuatro (4) años, se constituyera en concesión una nueva zona de distribución, La Superintendencia podrá efectuar los estudios tarifarios correspondientes. Las tarifas resultantes, incluidas sus fórmulas de indexación, serán fijadas por resolución de La Superintendencia. Esta fijación de tarifas tendrá validez hasta el término del período de cuatro (4) años de vigencia.*

Artículo 123.- *La tasa de costo de capital a utilizar en la aplicación de esta Ley será la tasa de costo de oportunidad real del capital que enfrenta en mercados internacionales, la inversión en el sector eléctrico dominicano y podrá ser distinta para la transmisión y distribución de electricidad. Esta tasa será fijada periódicamente por el Banco Central de la República Dominicana, de acuerdo a lo dispuesto por su Reglamento.*

b. Estudios tarifarios para sistemas aislados

En septiembre del 2013 la SIE convocó a una licitación pública internacional (SIE-CCC-LPI-2013-01) para la “Determinación peajes de distribución y tarifas suministro energía eléctrica a clientes regulados para concesiones en sistemas aislados”, resultando adjudicatario de dicho proceso la consultora BA Energy Solutions S.A. Tres meses después (dic

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

2013) la SIE y BA Solutions suscriben el correspondiente contrato de servicios de consultoría.

La empresa consultora determinó los peajes de distribución y tarifas reguladas de todos los sistemas aislados en RD, incluyendo las empresas en Samaná de CLFT y EPDL, las empresas CEPM/CEB, Cap Cana Caribe y Costasur Dominicana en Punta Cana, Bávaro y Bayahíbe y la empresa Playa Dorada de Electricidad en Puerto Plata.

Para todos los sistemas aislados la SIE dictó las resoluciones necesarias para conocer vía audiencias públicas los resultados de dichas consultorías. Las audiencias se llevaron a cabo en reconocidos emplazamientos dentro de cada zona, invitando a todos los involucrados.

Estos estudios constituyen la base más reciente y profunda dónde se basan las publicaciones mensuales de la SIE para la regulación de los sistemas de las distribuidoras de Samaná.

El proceso metodológico abordado en dichos informes se deberá tomar de base para la normalización tarifaria en los sistemas aislados de Punta Cana, Bávaro, Bayahíbe, Romana y Puerto Plata.

Los ocho informes de referencia se entregaron a mediados del 2014, con datos del año 2013, lo cual a la fecha del presente informe se está cercano a cumplir casi una década. Esto destaca la necesidad prioritaria de actualizar los informes, tanto para cumplir con el mandato legal de actualizar los estudios tarifarios cada cuatro años, como para asegurarse las vigencias de los supuestos adoptados en 2013, tales como las estructuras de generación, los equipamientos involucrados, los costos de los combustibles, los costos de compra de energía e incorporar todas las mejoras realizadas durante esta última década.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

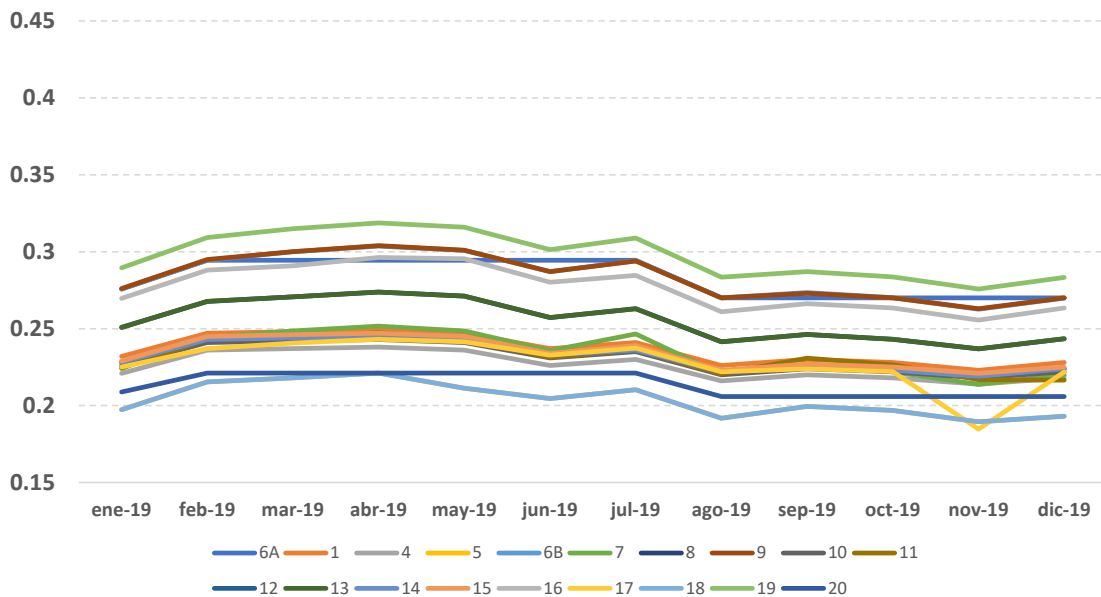
3. Evaluación tarifaria de cada Sistema Aislado

3.1 Evaluación tarifaria del servicio eléctrico en CEPM.

Al respecto de las tarifas vigentes en la zona de CEPM, lamentablemente, la falta de transparencia de esta empresa en materia tarifaria hace imposible conocer los cuadros de tarifas que aplica a sus grandes clientes hoteleros. En todo caso, cada hotel conoce su situación y puede tener su factura actual como una referencia respecto de la cual comparar los resultados en los escenarios que se plantean en el presente apartado.

A modo de referencia aproximada, las siguientes dos gráficas muestran los rangos de los costos monómicos de la energía para dos periodos de 12 meses, tanto pre como post pandemia, tomados de los datos recibidos 19 hoteles de la zona de CEPM.

Gráfico 1. Costo monómico (19 hoteles de ejemplo) durante año 2019 (USD/kWh)



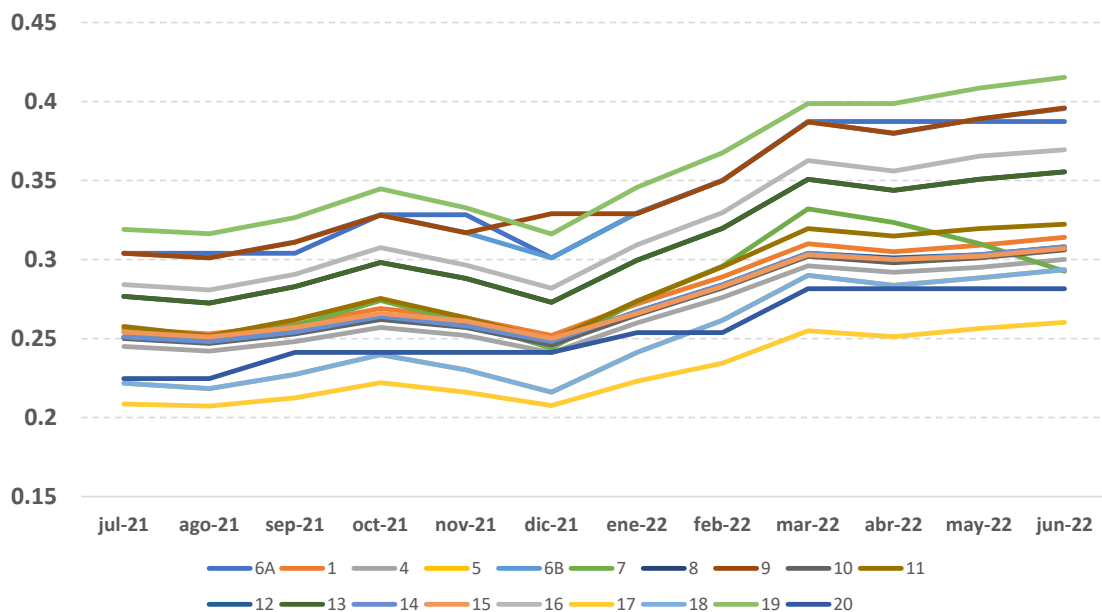
Fuente: Elaboración propia en base a datos recibidos de hoteles de ejemplo.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Del gráfico se destaca que el rango de costos monómico durante el año 2019, en los hoteles tomados de ejemplo, osciló entre 0.185 a 0.32 USD/kWh.

Los costos durante del periodo afectado por la pandemia no se toman en cuenta al tratarse de una situación excepcional, que entre otras cosas, afectó muy particularmente el costo del servicio público de energía eléctrica. Para tomar costos relevantes “post pandemia” se considera el año desde julio 2021 a junio 2022, el cual se grafica a continuación:

Gráfico 2. Costo monómico (19 hoteles ejemplo) de Jul'21-Jun'22 (USD/kWh)



Fuente: Elaboración propia en base a datos recibidos de hoteles de ejemplo.

Del gráfico se destaca que el rango de costos monómico durante los 12 meses de Julio 2021 a Junio 2022, en los hoteles tomados de ejemplo, osciló entre 0.21 a 0.415 USD/kWh.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Tal como se comentó en los apartados precedentes, la SIE ha gestionado la realización de los estudios tarifarios para todos los sistemas aislados. Concretamente, para el caso de CEPM, en agosto 2014 la consultora BA Energy Solutions presenta a la SIE los informes finales (denominados grupo 1 y 2 según contrato de servicios) con la evaluación en el sistema aislado CEPM/CEB. Lo que dio lugar, luego de su aprobación, a la resolución SIE 022-2015 aprobando dar a conocer el estudio vía audiencia pública el 11/05/2015 en el salón de conferencias del Ministerio de Turismo en Bávaro, RD. (BA Energy Solutions, 2014).

Por lo tanto, a continuación se tomará dicho estudio, ya que es la última referencia actualizada válida de la estructura tarifaria de CEPM, como base para calcular las tarifas que se deberían haber aplicado desde entonces. Los cálculos se realizarán según dos caminos, como sigue:

1. Escenario de Tarifas de CEPM reguladas en base a criterios de SIE en 2015.
2. Escenario de Tarifas de CEPM reguladas en base a la aplicación estricta de la Ley 125-01.

3.1.1 Escenario de Tarifas de CEPM reguladas en base a criterios de SIE en 2015

A pesar del mandato de la Ley, las tarifas que CEPM aplica a sus clientes no son determinadas ni reguladas por la SIE. Por ello, el primer escenario que se debe considerar posible para los clientes de CEPM es uno en el que la SIE impone a CEPM la aplicación de tarifas en línea con lo establecido en la Ley General de Electricidad (ver Apartado 2 más arriba).

Vale decir que, en el año 2015 la SIE socializó y sometió a comentarios en una audiencia pública, un estudio que realizó para estimar los costos

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

de la empresa y determinar el correspondiente cuadro tarifario que debería aplicar CEPM en los años subsiguientes.³ El cuadro tarifario propuesto en esa oportunidad por la SIE es el siguiente. Sin embargo, los resultados del estudio y el cuadro tarifario propuesto no se aplicaron.

Tabla 1. Cuadro Tarifario para CEPM 2015 Propuesto por la SIE

| Término de factura binómica | Unidades | Opción Tarifaria | | |
|-----------------------------|-------------|------------------|-------|-------|
| | | BTS | BTD | MTD |
| Cargo fijo - CF | US\$/cl-mes | 12.44 | 12.51 | 12.51 |
| Cargo por energía - CE | US\$/kWh | 0.339 | 0.175 | 0.160 |
| Cargo por potencia máx- CP | US\$/kW-mes | | 46.00 | 31.04 |

Fuente: BA Energy Solutions, 2014

El cuadro tarifario propuesto por la SIE en 2015 presentaba tres alternativas de tarifas en línea con lo exigido por el marco legal vigente. Naturalmente, los cargos aplicados a los clientes en media tensión son menores a los de baja tensión debido a que, para suplir a estos últimos, la empresa debe desplegar redes de baja tensión e invertir en otros activos eléctricos y no eléctricos e incurrir en una serie de gastos operativos, comerciales y administrativos que no aplican a los clientes en media tensión.

Dadas las características de los hoteles, se asume que a todos ellos les correspondería la tarifa en media tensión (MTD) por lo que la atención en este informe se centra en esa tarifa.

La siguiente tabla muestra ejemplos de la factura y precio monómico (la factura total dividida en la cantidad de energía consumida) que hubiera

³ Mediante la Resolución SIE 022-2015 del 9 de abril de 2015 se dispuso la publicación en la página web de la SIE del estudio "DETERMINACIÓN VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN PARA TARIFAS SUMINISTRO ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES REGULADOS SERVIDOS POR LA EMPRESA CONCESIONARIA CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA - MACAO" y la celebración de una audiencia pública el día 11 de mayo de 2015.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

pagado en 2015 un cliente de CEPM conectado en media tensión (tarifa MTD), según su consumo de energía y potencia, en caso de haberse implementado esas tarifas propuestas por la SIE.

Tabla 2. Facturas y precios monómicos de clientes de CEPM en tarifa MTD, según su consumo de energía y potencia. Año 2015

Escenario de Tarifas Propuestas por la SIE en 2015.

| | |
|------------------------------|------------|
| Cliente Tipo 1 | |
| Consumo de energía (MWh/mes) | 600 |
| Demanda de Potencia (kW) | 1,200 |
| Factura (USD) | 133,260.51 |
| Monómico (USD /MWh) | 222.10 |
| Cliente Tipo 2 | |
| Consumo de energía (MWh/mes) | 1,300 |
| Demanda de Potencia (kW) | 2,500 |
| Factura (USD) | 285,612.51 |
| Monómico (USD /MWh) | 219.70 |
| Cliente Tipo 3 | |
| Consumo de energía (MWh/mes) | 2,500 |
| Demanda de Potencia (kW) | 4,500 |
| Factura (USD) | 539,692.51 |
| Monómico (USD /MWh) | 215.88 |

Fuente: elaborado en base a SIE (2015)

Ese ejercicio aporta valiosa información sobre cómo podrían ser las tarifas aplicadas por CEPM en caso de que la SIE asuma su

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

responsabilidad de regularlas. Pero también aporta evidencia de que esa acción del regulador debe ser cuidadosamente seguida por los interesados pues, el ejercicio de 2015 contenía significativas distorsiones respecto al mandato de la ley sobre los criterios para la determinación de las tarifas. Así entonces, de haberse aplicado los resultados del estudio de 2015 los clientes de CEPM hubieran sido perjudicados con tarifas significativamente mayores a las que se obtienen de un seguimiento estricto del mandato de la Ley.

3.1.2 Escenario de Tarifas de CEPM reguladas en base a la Ley 125-01.

A continuación se presenta un ejercicio de cálculo de costos y tarifas de CEPM basado en la aplicación de los criterios establecidos en la LGE 125-01, alguna información disponible del estudio de 2015 y las condiciones actuales del mercado eléctrico. Naturalmente, se trata de un ejercicio para destacar el potencial de la correcta aplicación de la normativa tarifaria nacional. Se utiliza el último informe tarifario oficial disponible (del 2015), pero se resalta la obligación de actualizar sus supuestos ya que desde entonces se ha cambiado la estructura de generación en CEPM.

Siguiendo los criterios establecidos en la Ley 125-01 para el establecimiento de las tarifas, deben estimarse los costos de la empresa que deben ser recuperados a través de las tarifas. A nivel general, la estructura de costos de una empresa como CEPM se compone de:

- **“costo del suministro”**: monto pagado por la energía y potencia adquirida para suministrar a los clientes

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

- **“valor agregado de distribución (VAD)”**: suma de la remuneración a los activos invertidos (costo del capital), los costos de operación y mantenimiento de los activos y los gastos administrativos, de comercialización y servicio al cliente.

El primer paso para el establecimiento de las tarifas consiste en establecer el “tamaño del mercado” al que se aplican, dado por la cantidad de clientes y el volumen de energía y potencia que demandan. En el estudio presentado por la SIE en 2015 se estimaron una demanda de potencia de 114.9 MW-mes y consumo de energía anual de 772.9 GWh-año de CEPM. Naturalmente cabe esperar que el mercado haya crecido desde entonces. De todos modos, en tanto ese crecimiento haya mantenido las proporciones de demanda de energía y potencia, lo cual es altamente probable, los resultados no se deberían ver mayormente afectados.

De acuerdo con las informaciones disponibles, la energía y potencia que suministraba CEPM a sus clientes en 2015, provienen de dos fuentes: su propia planta de generación instalada dentro de su área de concesión y la planta Sultana del Este ubicada en San Pedro de Macorís. En este último caso, se trataba de energía y potencia adquirida por CEPM a la empresa EGE Haina a través de un contrato de largo plazo. Desde el punto de vista físico, el suministro de EGE Haina a CEPM se hace posible a través de las facilidades de alta tensión compuestas por:

- ✓ Línea de 138 kV Planta Sultana-Sultana Tierra
- ✓ Línea de 138 kV Sultana Tierra–Romana
- ✓ Línea de 138 kV Romana–Bávaro

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

En el estudio presentado por la SIE en el año 2015, a los fines del cálculo de los costos de la energía y potencia que CEPM debería transferir a sus clientes a través de las tarifas, se consideró el costo resultante de la suma del precio de energía y potencia que la empresa pagó a EGE Haina multiplicado por la proporción que representan en energía y potencia en la compra total; y el costo de la potencia y energía generada en la planta propia multiplicada por la proporción que esa potencia y energía representan en la compra total. Este procedimiento aplicado a la cantidad de energía y potencia que se estimó compraba CEPM derivó en una estimación de USD 142.8 millones para el costo anual de suministro.

Dos observaciones pueden hacerse a la forma en que se calculó el costo de suministro. En primer lugar, la compra de energía mediante contratos reconocida en las tarifas debería ser la resultante de una licitación supervisada por la SIE. Este no es el caso del contrato suscrito entre EGEHaina y CEPM. Por lo tanto, pudiera haber una oportunidad de reducir el precio de la energía que se traslada a las tarifas si efectivamente la empresa realiza una licitación para contratar la energía y potencia.

Se podrá argumentar que, dada la configuración de la red de transmisión de CEPM (una línea de alta tensión desde la subestación de la central Sultana del Este a una subestación de CEPM), la única opción que tiene la empresa como proveedor de la energía es EGEHaina. Sin embargo, es técnica y económicamente viable que otro generador tienda una línea de alta tensión desde su planta de generación hasta algún punto de la red de transmisión de CEPM (en San Pedro de Macorís, en La Romana o en Bávaro) y pueda participar en una eventual licitación para la venta de energía y potencia a CEPM con un precio competitivo. Más aún, CEPM podría contribuir en el fomento de la expansión de la capacidad instalada a nivel nacional haciendo un llamado a licitación para otorgar

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

un contrato de largo plazo en base a nueva generación, más eficiente y ubicada en las proximidades, o dentro, de su área de concesión.

Es difícil de estimar cuál podría ser el precio de la energía y potencia que CEPM podría lograr mediante la licitación de un contrato de largo plazo. Como una referencia válida pueden tomarse los costos marginales de la energía y potencia en el mercado spot, en tanto que, los generadores existentes tienen esos valores como alternativa a entrar en un nuevo contrato.

La siguiente tabla muestra los costos marginales promedio por año del mercado spot entre 2015 y del 2022 y la proyección de los costos conforme el Organismo Coordinador del SENI en el programa de largo plazo 2023-2026 actualizado en noviembre 2022. De acuerdo con estos datos, aunque los costos marginales de la energía presentan una elevada variabilidad, puede asumirse que en el año 2015 un generador hubiera aceptado un contrato para vender energía y potencia a los precios de USD 96 por MWh y USD 8.6 por kW-mes, respectivamente.

Más importante, trayendo este ejercicio a la actualidad (finales del 2022), podría asumirse que un generador estaría dispuesto a establecer un contrato de largo plazo con un precio de energía USD 114 por MWh y un precio de potencia de USD 9.5 por KW-mes. Por supuesto con las correspondientes cláusulas de indexación.

Tabla 3. Costos Marginales del Mercado en 2015, presente y proyección al 2026.

| | 2015 | 2022* | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|---|------|-------|------|------|------|------|
| Costos Marginal de Energía (USD/MWh) | 96 | 114 | 136 | 138 | 131 | 126 |
| Costos Marginal de Potencia (US\$/kW-Mes) | 8.6 | 10.2 | 10.5 | 10.8 | 11.1 | 11.5 |

| | |
|---|--|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|---|--|

Fuente: Informe de Desempeño del Sector Eléctrico + Proyección Programa Largo Plazo OC-SENI

La segunda distorsión que se introdujo en los cálculos del costo de suministro de CEPM es considerar los costos de la planta propia como referencias válidas de los precios de compra de la energía y potencia que se trasladan a las tarifas. Lo que establece la Ley 125-01 es que la generación propia solo puede ser considerada a los fines tarifarios tomando los precios de compra bajo contratos con terceros o en el mercado spot. Este mandato de la Ley tiene el claro objetivo de evitar que una empresa distribuidora traslade a sus clientes sobrecostos de su propia generación. Como muestran los resultados del estudio que publicó la SIE en 2015, este es precisamente el caso de CEPM dado los costos de generación de su planta en comparación con otras del sistema, e incluso, en comparación al precio pagado a EGEHaina por la energía y potencia contratada por CEPM.

Por lo tanto, a pesar de que CEPM pueda mantener en funcionamiento su planta propia y que esta sea fuente de parte de la potencia y energía suministrada a sus clientes, a los efectos tarifarios, estos componentes deberían ser valorados al costo de la energía y potencia adquiridos mediante contratos supervisados con terceros.

Los dos ajustes propuestos a la metodología que aplicó la SIE en 2015 implicarían entonces reemplazar todo el cálculo del costo de suministro de CEPM por uno basado en los precios de la energía y potencia en el mercado spot, como la mejor referencia de las condiciones de un contrato con un tercero. El efecto de estos ajustes en términos de reducción del costo de suministro que debe ser traspasado por CEPM a sus clientes a través de las tarifas es significativo.

La siguiente tabla muestra que el costo total de suministro de CEPM que estimó la SIE en 2015, en USD 142.9 millones, se hubiera reducido en

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

ese mismo periodo a USD 86.1 millones de haberse considerado el mercado spot como referencia de los precios. Se trata de una reducción del orden del 40% en el costo de suministro que se hubiera traducido en una reducción de similar proporción en las tarifas. Naturalmente, un eventual contrato incluiría algunos elementos adicionales a los costos marginales del mercado spot, pero puede asumirse que no representaría más del 10% de dichos costos. Aún en ese caso, la reducción en el costo de suministro para CEPM hubiera sido superior al 30%.

Tabla 4. Costos de Suministro de CEPM en Escenarios Alternativos

| | Estudio SIE 2015 | Mercado SPOT 2015 | Mercado SPOT 2022 |
|--|------------------|-------------------|-------------------|
| Costo de la Energía USD/MWh | 149.7 | 96 | 114 |
| Costo de la Potencia USD/kW | 19.7 | 8.6 | 10.2 |
| Costo de Suministro para CEPM (MMUSD) | 142.9 | 86.1 | 89.3 |
| Precio Monómico compra de CEPM (USD/MWh) | 184.8 | 111.3 | 115.5 |

Fuente: elaborado en base a SIE (2015) y CDEEE (2022)

Resulta muy interesante actualizar este ejercicio considerando las condiciones presentes del mercado. Los precios en el mercado spot (y también en el mercado de contratos) si bien por los cambios en la matriz de generación nacional se mantiene desde hace años una tendencia a la baja, también últimamente se ha visto afectada por la pandemia y el aumento del costo internacional de los combustibles. Por lo tanto, el contrato que en la actualidad CEPM podría lograr mediante una licitación para proveerse de energía y potencia implicaría un precio monómico del orden de los USD114 por MWh, para una reducción cercana al 25% del valor estimado en el estudio realizado por la SIE en 2015. Evidentemente

| | |
|---|--|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|---|--|

el impacto que esto podría tener en las tarifas finales aplicadas a los clientes por CEPM sería de una proporción similar.

Tomando los parámetros conocidos del estudio realizado por la SIE en 2015 y ajustando el costo de suministro de la energía y potencia según lo comentado, el cuadro tarifario de 2015 específicamente para clientes en media tensión (MTD) se muestra en la siguiente tabla, junto con el cuadro propuesto en ese año por la SIE.

Para las proyección de la tarifa para clientes en media tensión (MTD) se ha tenido en cuenta:

- Costo Marginal de Energía estimados por el Organismo Coordinador del SENI, programa de largo plazo 2023-2026, actualizada en noviembre 2022.
- Costo Marginal de Potencia y Derecho de Conexión o peaje por uso de sistema de Transmisión, indexado sobre la base 2022 y CPI con un crecimiento del 3% anual.
- VAD para MT indexado sobre la base del estudio 2015 de la SIE, CPI con un crecimiento del 3% anual, IPC al 7% anual.

Resaltamos que la proyección de costos marginales está afectada por los altos precios en los combustibles, fruto entre otras variables por la actual guerra Rusia–Ucrania, por tanto, es de esperar que los mismo se reduzcan luego de finalizada la guerra y los mercados vuelvan a un estado normal entre oferta y demanda de combustibles.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Tabla 5. Cuadro Tarifario Estimado para clientes de CEPM en Media Tensión (MTD) Según escenarios histórico (2015), presente (2022) y proyecciones al 2016.

| Cuadro Tarifario | Unidad | 2015 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|----------------------------|----------------|-------|------|------|-------|-------|-------|
| Cargo fijo - CF | USD\$/clie-mes | 6.92 | 9.24 | 9.91 | 10.62 | 11.38 | 12.20 |
| Cargo por energía - CE | USD\$/kWh | 0.15 | 0.12 | 0.14 | 0.15 | 0.14 | 0.13 |
| Cargo potencia máxima - CP | USD\$/kW-mes | 22.39 | 9.02 | 9.31 | 9.62 | 9.94 | 10.27 |

Fuentes: elaborado en base a SIE (2015) y CDEEE (2021)

Utilizando el mismo criterio para la determinación del costo de suministro de la energía y potencia para CEPM, pero los datos del mercado spot en el año 2022 y la proyección 2023-2026 del Organismo Coordinador, se creó la simulación del cuadro tarifario correspondiente a clientes de CEPM en media tensión (tarifas MTD) que se agregó en la tabla anterior junto con las tarifas que surgirían de los otros escenarios.

A modo de aplicación, y para facilitar la comparación con el escenario propuesto por la SIE en 2015, la siguiente tabla presenta las simulaciones de la factura y precio monómico que hubiera pagado en 2015 un cliente de CEPM conectado en media tensión bajo la tarifa MTD, según su consumo de energía y potencia, en un escenario de tarifas que reconocen como costo de suministro de la energía y potencia los precios surgidos de contratos otorgados por CEPM en base a licitaciones como se establece en la Ley 125-01.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Tabla 6 - Facturas y precio monómico de clientes de CEPM en MTD, Tipos 1, 2 y 3 de tamaños de hoteles. Escenarios 2015, 2022 y proyecciones al 2026. Escenario de Tarifas con costo de suministro según Contratos Licitados

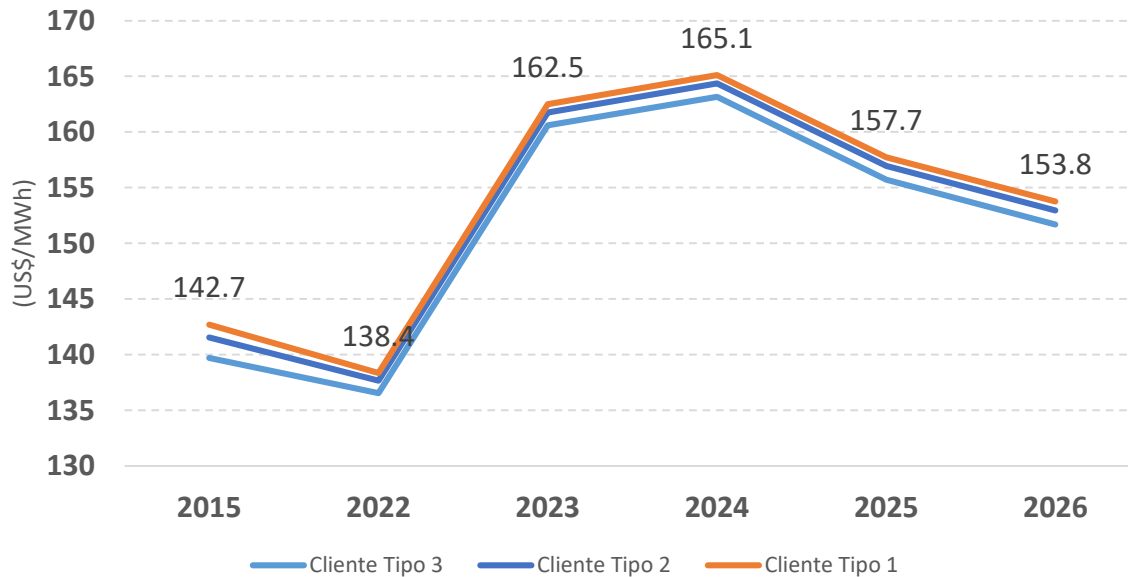
| Cliente Tipo 1 | 2015 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Consumo de energía (MWh mes) | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Demanda de Potencia (kW) | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 1,200 |
| Factura (USD) | 85,619 | 83,021 | 97,494 | 99,065 | 94,639 | 92,253 |
| Monómico (USD/MWh) | 142.7 | 138.4 | 162.5 | 165.1 | 157.7 | 153.8 |
| Cliente Tipo 2 | | | | | | |
| Consumo de energía (MWh mes) | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 | 1,300 |
| Demanda de Potencia (kW) | 2,500 | 2,500 | 2,500 | 2,500 | 2,500 | 2,500 |
| Factura (USD) | 184,002 | 178,966 | 210,293 | 213,667 | 204,044 | 198,839 |
| Monómico (USD/MWh) | 141.54 | 137.7 | 161.8 | 164.4 | 157.0 | 153.0 |
| Cliente Tipo 3 | | | | | | |
| Consumo de energía (MWh mes) | 2,500 | 2,500 | 2,500 | 2,500 | 2,500 | 2,500 |
| Demanda de Potencia (kW) | 4,500 | 4,500 | 4,500 | 4,500 | 4,500 | 4,500 |
| Factura (USD) | 349,252 | 341,383 | 401,535 | 407,927 | 389,324 | 379,212 |
| Monómico (USD/MWh) | 139.7 | 136.6 | 160.6 | 163.2 | 155.7 | 151.7 |

Fuente: Elaboración propia en base a Estudio SIE 2015, y proyección del OC.

En el siguiente gráfico se representan los costos monómicos calculados, para cada uno de los tres tamaños de clientes hoteleros estimados.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Gráfico 3. Representación gráfica de Costo monómico de



Fuente: Elaboración propia en base a Estudio SIE 2015, y proyección del OC.

Los rangos de los costos monómicos pagados en los años previos y posteriores a la pandemia graficados al inicio del presente apartado, deberán ser comparados con los costos monómicos estimados bajo el cumplimiento de la normativa tarifaria vigente.

3.2. Evaluación tarifaria del servicio eléctrico en PPE.

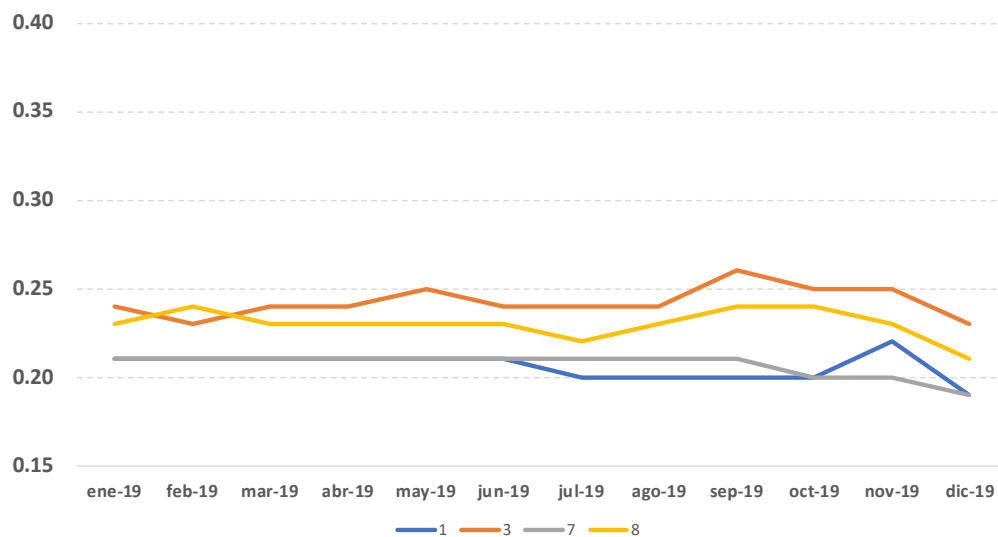
En el presente apartado se estimarán los rangos dentro de los que deberían oscilar los costos del servicio eléctrico de los hoteles miembros de Asonahores dentro de la zona de Playa Dorada en Puerto Plata, cuyo servicio de energía eléctrica es suministrado por la empresa Puerto Plata de Electricidad (PPE), atendiendo a las consideraciones exigidas en el marco legal general.

3.2.1 Referencia de costos pre y post pandemia

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Las siguientes dos gráficas muestran los rangos de los costos monómicos de la energía para dos periodos de 12 meses, tanto pre como post pandemia, tomados de los datos recibidos cuatro hoteles de la zona de Playa Dorada suministrado por PPE.

Gráfico 4. Costo monómico, de 4 hoteles de ejemplo, durante año 2019 (USD/kWh)



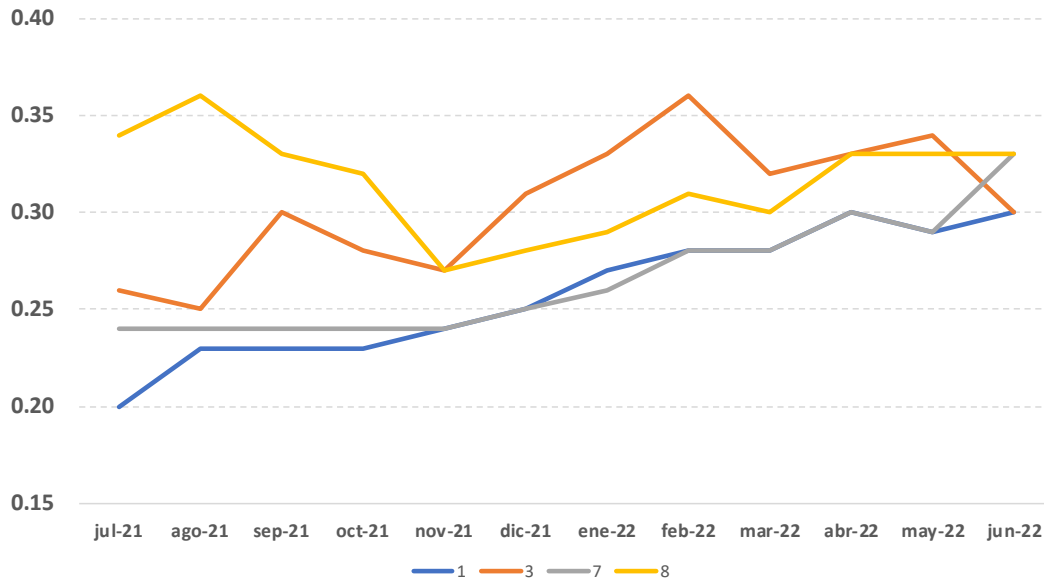
Fuente: Elaboración propia en base a datos recibidos de hoteles de ejemplo.

Del gráfico se destaca que el rango de costos monómico durante el año 2019, en los hoteles tomados de ejemplo, osciló entre 0.19 a 0.26 USD/kWh.

Los costos durante del periodo afectado por la pandemia no se toman en cuenta al tratarse de una situación excepcional, que entre otras cosas, afectó muy particularmente el costo del servicio público de energía eléctrica. Para tomar costos relevantes “post pandemia” se considera el año desde julio 2021 a junio 2022, el cual se grafica a continuación:

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Gráfico 5. Costo monómico, de 4 hoteles de ejemplo, de Jul'21-Jun'22 (USD/kWh)



Fuente: Elaboración propia en base a datos recibidos de hoteles de ejemplo.

Del gráfico se destaca que el rango de costos monómico durante los 12 meses de Julio 2021 a Junio 2022, en los hoteles tomados de ejemplo, osciló entre 0.20 a 0.36 USD/kWh.

3.2.2 Estructura de distribución de energía eléctrica en Playa Dorada

Al igual que en los demás sistemas aislados de RD, como última referencial oficial válida de la estructura de generación y distribución de energía eléctrica en la zona de Playa Dorada se toma el Informe de “Determinación Peajes Distribución y Tarifas Suministro de Energía Eléctrica a Clientes Regulados para Concesiones de Distribución, Sistemas Aislados y Propietarios de Redes de Distribución. Puerto Plata de Electricidad” (BA Energy Solutions, 2014).

3.2.3 Compra de electricidad por parte de PPE.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Desde hace mucho tiempo, más de una década, la empresa PPE no genera con sus propias plantas la energía eléctrica que distribuye a sus clientes, como lo realizó en sus orígenes en los años '90s.

Actualmente la empresa se alimenta del SENI a través de una línea de 69 KV, que llega a una S/E 69/12.5 KV de 10/14 MVA de la Central de PPE. La energía es adquirida vía un contrato especial con la empresa distribuidora estatal Edenorte.

Las empresas estatales ETED y EDENORTE han invertido en la mejora de la estabilidad del sistema en la costa norte, al punto que progresivamente se van dejando en el pasado los inconvenientes históricos de inestabilidad del servicio eléctrico en Puerto Plata, dando lugar a mejoras notables en la calidad y continuidad del servicio. Sobre todo a los niveles de líneas de transmisión de 69 KV. dónde las fluctuaciones e interrupciones son, en la actualidad, prácticamente inexistentes.

Según el informe tarifario de referencia, ya en 2014 se verificaba que: "...De acuerdo con el informe técnico DREG-IT-XX-2013 enviado por la empresa, en la actualidad, la central de Generación de PPE no se encontraría operando satisfactoriamente. Según este informe todas las unidades estarían fuera de servicio y no se podrían arrancar para dar una respuesta inmediata a los usuarios, en caso de que el circuito del SENI de 69 KV, tenga alguna avería"

Por tanto, en vista tanto de la buena calidad del suministro por parte de EDENORTE de energía, como las condiciones obsoletas de la planta de PPE, se puede concluir que no son ciertas las afirmaciones de PPE sobre la relevancia de su generación propia a la hora de enfrentar las interrupciones exteriores.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

3.2.4 Estimación de los costos de compra de energía a EDENORTE.

Del informe de referencia se toma que el consumo estimado de PPE rondaría los 75 GWh/año con una demanda pico de unos 30 MW. Tanto el consumo como la demanda abarcarían el total de clientes que posee PPE, dónde de 1,700 clientes en total solo unos 17 clientes corresponderían a clientes hoteleros en Playa Dorada.

EDENORTE realiza “contratos con condiciones especiales” para estos casos con un tratamiento de semejante a las condiciones de Usuarios No Regulados, cuyo costo siempre se encuentra por debajo de la tarifa regulada que aplicaría. La referencia máxima de tarifa, suponiendo el esquema regulado MTD1 a febrero del 2023 se encuentra en 0.21 USD/kWh. Los hoteles de alrededor de PPE conectados a EDENORTE vía condiciones especiales de No Regulados están pagando en la actualidad un costo monómico de 18 ctv-USD/kWh como máximo. Siendo conservadores, ya que los hoteles son significativamente menores que PPE, se puede tomar este último costo monómico como referencia de costo de compra actual de PPE.

Si bien se ha estimado tanto la demanda de potencia, como el consumos de energía y el costo monómico actuales de PPE, esto se podría verificar en forma sencilla tanto si PPE o EDENORTE presentan la última factura por el servicio de compra de electricidad.

El contrato entre PPE y EDENORTE no es una contrato supervisado por la Superintendencia de Electricidad al costo del Mercado Eléctrico Mayorista tal como exige la LGE 125-01. Esto hubiese aplicado ya que se trata de un sistema aislado, dónde la SIE debe velar por evitar le sean

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

transferidos sobre costos de compra de energía a los clientes de PPE. Por otro lado, si PPE hubiese contado con sus condiciones legales completamente en regla según la normativa del sector, podría haber recibido ofertas de diversos generadores del SENI con el objetivo de obtener el contrato más económico posible para su suministro en 69 kV.

3.2.5 Valoración del Valor Agregado de Transmisión y Distribución

El VAT refleja los activos de PPE en Alta Tensión (69kV) necesarios para entregar el servicio a sus clientes. Dichos activos involucran las subestaciones, líneas de AT y equipos de protección y maniobra existentes, los cuales se anualizan en función de la vida útil y la tasa de descuento correspondiente, adicionalmente se suman los costos de operación y mantenimiento anual necesarios (O&M).

En la página 3-9 del Informe se concluye que el VAT monómico es de 0.67 USD/kWh.

De la misma forma, el VAD refleja los activos de PPE en Media y Baja Tensión (menor de 12.5kV) necesarios para entregar el servicio a sus clientes. Dichos activos involucran las subestaciones, líneas de MT, equipos de protección y maniobra y contadores de medida existentes, los cuales se anualizan en función de la vida útil y la tasa de descuento correspondiente, adicionalmente se suman los costos de operación y mantenimiento anual necesarios (O&M).

Al respecto del VAD es importante destacar la red de distribución de PPE para alimentar el Complejo Playa Dorada es considerablemente menor que la red que utiliza PPE para sus clientes en las zonas de La Palma de Star Hills y Puerto Plata. Si bien en el Informe de referencia no se expresa

| | |
|---|--|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|---|--|

un valor de VAD para cada situación, se adopta en forma conservadora el VAD total del sistema de Media Tensión.

En la página 6-4 del Informe se concluye que el VADMT monómico es de 0.90 USD/kWh.

3.2.6 Estimación simplificada del costo tarifario.

Simplificando el proceso, el costo monómico para los clientes hoteleros de Playa Dorada conectados en media tensión deberán ser la suma de los costos de compra de energía, más el Valor Agregado de Transmisión, más el Valor Agregado de Distribución.

Por un lado se puede estimar el costo monómico total considerando el costo actual del contrato de PPE “Tipo No Regulado” con EDENORTE, con lo que se obtendrían los siguientes resultados:

Tabla 7. Costo estimado en función del contrato actual entre PPE y EDENORTE

| Estimando el costo del contrato actual con EDENORTE | Costo estimado (ctv-USD/kWh) |
|---|------------------------------|
| Costo estimado de compra de energía | 18.00 |
| Valor Agregado de Transmisión | 0.67 |
| Valor Agregado de Distribución | 0.90 |
| Total monómico máximo estimado | 19.57 |

Fuente: elaboración propia

Y en segundo lugar, atendiendo a que la LGE 125-01 limita a que las compras de energía para abastecer a los sistemas aislados no sobrepasen el costo del mercado eléctrico mayorista para el nivel de tensión correspondiente, y teniendo en cuenta los costos marginales del

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

mercado eléctrico para 2023 proyectados por el Organismo Coordinador (ver **Tabla 3**), se tendrán los resultados de la siguiente tabla:

Tabla 8. Costo monómico estimado en función del Costo Marginal del Mercado

| Estimando el costo del mercado para 69 kV en 2023 | Costo estimado (ctv-USD/kWh) |
|---|------------------------------|
| Costo estimado de compra de energía | 14.00 |
| Valor Agregado de Transmisión | 0.67 |
| Valor Agregado de Distribución | 0.90 |
| Total monómico máximo estimado | 15.57 |

Fuente: elaboración propia

Por tanto el costo monómico actual oscilaría entre los 15.5 ctv-USD/kWh considerando se cumpla la LGE 125-01 de forma que la SIE exija la compra de energía a los precios del Mercado Mayorista, y el costo de 19.5 ctv-USD/kWh, tomando la referencia de lo que se estima es el costo de compra actual de energía de PPE a EDENORTE.

3.2.7 Accionar de la SIE a inicios del 2023.

Durante el año 2022 la SIE ha estado evaluando la situación regulatoria y tarifaria de la empresa PPE, incluyendo a los clientes hoteleros del Complejo Playa Dorada. Se estima que a inicios del año 2023 deberá pronunciarse, vía la correspondiente resolución, dónde se espera que se resuelvan los históricos reclamos de los usuarios de la empresa PPE.

El actuar de la SIE procurando regular a la empresa PPE, en principio parecería una contradicción legal, ya que la misma SIE en febrero del 2014 (Resolución SIE-007-2014) luego de analizar en profundidad las solicitudes de PPE rechazó sus capacidades legales para la concesión y distribución de energía y ordenó a Edenorte a interconectar directamente

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

a los clientes. PPE ha procurado anular dicha Resolución SIE-007-2014 sin éxito hasta la fecha.

De todas formas, hay que resaltar que la Asociación de hoteles de Playa Dorada y Asonahores deben estar pendientes de las soluciones que esté evaluando la SIE a sus reclamaciones por el servicio de PPE, para asegurarse se cumplan las normativas vigentes del sector, se garanticen los derechos de los usuarios y se establezcan tarifas que cumplan la normativa vigente.

3.3. Evaluación tarifaria servicio eléctrico en Luz y Fuerza Las Terrenas y El Progreso El Limón.

En el presente apartado se describirán las características tarifarias de las dos empresas que operan en la península de Samaná y que hasta hace unos años operaban en condiciones aisladas. Se tratan estas empresas en forma conjunta ya que la solución que les ha dado la SIE, tanto de interconexión al SENI como de regulación de sus tarifas ha sido la misma. Tanto la Compañía Luz y Fuerza Las Terrenas (CLFT) como la empresa El Progreso Del Limón (EPDL) poseen vigentes con el estado dominicano contratos de concesión definitiva para la distribución y generación de electricidad con fecha del 26/08/2011 y 12/04/2012 respectivamente.

Se destaca que la empresa EPDL solo posee cliente conectados en baja tensión, por lo que Asonahores no debe tener ningún miembro de su asociación de tamaño relevante. Si bien en la solicitud de información para la realización del presente informe no se recibió ningún caso de esta empresa, tal vez Asonahores pueda tener algún pequeño hospedaje o restaurante asociado que se conecte en baja tensión.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Las autorizaciones por parte de la SIE para acometer la interconexión al SENI de ambos sistemas aislados se ejecutaron el 02/07/2015 vía la resolución SIE-039-2015 para la distribuidora CLFT y el 09/03/2018 vía la resolución SIE-018-2018 para la empresa EPDL.

Si bien ambas resoluciones de la SIE con los mandatos para la interconexión al SENI de estas empresas fueron con carácter temporal, a la fecha del presente informe ambas empresas permanecen conectadas al SENI. Esto se justifica debido a la robustez del sistema y la posibilidad que a partir de entonces tienen las empresas concesionarias de acceder a energía eléctrica considerablemente más económica, de mejor calidad y poder apagar sus plantas generadoras mucho más ineficientes que el SENI concentrándose en el negocio de la distribución eléctrica.

La interconexión al SENI de ambas empresas se realizó como respuesta a una crisis de desabastecimiento de energía eléctrica, dónde la SIE, ETED y EDENORTE operaron bajo el mandato de la legislación vigente del sector, vía la emisión de sus correspondientes resoluciones.

Al respecto de los temas tarifarios, desde la puesta en servicio de la interconexión física al SENI la SIE fija las tarifas de los usuarios regulados de ambas empresas emitiendo mensualmente las resoluciones de lugar. Como ejemplos la resoluciones SIE-010-2023-TR y SIE-011-2023-TR fijan las tarifas para febrero de 2023 para CLFT la empresa EPDL respectivamente.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Tabla 9. Ejemplo del cuadro tarifario mensual en CLFT para Febrero 2023

| PLIEGO TARIFARIO DE FACTURACIÓN INDEXADA Y A APLICAR EMPRESA DISTRIBUIDORA COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA DE LAS TERRENAS A LOS CONSUMOS LEIDOS EN EL MES DE FEBRERO DEL 2023 | | | |
|---|--------------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| I. CARGOS Y PRECIOS A FACTURAR POR TARIFA: | | | |
| TARIFA | DESCRIPCIÓN | TARIFAS INDEXADAS (RD\$) | TARIFAS A APLICAR (RD\$) |
| BTS | Cargo Fijo | 380.69 | 225.40 |
| | Precio por KWH consumido | 24.90 | 14.95 |
| MTD | Cargo Fijo | 380.69 | 380.69 |
| | Precio por KWH consumido | 11.46 | 11.46 |
| | Precio por KW de Demanda de Potencia | 1,672.91 | 1,672.91 |

Fuente: Resolución SIE 011-2023.

A modo de estimar el costo actual del servicio luego de la interconexión al SENI, en la siguiente tabla se aplican las tarifas reguladas por la SIE a la Compañía Eléctrica Luz y Fuerza de Las Terrenas para Febrero 2023 con los consumos estimados de un hotel “Tipo 1” (definido en tarifas de CEPM).

Tabla 10. Estimación de costo del servicio eléctrico de hotel (Tipo1)

| Simulación costo servicio eléctrico | MTD1 Febr-2023 | Energía y potencia (Tipo Cliente 1) | Total |
|-------------------------------------|----------------|-------------------------------------|-----------|
| Cargo Fijo | 380.69 | | 381 |
| Energía (RD\$/kWh) | 11.46 | 600,000 | 6,876,000 |
| Potencia (RD\$/kW) | 1,672.91 | 1,200 | 2,007,492 |
| Total (RD\$) | | | 8,883,873 |
| Total (USD) tomando 56.5 RD\$/USD | | | 157,237 |
| Monómico general (USD/kWh) | | | 0.262 |

Fuente: Elaboración propia en base a SIE 011-2023

El costo monómico fijado por la SIE en la tabla anterior se verifica exactamente en los costos reportados por el único dato recibido de un hotel en la zona de esta empresa por parte de Asonahores para el presente informe. Esto es lógico ya que la empresa CLZT está obligada a respetar la tarifa impuesta por la SIE en sus resoluciones mensuales.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

3.3.1 Función de control de Asonahores en caso de las empresas CLZT y EPDL.

Por tanto, al estar las tarifas de ambas empresas regidas por las resoluciones mensuales de la SIE, el único camino que le queda en la actualidad a Asonahores para velar por la obtención de las menores tarifas a sus empresas miembros, será exigir a la SIE las actualizaciones periódicas de los estudios tarifarios de la zona, y estar pendiente de las vistas públicas de dichos estudios para velar por el cumplimiento de la normativa del sector.

A su vez, mensualmente se deberían verificar las resoluciones tarifarias de la SIE para comprobar el cumplimiento legal. Por ejemplo en la última resolución de las tarifas de febrero de 2023 de la CLZT (SIE-011-2023), se enumeran casi 4 años de ajustes pendientes a aplicar a los usuarios regulados, que será necesario verificar con la SIE el motivo de dichos ajustes y la forma en que se traspasan a la tarifa mensual.

3.4. Evaluación tarifaria del servicio eléctrico en Cap Cana Caribe.

Basados en los informes de referencia sobre el sistema eléctrico aislado de Cap Cana Caribe, se destacará las generales de su estructura de costos y el potencial de revisión tarifaria en dicha área de concesión⁴.

El Informe de referencia de los estudios tarifarios se entregó a mediados del 2014, con datos del año 2013, lo cual a la fecha del presente informe

⁴ Sobre la referencia de costos actuales del servicio dentro de este sistema aislado, al momento de este primer informe preliminar se está a la espera de la gestión de dichos datos por parte de ASONAHORES, los que serían incluidos en la versión final del informe.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

se está cercano a cumplir casi 10 años. Esto destaca la necesidad prioritaria de actualizar los informes, tanto para cumplir con el mandato legal de actualizar los estudios tarifarios cada cuatro años, como para asegurarse las vigencias de los supuestos adoptados en 2013, tanto del equipamiento involucrado como los costos de los combustibles, e incorporar todas las mejoras realizadas durante esta última década.

El sistema eléctrico de Cap Cana Caribe, se podría decir que es el único de República Dominicana realmente “aislado”, donde la generación y distribución dentro de su área de concesión no se interconecta con el exterior.

La generación propia posee una capacidad de 23.3 MW (al 2013) compuesto por unas 7 unidades de generación de motores recíprocos, de distinta marca y modelos, empleando combustible HFO, y LFO, para entregar en dicho momento un volumen de energía de 35.4 GWh anuales. Lo primero que se destaca es que el costo monómico de la generación propia se estimó para el año 2013 en 287.4 USD/MWh. Este costo de generación casi triplica la media del costo marginal del SENI para el mismo periodo de tiempo, el cual rondó los 100 USD/MWh.

Tal como se ha descrito en los apartados generales al respecto de la regulación tarifaria en RD, el artículo 113 de la LGE 125.01, exige que los costos de generación propia deben ser valorado a costo del mercado en el SENI, con la intención de no transferir a los usuarios finales el sobre costo de sistemas de generación más ineficientes que el SENI.

Dichos costos de generación constituyen el foco principal de la evaluación tarifaria del actual sistema aislado de Cap Cana Caribe y donde recaería el mayor potencial de mejora en los costos del servicio eléctrico.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Al respecto de la tarifa propuesta, el informe de referencia (BA Energy Solutions, 2014) propuso a mediados del 2014 los siguientes costos para los diversos cuadros tarifarios:

Tabla 11. Propuesta tarifaria para Cap Cana Caribe en Informe de Julio 2014.

| Cuadro Tarifario | unidad | Opción Tarifaria | | |
|--------------------------------|------------------|------------------|-------|-------|
| | | BTS | BTD | MTD |
| Cargo fijo - CF | US\$/cliente-mes | 3.02 | 6.22 | 6.22 |
| Cargo por energía - CE | US\$/kWh | 0.398 | 0.195 | 0.178 |
| Cargo por potencia máxima - CP | US\$/kW-mes | | 56.26 | 39.61 |

Fuente: Cuadro de página 5-3 del Informe (BA Energy Solutions, 2014)

Las tarifas propuestas en la tabla anterior implicarían, en Julio 2014, un costo monómico de 0.29 USD/kWh para los clientes hoteleros conectados en media tensión.

En segundo lugar, del informe de referencia (página 5-2) se destaca que el Valor Agregado de Distribución (VAD) para los suministros en media tensión, se propone un monómico de 5.7 USD/kWh, siendo diez veces mayor que el valor propuesto para CEPM de 0.50 USD/kWh. El VAD para MT tiene en cuenta todos los costos tanto de inversiones de equipamientos necesarios (CAPEX) y costos de mantenimientos (OPEX) que posibiliten brindar el servicio de distribución de energía eléctrica.

Por lo expuesto en los párrafos precedentes, los pasos en procura de conseguir una revisión tarifaria a la baja irán en línea con gestionar, vía la SIE, se actualicen los estudios tarifarios de la zona de concesión en Cap Cana Caribe, en cuyas audiencias públicas los usuarios finales deberán velar por la correcta aplicación de la normativa vigente del sector. En concreto con el análisis de los costos de generación, que en 2014 casi triplicaron los costos marginales del SENI, y los VAD adoptados que en el último estudio se estiman diez veces mayores que en la

| | |
|---|--|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|---|--|

empresa CEPM, concesionario de la zona frontera con dicho sistema aislado.

PREPARADO POR:
LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN
ING. MARIANO CHABERT
Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ

VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR:
LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT

Conclusiones Aspectos Técnicos tarifarios.

1. A excepción de los sistemas de CLFT y EPDL en la península de Samaná, en los restantes seis sistemas aislados se evidencian irregularidades en la conformación de las tarifas de los servicios.
 - a. Los contratos de compra de energía no son supervisados por la SIE y superan los costos marginales del SENI, como así también la generación propia interna de los sistemas.
 - b. Las tarifas aplicadas no se soportan en estudios tarifarios actualizados, dónde se verifique la correcta aplicación de la normativa vigente y se haya dado lugar a los usuarios finales a realizar observaciones sobre dichos estudios.
 - c. Se evidencia la arbitrariedad en la aplicación de diferentes costos tarifarios a clientes hoteleros similares, provocando condiciones inequitativas que promueven la competencia desigual en el sector hotelero.
2. Los altos costos monómicos del servicio eléctrico que reciben actualmente los hoteles evidencian un amplio margen de mejora en comparación con las estimaciones de tarifas correctamente determinadas vía el marco legal vigente.
3. Los usuarios dentro de los actuales sistemas aislados se ven impedidos de ejercer sus derechos como Usuarios No Regulados.
4. Existen innumerables casos dónde se han anulado o limitado los derechos de autoproducción con energías renovables dentro de los sistemas aislados. Muchos hoteles no pueden avanzar con dichas instalaciones orientadas a reducir sus costos del servicio.



| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

Información complementaria.

1. Polos turísticos y fuentes normativas.

| POLO TURISTICO | TERRITORIO | FUENTE |
|---|--|--|
| COSTA CARIBE | Santo Domingo, La Caleta, Boca Chica, Juan Dolió, San Pedro de Macorís hasta el río Higuamo y La Romana. | Decreto #3133-73 |
| PUERTO PLATA (Costa de Ambar) | Costa norte: Punta Rucia, La Isabela, Luperón, Playa Cofresí, Long Beach, Puerto Plata, Costambar, Sosua, Cabarete, Río San Juan, Bahía Luperón, Playa Dorada. | Decreto #2125-72 |
| JARABACOA- CONSTANZA | Jarabacoa y Constanza | Decretos #1157-75 y 2729-77 |
| POLO TURISTICO BARAHONA | Bahía de Neyba, Oviedo | Decreto #3327-85 |
| MACAO – PUNTA CANA | Punta Cana, Playa Juanillo, Bávaro | Decreto #1256-86- 479 |
| POLO TURISTICO NOROESTE | Montecristi, Dajabón, Santiago Rodríguez y Valverde. | Decreto #16-93 |
| SAMANA | Bahía de Samaná, Las Terrenas | Decreto #91-94 |
| PROVINCIA PERAVIA(*) (* Este Polo turístico fue ampliado en 1999 | Bani Zona Costera entre Río Nizao y Ocoa(*) (* Se incluye Palenque y todo litoral marino de Azua | Decreto #177-95 Decreto #196-99 |
| POLO TURISTICO AMPLIADO REGIÓN SUROESTE. | Barahona, Bahoruco, Independencia y Pedernales | Decreto #322-91(*) (**) (* Modifica el Decreto #3327-85 (**) modificado por el Decreto #30-98 |
| POLO TURISTICO NAGUA – CABRERA | NAGUA Y CABRERA | Decreto #199-99 |

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|

2. Sistemas Aislados y áreas con servicio eléctrico vinculado.

| NOMBRE | LOCALIDAD | OBSERVACIÓN |
|---|--------------------------|-----------------------|
| CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA-MACAO (CEPM) | BAVARO, LA ALTAGRACIA | CONTRATO DE CONCESIÓN |
| CAP CANA CARIBE | PUNTA CANA | CONTRATO DE CONCESIÓN |
| COSTASUR DOMINICANA | CASA DE CAMPO, LA ROMANA | CONTRATO DE CONCESIÓN |
| CORPORACIÓN TURISTICA DE SERVICIOS PUNTA CANA | PUNTA CANA | CONTRATO DE CONCESIÓN |
| COMPAÑÍA DE BAYAHIBE (CEB) | BAYAHIBE | CONTRATO DE CONCESIÓN |

- Las compañías **Luz y Fuerza Las Terrenas y El Progreso del Limón** tienen Contrato de Concesión de Obra Eléctrica de Distribución interconectadas al SENI, por lo que no reúnen las características ni condiciones regulatorias para operar como Sistema Aislado.
- La empresa **Puerto Plata de Electricidad** opera en la zona de Playa Dorada y ofrece servicios de distribución de energía a sectores residenciales de la ciudad de Puerto Plata y está interconectada a través de EDENORTE. No tiene ningún título habilitante bajo la LGE, ni se considera como Sistema Aislado.

| | |
|--|---|
| PREPARADO POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN ING. MARIANO CHABERT Lic. ÁNGEL LEONEL CANÓ RODRÍGUEZ | VERSIÓN FINAL REVISADA Y APROBADA POR: LIC. ÁNGEL S. CANÓ SENCIÓN - ING. MARIANO CHABERT |
|--|---|