

**Contract n°2014/352-852**

**EuropeAid/135600/DH/SER/MULTI**

## **EU Technical Assistance Facility (TAF) for Sustainable Energy**

For Neighbourhood Asia (including Central Asia), Latin America, Caribbean and Pacific

### **Stocktaking Mission and Policy & Regulatory Assessment of the Energy Sector, with a Focus on the Power Sector**

### **Assignment No GT#71/SM&PRAES-DR (Dominican Republic)**

### **PROPUESTA DE ESTRUCTURA INSTITUCIONAL Y ORGÁNICA-CUM-INFORME DE DIAGNÓSTICO**

**Final**

**02 de marzo de 2021**



This project is funded by  
The European Union

And implemented by a  
SOFRECO led Consortium, including  
CEERD, ECN, GasNatural Fenosa,  
Revelle Group and SEVEN

**Historia del documento:**

<b>Versión</b>	<b>Preparado por</b>	<b>Fecha</b>	<b>Revisado / comentado por</b>	<b>Fecha</b>	<b>Enviado a</b>	<b>Fecha</b>	<b>Comentarios</b>
Ver. #01	NKE1 / NKE2 / NKE3	11, 15 & 17/09/2020	KE1/TL	14, 15, 16,17 & 18/09/2020	MEM/EUD/DEVCO	18/09.2020	
Ver. #02	NK1 / NK3	26/02/2021	KE1/TL	26/02/2021 & 01 & 02/03.2021	MEM/EUD/DEVCO	02/03.2021	
Final			KE1/TL	21/04/2021	MEM/EUD/DEVCO	21/04/2021	

Contract n°2014/352-852  
EuropeAid/135600/DH/SER/MULTI

## **For Neighbourhood Asia (including Central Asia), Latin America, Caribbean and Pacific**

Stocktaking Mission and Policy & Regulatory  
Assessment of the Energy Sector, with a  
Focus on the Power Sector

Assignment No GT#71/SM&PRAES-DR  
(Dominican Republic)

### **PROPUESTA DE ESTRUCTURA INSTITUCIONAL Y ORGANICA-CUM-INFORME DE DIAGNÓSTICO**

**Final**

#### **Preparado por:**

- Miriam Oriolo** NKE1: Senior Experto Legal Internacional con experiencia en Marco Institucional en los campos de energía y minas, en regímenes legales y regulatorios en el subsector eléctrico, y líder de proyecto
- Detlef Loy** NKE2: Senior Experto Internacional en el subsector eléctrico, cadenas de valor y con experiencia en el sector de energía y minas de la República Dominicana
- Francisco Ortega** NKE3: Experto Senior con conocimiento de los marcos institucionales, legales y reglamentarios de energía de República Dominicana con una amplia experiencia en el subsector eléctrico

**02 de marzo de 2021**

---

" Esta publicación ha sido preparada con la asistencia de la Unión Europea. Los contenidos de esta publicación son única responsabilidad del Consorcio SOFRECO – CEERD y de ninguna manera deben ser interpretadas como reflejando la visión de la Unión Europea."

# LISTA DE CONTENIDOS

<b>LISTA DE CONTENIDOS.....</b>	<b>2</b>
<b>LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>6</b>
<b>LISTA DE ORGANIGRAMAS.....</b>	<b>6</b>
<b>LISTA DE BOXES.....</b>	<b>6</b>
<b>LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIACIONES.....</b>	<b>7</b>
<b>RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>8</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>13</b>
<b>2. MARCO INSTITUCIONAL - PROPUESTA DE ESTRUCTURA INSTITUCIONAL Y ORGÁNICA.....</b>	<b>15</b>
<b>2.1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>15</b>
<b>2.2 ROL DE AUTORIDADES.....</b>	<b>16</b>
<b>2.3. AUTORIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO.....</b>	<b>17</b>
<b>2.4. MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS.....</b>	<b>17</b>
2.4.1 AUTORIDADES DEL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS.....	17
2.4.2 INCONSISTENCIAS INSTITUCIONALES RELATIVAS AL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS.....	20
2.4.3 RECOMENDACIONES.....	23
<b>2.5 MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....</b>	<b>24</b>
2.5.1 AUTORIDADES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	24
2.5.2 INCONSISTENCIAS.....	26
2.5.3 PROPUESTAS Y LINEAMIENTOS DE NUEVA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	28
2.5.4 RECOMENDACIONES SOBRE LA INTEGRACIÓN DE LA CNE EN LA ESTRUCTURA DEL MEMRD....	30
2.5.5 ESTRUCTURA ORGÁNICA DEL MEMRD.....	31
2.5.6 PROPUESTAS RELATIVAS A LA SIE.....	39
2.5.7 LA REGULACIÓN EN LOS SISTEMAS AISLADOS.....	40
2.5.8 LA UERS.....	43
2.5.9. OTRAS RECOMENDACIONES RELATIVAS A LA REGULACIÓN SECTORIAL.....	43
2.5.10 PROPUESTAS EN MATERIA DE COMPETENCIAS DE AUTORIDADES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	44
<b>2.6 OTRAS INSTITUCIONES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....</b>	<b>56</b>
2.6.1 ORGANISMO ASESOR.....	56
2.6.2 ORGANISMO COORDINADOR DEL SENI (OC-SENI).....	56
2.6.3 LAS TRES DISTRIBUIDORAS ESTATALES.....	57
2.6.4 LA CDEEE.....	61
<b>3. MARCO LEGAL.....</b>	<b>64</b>
<b>3.1 INCONSISTENCIAS LEGALES ENCONTRADAS.....</b>	<b>64</b>
<b>3.2 LINEAMIENTOS DE LA REFORMA LEGAL E INSTITUCIONAL.....</b>	<b>64</b>
3.2.1 ALTERNATIVAS DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	64

3.2.2	MECANISMOS PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO Y PROMOVER ENERGÍAS RENOVABLES..	66
3.2.3	MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR SEGÚN LAS LEYES EN VIGOR.....	68
<b>3.3</b>	<b>LINEAMIENTOS GENERALES DE LA REFORMA.....</b>	<b>71</b>
<b>3.4</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>72</b>
3.4.1	RECOMENDACIONES RELATIVAS A LIMITACIÓN DEL PODER DE MERCADO EN GENERACIÓN.....	73
3.4.2	RECOMENDACIONES RELATIVAS A VACÍOS LEGALES.....	74
3.4.3	SERVIDUMBRES.....	75
<b>4.</b>	<b>CONCESIONES.....</b>	<b>80</b>
<b>4.1</b>	<b>INCONSISTENCIAS RELATIVAS AL PROCESO DE OTORGAMIENTO DE CONCESIONES DE GENERACIÓN.....</b>	<b>80</b>
<b>4.2</b>	<b>INCONSISTENCIAS CONCEPTUALES Y LEGALES.....</b>	<b>80</b>
4.2.1	LOS REQUISITOS DE LA CONCESIÓN Y LAS LEYES 125-01, 57-07 Y 340-06.....	80
4.2.2	ACLARACIONES CONCEPTUALES.....	83
<b>4.3</b>	<b>PROPUESTAS PARA RESOLVER INCONSISTENCIAS SOBRE TÍTULOS HABILITANTES.....</b>	<b>86</b>
4.3.1	GENERACIÓN.....	86
4.3.2	DISTRIBUCIÓN.....	87
4.3.3	TRANSMISIÓN.....	88
4.3.4	COMERCIALIZACIÓN.....	88
<b>4.4</b>	<b>PROPUESTAS PARA RESOLVER LAS INCONSISTENCIAS RELATIVAS AL PROCESO.....</b>	<b>88</b>
4.4.1	RECOMENDACIONES CONCRETAS PARA CADA ACTIVIDAD.....	89
4.4.2	RECOMENDACIONES GENERALES RELATIVAS AL PROCESO.....	90
4.4.3	CREACION DE UNA VENTANILLA UNICA PARA PROYECTOS DE ENERGIA.....	92
<b>5.</b>	<b>ENERGÍAS RENOVABLES.....</b>	<b>94</b>
<b>5.1</b>	<b>RÉGIMEN ESPECIAL E INCENTIVOS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....</b>	<b>94</b>
5.1.1	LÍMITES DE CAPACIDAD REGIONAL.....	94
5.1.2	LIMITACIÓN DE LA CAPACIDAD PARA PARQUES EÓLICOS.....	94
5.1.3	EXENCIONES FISCALES PARA EQUIPOS DE ENERGÍA RENOVABLE.....	94
5.1.4	EXENCIÓN DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y CRÉDITO FISCAL.....	95
5.1.5	PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE A PEQUEÑA ESCALA.....	95
5.1.6	VENTA DE ELECTRICIDAD RENOVABLE.....	96
5.1.7	CUOTAS Y OBJETIVOS A LARGO PLAZO.....	96
<b>5.2</b>	<b>TIPOS DE GENERACIÓN Y CONTRATACIÓN.....</b>	<b>98</b>
<b>6.</b>	<b>PLANIFICACIÓN.....</b>	<b>100</b>
<b>6.1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>100</b>
<b>6.2</b>	<b>PROPUESTAS GENERALES.....</b>	<b>100</b>
<b>6.3</b>	<b>POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL.....</b>	<b>101</b>
<b>6.4</b>	<b>DEBER DEL ESTADO EN LA PLANIFICACIÓN ENERGETICA INTEGRAL.....</b>	<b>102</b>
<b>6.5</b>	<b>PROCESO DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....</b>	<b>104</b>
<b>6.6</b>	<b>INSTITUCIONALIDAD DE LA PLANIFICACIÓN.....</b>	<b>105</b>

6.6.1	MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.....	105
6.6.2	AGENCIA DE ENERGIA.....	106
6.6.3	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN.....	107
6.6.4	LA ETED.....	107
<b>6.7</b>	<b>OBJETIVOS DE LOS PLANES ENERGÉTICOS.....</b>	<b>108</b>
6.7.1	OBJETIVOS A CORTO PLAZO.....	108
6.7.2	OBJETIVOS A LARGO PLAZO.....	108
<b>6.8</b>	<b>FORMULACIÓN Y ESTABLECIMIENTO DE LA POLITICA ENERGETICA.....</b>	<b>108</b>
<b>6.9</b>	<b>METAS DE LA PLANIFICACION.....</b>	<b>109</b>
<b>6.10</b>	<b>DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ENERGÉTICO.....</b>	<b>109</b>
<b>6.11</b>	<b>PROSPECTIVA DE LA DEMANDA Y LA OFERTA.....</b>	<b>110</b>
<b>6.12</b>	<b>PLANES PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO, USO DE MODELOS.....</b>	<b>110</b>
6.12.1	ACTUALIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN.....	111
6.12.2	FISCALIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN.....	111
<b>6.13</b>	<b>PLANIFICACION SUB-SECTOR ELECTRICO.....</b>	<b>112</b>
6.13.1	GENERACIÓN.....	112
6.13.2	ASPECTOS GENERALES PLANIFICACIÓN DE REDES.....	112
6.13.3	DISTRIBUCIÓN.....	113
6.13.4	TRANSMISIÓN.....	113
<b>7.</b>	<b>TRANSMISIÓN.....</b>	<b>114</b>
7.1	INTRODUCCIÓN.....	114
7.2	OTRAS INCONSISTENCIAS.....	115
7.3	PROPUESTAS PARA RESOLVER INCONSISTENCIAS RELATIVAS A LA TRANSMISIÓN.....	115
7.3.1	PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN.....	115
7.3.2	CONTROL DE LAS AMPLIACIONES PROPUESTAS POR LA ETED.....	115
7.3.3	REPAGO DE INVERSIONES EN TRANSMISIÓN POR PARTE DE PRIVADOS.....	117
7.3.4	AMBIGÜEDAD ACERCA DE CONCESIONES DE TRANSMISIÓN.....	118
7.3.5	PROPUESTA DE INDEPENDIZAR EL CCE DE LA ETED.....	118
<b>8.</b>	<b>MEDICIÓN NETA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....</b>	<b>119</b>
8.1	REDEFINICIÓN DE LOS LÍMITES DE CAPACIDAD DEL PROGRAMA MEDICIÓN NETA Y DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN GENERAL.....	119
8.2	PERMITIR EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA UN EXCESO DE ELECTRICIDAD HASTA EL MONTO.DE AUTOCONSUMO.....	119
8.3	MANTENER EL RANGO TARIFARIO EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA.....	120
8.4	VENDER ELECTRICIDAD AUTOPRODUCIDA A OTROS CONSUMIDORES EN EL MISMO PREDIO.....	120
8.5	ELIMINAR EL LÍMITE DEL 15% DE LA DEMANDA PICO ANUAL DE CADA RED TRONCAL.....	120
8.6	SIMPLIFICACIÓN EN LOS PROCESOS DE SOLICITUD.....	121
8.7	COSTOS DEL REFUERZO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	121

8.8	AMPLIACIÓN DEL REGLAMENTO DE INTERCONEXIÓN.....	121
8.9	GENERACIÓN DISTRIBUIDA FUERA DEL LUGAR DE CONSUMO.....	121
9.	MOVILIDAD ELÉCTRICA.....	123
9.1	DESARROLLO DE UN PLAN PARA IMPLEMENTAR LA INFRAESTRUCTURA DE RECARGA.....	123
9.2	ENCUADRE LEGAL DE LA ACTIVIDAD DE RECARGA Y FIJACIÓN DE TARIFAS.....	124
9.3	ELECTRICIDAD PREFERENTE PROCEDENTE DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES.....	125
9.4	PROMOCIÓN DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA.....	126
9.5	MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO.....	127
10.	EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	129
10.1	ANTEPROYECTO DE LEY DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO RACIONAL DE ENERGÍA.....	129
10.2	MARCO INSTITUCIONAL.....	129
10.2.1	FUNCIONES Y TAREAS DE LA CNE EN EL ÁREA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	129
10.2.2	FUNCIONES Y TAREAS DEL MEMRD EN EL ÁREA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	130
10.3	ANÁLISIS DEL ANTEPROYECTO DE LEY DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA.....	135
11.	LEY ARMONIZADA.....	145
11.1	INTRODUCCIÓN.....	145
11.2	CONTENIDO DE LEY ARMONIZADA.....	146
	ANNEXOS.....	148
	ANEXO 1: DETALLE DE INCONSISTENCIAS.....	149

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1:	Lista de Sistemas Aislados .....	42
Tabla 2:	Competencias del MEMRD .....	45
Tabla 3:	Competencias de la CNE que se traspasarían al MEMRD .....	49
Tabla 4:	Competencias de la SIE .....	52
Tabla 5:	Propuestas sobre títulos habilitantes .....	91
Tabla 6:	Propuestas sobre procedimiento para otorgar títulos habilitantes.....	92
Tabla 7:	Tipos de generación y contratación .....	98
Tabla 8:	Objetivos y temas de la CNE en Eficiencia Energética .....	130
Tabla 9:	Funciones y tareas del MEMRD en Eficiencia Energética .....	132
Tabla 10:	Proyectos de Ley sobre Eficiencia Energética .....	136
Tabla 11:	Lista de Inconsistencias .....	149

## LISTA DE ORGANIGRAMAS

Org. 1:	Organigrama Actual del Ministerio de Energía	32
Org. 2:	Organigrama Actual de la Commission Nacional de Energía	34
Org. 3:	Organigrama Propuesto para el Ministerio de Energía	35

## LISTA DE BOXES

Box 1:	Inconsistencias del Marco Institucional detalladas en el Informe de Resultados.....	15
Box 2:	Síntesis sobre el Origen de las Inconsistencias Institucionales .....	15
Box 3:	Roles .....	16
Box 4:	Distinción entre Autoridades y Actores del Sector Eléctrico Dominicano .....	16
Box 5:	Historia de Autoridades del Sector Eléctrico creadas a partir de la Ley 125-01 .....	25
Box 6:	Razones que justifican la integración de la CNE en la estructura del MEMRD .....	26
Box 7:	Cuestionamientos a la SIE .....	27
Box 8:	Síntesis de Propuestas del Pacto Eléctrico Respecto a Autoridades del Sector Eléctrico .....	28
Box 9:	Competencias del Viceministerio de Energía del MEMRD .....	30
Box 10:	Autoridades Reguladoras: Organización .....	39
Box 11:	Antecedentes y tipos de sistemas aislados .....	41
Box 12:	Ventajas de los mecanismos de consulta .....	44
Box 13:	Organismo Asesor .....	56
Box 14:	Organismo Coordinador .....	56
Box 15:	Los problemas de gestión de las EDEs y sus consecuencias.....	57
Box 16:	Propuestas del Pacto Eléctrico para resolver los problemas de gestión de las EDES .....	58
Box 17:	Síntesis sobre la CDEEE.....	61
Box 18:	Problemas e inconsistencias vinculados a la actuación de la CDEEE mencionados en el Informe de Resultados .....	61
Box 19:	Organización del Sector Eléctrico.....	65
Box 20:	Promoción de Energías Renovables .....	67
Box 21:	Servidumbres Eléctricas.....	75
Box 22:	Concesiones y Licencias .....	84
Box 23:	Autorización para Ampliar la Red de Transmisión .....	116



## LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIACIONES

CCE	Centro de Control de Energía
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CIF	<i>Cost, Insurance, Freight</i> (Costo, Seguro y Flete)
CJPE	Consultoría Jurídica del Poder Ejecutivo
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CTNEE	Comité Técnico Nacional de Eficiencia Energética
EDEs	Empresas distribuidoras de electricidad estatales
ENEE	Estrategia Nacional de Eficiencia Energética
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
GIZ	Agencia de Cooperación Alemana para el Desarrollo ( <i>Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i> )
GW	Gigavatio
INDOCAL	Instituto Dominicana para la Calidad
INTRANT	Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre
JICA	La Agencia Internacional de Cooperación Japonesa ( <i>Japanese International Cooperation Agency</i> )
kW	Kilovatio
MEMRD	Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana
MICM	Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes
MW	Megavatio
NORDOM	Norma Dominicana
ODAC	Organización Dominicana de Acreditación
OEIA	Organización Internacional de la Energía Atómica
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PMN	Programa de Medición Neta
PPA	Contratos de compraventa de energía eléctrica ( <i>Power Purchase Agreement</i> )
PROTECOM	Oficina de Protección del Consumidor de Electricidad
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIE	Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana
EU TAF	Equipo de consultores de la UE Technical Assistance Facility o Equipo TAF
UE	Unión Europea
UERS	Unidad de Electrificación Rural y Sub Urbana

## RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe fusiona, en un solo informe, el contenido de la versión revisada del “Informe de Diagnóstico”, ya presentado, y de un nuevo Informe “Estructura Institucional y Orgánica”. De esta forma, se incluye en un solo documento la totalidad de las recomendaciones relativas a la reforma legal e institucional del sector energético de este proyecto.

**El capítulo Marco Legal** explica las distintas formas de organización del sector eléctrico, la opción adoptada en la República Dominicana, las opiniones recibidas por parte de autoridades e instituciones públicas y privadas entrevistadas, así como las propuestas del Pacto Eléctrico. Al respecto se propone mantener el modelo general que permite competencia a nivel mayorista, pero con ajustes que eliminen las inconsistencias actuales y que lo hagan compatible con la promoción de energías renovables y con el desarrollo de un sector eléctrico sustentable. Este capítulo también hace recomendaciones relativas a la limitación del poder de mercado de un mismo operador privado en la actividad de generación y a la resolución de vacíos legales puntualmente identificados. Por último, se identifican las inconsistencias y los vacíos legales existentes con relación a la constitución de servidumbres eléctricas, se incluyen precisiones conceptuales y se detallan las modificaciones recomendadas.

**El capítulo Marco Institucional** incluye algunas propuestas ya mencionadas en la versión revisada del Informe de Diagnóstico anteriormente presentado, pero las completa. Asimismo, se agregan propuestas relativas a todo el sector energético, en particular al subsector hidrocarburos. Se propone fortalecer el rol del Ministerio de Energía y Minas (MEMRD) como órgano rector de todo el sector energético mediante la eliminación de todas las inconsistencias contenidas en leyes vigentes y del resto de reformas institucionales que en este capítulo se recomiendan. Las recomendaciones del Marco Institucional comprenden aspectos de gobernanza, de creación y disolución de instituciones, aspectos orgánicos, de funcionamiento, así como de competencias de las autoridades del sector energético. Este capítulo analiza en detalle los roles y competencias actuales de las autoridades del subsector eléctrico y las inconsistencias existentes en esta cuestión. Con relación a la CNE, se propone su integración al MEMRD, se incluye una propuesta relativa a cómo realizar la absorción de la CNE por el MEMRD. En otro orden, se sugiere la creación de una agencia de energía, con funciones de soporte técnico al MEMRD. También se propone una nueva estructura para el Ministerio de Energía y Minas (MEMRD) y de conformación de sus viceministerios. Por último, se incluyen tres Tablas que detallan las competencias que actualmente tienen las autoridades del subsector eléctrico y las que el equipo TAF sugiere que tengan, indicando las razones de las modificaciones propuestas. Finalmente, este capítulo también hace recomendaciones, debidamente justificadas, con respecto a la eliminación del Organismo Asesor; la integración de la Unidad de Electrificación Rural y Sub-Urbana (UERS) en el MEMRD; y a la disolución de la CDEEE. También se sugiere la reestructuración de las tres distribuidoras estatales. El Capítulo sobre Concesiones analiza las inconsistencias legales relativas a la concesión que existe entre las Leyes 125-01, 57-07 y 340-06 respecto a derechos que corresponde otorgar al concesionario, al proceso exigido y a las excepciones permitidas. También se hacen precisiones conceptuales relativas a los distintos tipos de títulos habilitantes posibles (v.g. concesiones, licencias, autorizaciones) y a los que están previstos por las leyes en vigencia para cada tipo de actividad. Las recomendaciones incluyen propuestas específicas para resolver inconsistencias relativas a los títulos habilitantes, que incluyen: (a) en generación, el reemplazo de la concesión por la licencia; (b) En autogeneración bajo el programa de Medición Neta y autoproducción de electricidad renovable con una potencia superior a 1.5 MW y de hasta 5 MW dedicada exclusivamente al autoconsumo, se propone que no

se necesite obtener licencia alguna sino el acuerdo con el operador de la red a la que se conecten; (c) En Distribución se recomienda mantener las actuales reglas que imponen la obligación de obtener una concesión cuando la demanda sea igual o superior a 2 MW, y la obligación de obtener una licencia cuando no supere dicho límite; (d) En el caso de transmisión, se propone mantener la obligatoriedad de obtener una concesión y se sugiere eliminar dudas de interpretación que suscitan algunos artículos de la Ley 125-01; (e) Con relación a la comercialización, respecto a la cual hay un vacío legal, se propone que la realización de la actividad esté sujeta a la obtención de una licencia.

**El capítulo sobre Concesiones** también propone hacer precisiones conceptuales sobre los posibles procedimientos a seguir para otorgar licencias o concesiones, y los previstos por las leyes en vigencia. Posteriormente se hacen recomendaciones específicas tendientes para resolver dudas de interpretación y/o modificar la legislación en vigor. Las recomendaciones respecto al procedimiento a seguir para otorgar licencias o concesiones son las siguientes: (a) en el caso de un nuevo generador al que no se le otorga un PPA, se sigue el procedimiento de autorización; (b) En el caso de un nuevo generador al que se le otorga un PPA bajo un régimen retributivo especial, como lo es el previsto por la Ley 57-07, se sigue el procedimiento de autorización; (c) En el caso de un nuevo generador al que se le otorga un PPA y no se encuentra comprendido en un régimen retributivo especial, debe ser seleccionado mediante un proceso de licitación; (d) Cuando se trate de un nuevo distribuidor con una demanda igual o superior a 2 MW, debe seguirse un proceso de licitación, salvo las excepciones particulares que se otorguen a cooperativas eléctricas, organizaciones comunitarias o asociaciones sin fines de lucro; (e) En el caso de distribuidores cuya demanda sea inferior a 2 MW, debe seguirse un procedimiento de autorización; (f) En el caso de comercializadores, debe seguirse un procedimiento de autorización; (g) En el caso de transmisión, como es ejercida en forma monopólica por la ETED, no hay proceso alguno para seleccionar a otros operadores. Finalmente se recomienda, con relación al proceso, que en la evaluación de solicitudes de licencias de generación y comercialización intervenga una sola autoridad y que todo el proceso de evaluación de solicitudes de licencias, así como el otorgamiento de licencias sea realizado por el MEMRD. Asimismo, se propone que todo el proceso de evaluación de solicitudes de concesión sea realizado por el MEMRD hasta el final del proceso licitatorio, pero que la concesión sea otorgada por el Poder Ejecutivo, tal como exige la Ley 340-06.

**En el capítulo sobre Energías Renovables** se incluyen recomendaciones específicas, debidamente justificadas sobre criterios técnicos, relativas al régimen de incentivos. Estas recomendaciones incluyen la eliminación de los artículos de la Ley 57-07 que ordenan establecer límites a la concentración de electricidad renovable a nivel regional o provincial, y la proporción máxima de capacidad permitida en cada subestación. En lugar de ello, se propone que las licitaciones que se lancen puedan dar preferencia a ciertas regiones para el desarrollo de generación, lo cual deberá estar íntimamente vinculado a la planificación energética definida por la autoridad competente conforme a los lineamientos de política energética. Asimismo, se recomienda la eliminación del artículo que establece una limitación a la capacidad aplicable a los parques eólicos, puesto que dichos límites deberán establecerse en los documentos licitatorios, que además deberán tomar en cuenta los planes de expansión de generación y transmisión resultantes del sistema de planificación integral. Se propone que se haga una actualización periódica de la lista de equipos y productos beneficiados con una exención impositiva y tributaria por la Ley 57-07, mediante un mecanismo más ágil. Al respecto se señalan las autoridades que deberían intervenir y los medios para aprobar dicha actualización. También se señalan modificaciones específicas relativas a la aplicación de la exención del impuesto sobre la renta y al plazo del crédito fiscal correspondiente, y se recomiendan mecanismos de promoción aplicables a generación renovable a pequeña escala. Se propone que se autorice a generadores comprendidos dentro

del Régimen Especial previsto por la Ley 57-07 a vender electricidad a clientes no regulados y distribuidores privados a precios negociados o en el mercado Spot, a menos que hayan firmado un PPA con uno de los distribuidores estatales por la totalidad de su producción. Asimismo, se sugiere que: (1) todos los generadores renovables, que no sean autoprodutores, que tengan una capacidad superior a 10 MW que vendan electricidad a distribuidores estatales sean objeto de un proceso de licitación; (2) todos los nuevos desarrollos de generación renovable que no sean autoprodutores y que tengan una capacidad de hasta 10 MW vendan electricidad a los distribuidores de acuerdo con el régimen especial retributivo creado por la Ley 57-07. Se recomienda asimismo la adopción de cuotas obligatorias previstas por el artículo 19 de la Ley 57-07 para los biocarburantes, pero no para el sector eléctrico. Al respecto, la contribución de la generación renovable debería estar determinada en la planificación, y su cumplimiento debería ser obligatorio para todas las instituciones del sector.

**El capítulo Planificación** describe la situación actual caracterizada por: una ausencia de adopción de política energética y planificación regulares, inconsistencias legales respecto a qué autoridad tiene competencias para proponer y aprobar la política y/o la planificación sectorial, la aparente ausencia de fiscalización y el hecho de que las empresas del sector parecen no haber tomado en cuenta las esporádicas planificaciones realizadas. En función de eso, se recomienda que la política energética y planificación sectorial se propongan, analicen y decidan en el marco de procesos de consulta participativos. Asimismo, se detalla el contenido de la política energética, que debe tener como objetivo la autosuficiencia energética, la conformación de una matriz energética adecuada y orientada a la reducción de emisiones contaminantes, la eficiencia energética, la cobertura del servicio y seguridad energética. Ello debería desarrollarse en un marco de seguridad jurídica y la sostenibilidad económica y financiera del sector energía. Este capítulo detalla también los roles y funciones correspondientes del MEMRD en materia de política y planificación sectorial, así como detalles sobre la información que debe ser producida por las empresas del sector. Este capítulo detalla el contenido de la planificación del subsector eléctrico, incluyendo todo lo relativo a generación, distribución y transmisión. Se recomienda que la planificación se realice de manera regular y conforme a plazos preestablecidos. Las instituciones intervinientes deberían mantener actualizadas las variables que interceden en la planificación y actualizar periódicamente los modelos de planificación. Asimismo, debería fiscalizarse el cumplimiento de lo planificado. Por último, este capítulo indica las evaluaciones económicas que es necesario realizar para asegurar el cumplimiento de los programas que otorgan incentivos especiales.

**En el capítulo sobre Transmisión** se analizan las inconsistencias identificadas por el equipo TAF y se hacen propuestas para resolverlas. Al respecto se recomienda que la expansión de la transmisión no continúe siendo planificada exclusivamente por la ETED, sino que esté incluida en la planificación del sector eléctrico. También se recomienda que las ampliaciones específicas a la capacidad de transmisión propuestas por la ETED sean objeto de aprobación por parte de una autoridad. Con relación a esta cuestión se hacen recomendaciones acerca de a qué autoridad podría asignarse dicha competencia. También se citan ejemplos de cómo intervienen las autoridades reguladoras en las decisiones de ampliaciones de la capacidad de transmisión propuestas por operadores de transmisión, tanto en países con redes muy bien dimensionados, como Alemania, como otros de este continente. Asimismo, se proponen modificaciones específicas relativas al repago de inversiones en transmisión que la ETED debería hacer a los desarrolladores de instalaciones de generación cuando la capacidad de transmisión sea insuficiente. En otro orden, se recomienda resolver ambigüedades contenidas en algunos artículos de la Ley 125-01 específicos relativos a la posibilidad de que haya operadores de transmisión privados. Por último, se explican las razones

por las que no se considera adecuado el planteamiento hecho por algunos entrevistados acerca de independizar el Centro de Control de Energía de la ETED.

El capítulo sobre **Medición Neta y Generación Distribuida** hace varias propuestas de modificación al régimen en vigencia que, entre otras cuestiones, toman en cuenta las recomendaciones planteadas en el informe de la GiZ sobre Medición Neta. En primer lugar, se propone modificar los límites de capacidad del programa de Medición Neta y de la Generación Distribuida en general de la siguiente manera: (a) el límite para participar en el Programa de Medición Neta (PMN) debería elevarse de 1 MW a 1.5 MW; (b) los sistemas de generación que oscilen entre 1.5 MW y 5 MW y que produzcan electricidad renovable exclusivamente para consumo propio deberían estar exceptuados de la obligación de obtener una concesión/licencia (licencia conforme a las propuestas realizadas en el Capítulo sobre Concesiones). También se recomienda: (1) que se permita participar en el PMN hasta el límite de autoconsumo; (2) mantener el rango tarifario en el PMN; (3) que se autorice al autoprodutor a vender electricidad a otros consumidores ubicados en el mismo predio a precios negociados; (4) la eliminación del límite del 15% de la demanda pico anual de cada red troncal previsto en el Reglamento de Medición Neta; (5) la simplificación de los procesos de solicitud de interconexión y participación en el PMN; (6) la exclusión de los pequeños generadores de electricidad renovable de hasta 25 kW de la obligación de pagar el refuerzo de la red de distribución; (7) la modificación del límite de capacidad previsto en el Reglamento de Interconexión de Generación Distribuida y su ampliación de 1 MW a 1.5 MW; (8) que se permita a los autoprodutores, al menos a los de mayor tamaño, a instalar sus equipos de generación en un lugar distinto al de consumo.

El capítulo sobre **Movilidad Eléctrica** detalla el contenido que debería contemplarse en el plan para la implementación y desarrollo de la infraestructura de recarga, así como el rol que le correspondería a algunas autoridades en particular. Se analizan posibles alternativas relativas a la realización de la actividad de recarga y a la fijación de tarifas, y se recomienda la opción que permite que las estaciones de recarga sean operadas tanto por distribuidoras eléctricas como por agentes privados. Se detallan asimismo diversos aspectos que deberían ser considerados y definidos por la regulación, tales como: si el precio a cobrar por la recarga debería ser regulado o desregulado (se recomienda esto último); si debiera requerirse alguna segmentación vertical, etc. Este capítulo también considera las opciones relativas al encuadre legal que podría darse a los operadores privados que hagan la recarga e incluye propuestas particulares con respecto a la recarga domiciliaria. Asimismo, se hacen también recomendaciones específicas relativas al uso de electricidad renovable para la recarga, así como a los mecanismos de promoción tributarios y de otro tipo que deberían aplicarse. Por último, se sugiere adoptar una ley específica sobre movilidad eléctrica que constituya el marco normativo, que determine qué tipo de actores podrán realizar la actividad de recarga, cuáles serán los títulos habilitantes exigidos, que asigne competencias a las autoridades que deberían intervenir (tanto del sector energético como de transporte) y que defina otros aspectos de la actividad de recarga (grado de regulación, modo de fijación de precios de la recarga pública, aspectos sobre el transporte de electricidad por redes, precios aplicables a la recarga domiciliaria, etc.).

El capítulo sobre **Eficiencia Energética** se limita a lo solicitado en la Reunión Informativa realizada al inicio de esta consultoría, es decir a la realización de un análisis crítico por parte del equipo TAF de la última versión del proyecto de ley sobre eficiencia energética preparado por el MEMRD. Este capítulo detalla los antecedentes y versiones de este proyecto, y analiza su contenido. Este análisis incluye observaciones, comentarios y recomendaciones tanto sobre los aspectos institucionales, así como sobre los temas legales correspondientes.

El capítulo sobre **Ley Armonizada** es un nuevo capítulo que detalla las leyes que se sugieren adoptar para implementar la reforma legal e institucional recomendada por este Equipo TAF. En este capítulo se recomienda aprobar una “ley armonizada” (nombre que se le otorgó en la reunión informativa realizada al comienzo de esta consultoría) cuyo contenido se menciona conceptualmente. Hay dos opciones para implementar la reforma legal e institucional recomendada: (1) Mediante una nueva ley que derogue completamente y reemplace a las Leyes 125-01 y 57-07 para constituir el nuevo marco legal del subsector eléctrico, que incluiría también al marco aplicable a las energías renovables. Esta ley debería además modificar los artículos de la Ley 100-13 referidos a competencias y viceministerios del MEMRD, conforme las recomendaciones y detalles mencionados en el capítulo Marco Legal. La primera opción permitiría establecer una legislación sectorial más consistente; (2) Alternativamente, como el equipo TAF entiende que quizás la opción antes indicada podría ser difícil de lograr, se sugiere considerar una segunda opción alternativa, que consistiría en adoptar una ley que solo modifique o derogue algunos artículos puntuales de las Leyes 125-01 y 57-07. Esta ley también debería modificar los artículos sobre competencias y viceministerios de la Ley 100.13. Además de esta ley armonizada, se sugiere adoptar leyes independientes que establezcan el marco legal e institucional relativo a: (a) el Subsector de Hidrocarburos; (b) Movilidad Eléctrica; y (c) Eficiencia Energética.

# 1. INTRODUCCIÓN

El presente informe fusiona, en un solo informe, el contenido de la versión revisada del Informe de Diagnóstico, ya presentado, y de un nuevo Informe “Estructura Institucional y Orgánica”.

El objetivo de fusionar ambos informes, uno ya presentado y otro nuevo, es incluir en un solo documento la totalidad de las recomendaciones relativas a la reforma legal e institucional del sector energético, que los términos de referencia de este proyecto obligaron a desarrollar en dos informes distintos. Si así no se hiciera, se dificultaría la comprensión de la propuesta integral aquí incluida, y nos obligaría a hacer reiteraciones de y/o remisiones al contenido de otro informe.

Por lo tanto, en este documento se incluyen:

- (1) Capítulos que en todo o parte incluyen análisis y recomendaciones de temas nuevos, y que son los siguientes: Marco Institucional, Eficiencia Energética y Ley Armonizada;
- (2) Capítulos y un anexo ya desarrollados en la versión revisada del Informe de Diagnóstico, y son los siguientes: Marco Legal; Concesiones; Energías Renovables; Planificación; Transmisión; Medición Neta y Generación Distribuida; Movilidad Eléctrica; Anexo: Tabla de Inconsistencias. Estos últimos mantienen el contenido de la versión revisada del Informe de Diagnóstico, aunque algunos de ellos incluyen ajustes o adecuaciones menores que fueron necesarios para hacerlos consistentes con la Estructura Institucional y Orgánica aquí propuesta.

El Capítulo Marco Institucional contiene la propuesta completa relativa a la nueva Estructura Institucional y Orgánica para el sector energético en general y eléctrico en particular. Este capítulo completa las propuestas del Capítulo 2 (Marco Institucional) incluidas en el Informe de Diagnóstico anteriormente presentado y las completa. De esta forma, se agregan propuestas relativas a todo el sector energético, al subsector hidrocarburos, así como recomendaciones relativas a la reestructuración de las tres distribuidoras estatales, al destino de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) y de la Unidad de Electrificación Rural y Sub Urbana (UERS). También se propone una nueva estructura para el Ministerio de Energía y Minas (MEMRD) y de conformación de sus viceministerios. Las recomendaciones comprenden aspectos de gobernanza, creación y disolución de instituciones, aspectos orgánicos, de funcionamiento y de funciones de las instituciones y autoridades del sector energético.

El Capítulo Marco Legal explica las distintas formas de organización del sector eléctrico, la opción adoptada en la República Dominicana, las opiniones recibidas por parte de autoridades e instituciones públicas y privadas entrevistadas, así como las propuestas del Pacto Eléctrico. Este capítulo identifica inconsistencias y los vacíos legales, incluye precisiones conceptuales y detalla las modificaciones recomendadas.

El Capítulo Concesiones analiza las inconsistencias legales relativas a la concesión que existe entre las Leyes en vigencia, incluye precisiones conceptuales relativas a los distintos tipos de títulos habilitantes posibles y hace recomendaciones al respecto.

El Capítulo sobre Energías Renovables contiene recomendaciones específicas, debidamente justificadas sobre criterios técnicos, relativas al régimen de incentivos.

El Capítulo Planificación contiene la propuesta ya incluida en el Informe de Diagnóstico, y la ajusta a las recomendaciones finales y relativas al marco institucional recomendado. Este capítulo describe la situación actual, marcada por distinto tipo de inconsistencias, y se hacen las recomendaciones para resolverlas e implementar una política y planificación sectorial adecuada.

El Capítulo sobre Transmisión detalla inconsistencias y recomendaciones relativas a la legislación y regulación de esta actividad.

El Capítulo sobre Movilidad Eléctrica detalla el contenido que debería contemplarse en el plan para la implementación y desarrollo de la infraestructura de recarga, así como el rol que le correspondería a algunas autoridades en particular.

El Capítulo sobre Eficiencia Energética analiza los proyectos de leyes preparados al respecto, los comenta e incluye las recomendaciones correspondientes.

El Capítulo sobre Ley Armonizada detalla el contenido de esta ley y otras leyes que se sugiere aprobar para implementar las recomendaciones de esta consultoría.



## 2. MARCO INSTITUCIONAL - PROPUESTA DE ESTRUCTURA INSTITUCIONAL Y ORGÁNICA

### 2.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo del presente informe contiene la propuesta completa de esta consultoría respecto al nuevo marco institucional recomendado para el sector energético.

La nueva estructura institucional y orgánica que aquí se propone tiene como objetivo resolver las inconsistencias detectadas en la actual estructura institucional. Dichas inconsistencias fueron identificadas en el Informe de Resultados:

#### **Box 1: Inconsistencias del Marco Institucional detalladas en el Informe de Resultados**

Las inconsistencias institucionales identificadas incluyen:

- Competencias asignadas a más de una autoridad (superposición de funciones);
- Competencias no definidas por falta de claridad en la legislación;
- Competencias no asignadas (vacíos legales);
- Competencias que no se ejercen;
- Incumplimientos legales;
- Exceso de discrecionalidad en el ejercicio de una competencia.

También el origen de muchas de las mencionadas inconsistencias en informes precedentes:

#### **Box 2: Síntesis sobre el Origen de las Inconsistencias Institucionales**

La Ley General de Electricidad N° 125-01 (en adelante “Ley 125-01”) creó dos autoridades del sector energético: la CNE y la SIE, y les otorgó funciones y competencias. Muchas disposiciones de esta ley nunca llegaron a implementarse y cumplirse. Posteriormente, se adoptaron otras leyes importantes, la Ley N° 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (en adelante “Ley 57-07”) y la Ley N° 100-13 que creó el Ministerio de Energía y Minas, como órgano dependiente del Poder Ejecutivo, encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica (en adelante “Ley 100-13”), que otorgaron competencias a la CNE y al MEMRD, respectivamente, que anteriormente se habían otorgado a otra autoridad sin modificar los artículos de las leyes precedentes que eran inconsistentes con las nuevas normas. Todas esas leyes con disposiciones inconsistentes entre ellas continúan en vigencia. Ante esta situación, cada autoridad hizo su interpretación sobre las competencias que le correspondían. Esto generó la situación actual en la que no solo se verifican solapamiento o duplicidad de funciones (una competencia ejercida por dos autoridades, a veces con distinto criterio), sino también competencias que ninguna institución ejerce (porque no es claro en la legislación quién debería hacerlo o por incumplimiento de esta).

Todas las incertidumbres e inconsistencias institucionales ya señaladas han provocado ausencia de adecuada coordinación entre las autoridades del sector: MEMRD, CNE y SIE, débil regulación sobre los actores y operadores, y consecuentemente debilidad institucional.

## 2.2 ROL DE AUTORIDADES

Resulta necesario que la estructura institucional refleje la distinción entre los siguientes roles:

- Político;
- Regulatorio;
- Operativo.

### Box 3: Roles

La fijación de la política sectorial corresponde a las autoridades de la administración central, que en algunos países se llama también “de rectoría”, y que es en general ejercida por ministerios.

Las funciones regulatorias típicas incluyen: aprobación y revisión de tarifas de actividades reguladas; fiscalización de cumplimiento de leyes y parámetros de calidad, incluyendo aplicación de sanciones; resolución de conflictos entre actores del sector, y de quejas de usuarios, adopción de reglamentaciones técnicas, comerciales y legales, el monitoreo de competencia en actividades desreguladas, otorgamiento de títulos habilitantes (licencias, concesiones, autorizaciones, etc.), entre otras.

El rol operativo corresponde a los actores del sector que realizan actividades en el sector eléctrico.

En países donde el sector eléctrico está organizado bajo el modelo de monopolio, o con empresas estatales dominantes y verticalmente integradas, es bastante común que la regulación que las autoridades sectoriales ejercen sobre el operador eléctrico monopólico sea nula o muy débil.<sup>1</sup> Esto sucede por múltiples razones (por ejemplo, a veces los reguladores identifican los intereses de la empresa estatal con los del Estado o con el “bien común”, muy a menudo quienes dirigen empresas estatales son personas con mayor poder en la práctica que los reguladores<sup>2</sup>).

Pero en las otras formas de organización del sector, tanto cuando el sector está desregulado con competencia a nivel mayorista o minorista, o de comprador único, en los que hay otros operadores que realizan actividades eléctricas, al menos actividades de generación, resulta indispensable que los operadores sean regulados y controlados por alguna autoridad.

### Box 4: Distinción entre Autoridades y Actores del Sector Eléctrico Dominicano

**Autoridades:** En el sector eléctrico dominicano, el MEMRD, la CNE y la SIE son las actuales autoridades del sector que ejercen las competencias (políticas/de rectoría o regulatorias).

**Actores:** Las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, que realizan actividades de generación, transporte, distribución o comercialización de electricidad son operadores o actores del sector. Corresponde aclarar que la CDEEE es solo un actor del sector, aunque en la práctica no se limite ni se haya limitado a dicho rol, y a que se haya comportado más bien como si fuera una autoridad.

Por ello, en los precedentes informes se insistió en el hecho de que la CDEEE no debía ejercer poderes de las autoridades, en particular el de planificación. Más adelante, el equipo TAF se refiere en detalle a la CDEEE.

<sup>1</sup> En muchos países con empresas estatales integradas verticalmente (directa o a través de empresas controladas) sucede que, en la práctica, estas empresas adoptan decisiones de inversión que terminan condicionando la política sectorial.

<sup>2</sup> La regulación se vuelve más laxa y menos consistente cuando las tarifas que se reconocen a estas empresas no se basan en criterios técnico-legales sino políticos.

## 2.3. AUTORIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO

Las autoridades que actualmente tienen competencias en el sector energético incluyen al MEMRD, la CNE y la SIE, aunque esta última solo tiene competencias en el subsector eléctrico. A esta lista debe sumarse el Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes (MICM) que es la autoridad con mayores competencias en el subsector de hidrocarburos.

Las competencias actuales de dichas autoridades, así como las modificaciones que el equipo TAF propone, se describen con mayor detalle más adelante en este informe.

Como tanto el eléctrico como el de hidrocarburos son dos subsectores importantes del sector energético, el análisis completo de las competencias de las autoridades actualmente involucradas, así como las propuestas de reforma, se analizan en títulos separados. Así, el título 2.4 analiza todo lo relativo al marco institucional del subsector de hidrocarburos mientras que el título 2.5 analiza lo atinente al subsector eléctrico.

## 2.4. MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS

### 2.4.1 AUTORIDADES DEL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS

En el subsector de hidrocarburos, hay dos ministerios involucrados: el MEMRD y el Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes (MICM).

Asimismo, en el sector de hidrocarburos, también la CNE tiene competencias, aunque acotadas y relacionadas a la determinación de las proporciones en las que los biocombustibles deben mezclarse con los combustibles fósiles (artículo 22 de la Ley 57-07). No obstante, en el sitio web, la CNE también se adjudica otras competencias en el sector de hidrocarburos que incluyen la preparación de propuestas legales y reglamentarias, la elaboración de planes indicativos, y en monitoreo sectorial y de prácticas monopólicas. Las leyes que regulan el sector de hidrocarburos no otorgan dichas funciones a la CNE, aunque la Ley General de Electricidad N° 125-01 sí otorga esas competencias a la CNE en materia de “energía”, por lo que su extensión al subsector de hidrocarburos es una consecuencia de la interpretación de la Ley 125-01 que hace la CNE.

Como no hay una ley sectorial para el subsector de hidrocarburos equivalente a lo que la Ley 125-01 representa para el subsector eléctrico, las competencias de las autoridades vinculadas a este subsector están detalladas en distintas leyes aisladas y con alcance acotado. Las principales leyes son:

- La Ley Orgánica del Ministerio de Industria y Comercio N°290 de 1966 que “da fuerza”<sup>3</sup> a la creación de dicho ministerio, realizada en 1961 mediante Decreto Núm. 6603. Esta ley otorgó a dicho ministerio competencias en materia de minería<sup>4</sup> y de energía<sup>5</sup>.
- La Ley Minera de la República Dominicana, N° 146 de 1971 (146-71);
- La Ley 112 de 2000 (112-00);

<sup>3</sup> Así lo expresa el mismo ministerio en su sitio web: <https://mapre.gob.do/ministerios-republica-dominicana/industria-y-comercio/>

<sup>4</sup> Artículo 2 inciso d): En minería: a. Establecer la política minera del país. b. Programar el desarrollo minero. c. Fomentar el desarrollo minero, de acuerdo con la política minera del país. d. Controlar el cumplimiento de la política de desarrollo .minero. e. Mantener el registro de empresas mineras. f. Confeccionar el catastro minero. g. Autorizar y controlar la concesión de explotaciones.

<sup>5</sup> Artículo 2 inciso f) En energía: a. Establecer la política de energía del país; b. Programar el desarrollo de la energía; c. Fomentar el desarrollo de la energía (de acuerdo a la política de energía del país; d. Controlar el cumplimiento de la política de desarrollo de la energía; e. Dar normas, coordinar y supervisar a los organismos descentralizados y autónomos del sector energía; f. Establecer y controlar las tarifas de servicios de energía; g. Controlar la aplicación de las leyes y normas sobre energía.

- La Ley 100 de 2013 (100-13) que crea el Ministerio de Energía y Minas (MEMRD);
- La Ley 57-07 que otorga competencias a la CNE y a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio en materia de mezclas de biocombustibles con combustibles fósiles. A esta ley podría agregarse también la ley marco del sector eléctrico N° 125-01 que otorga competencias a la CNE en materia de “energía”, razón por la cual podrían interpretarse como extensibles al subsector de hidrocarburos (esa parece ser la interpretación que hace la CNE);
- La Ley N° 37 de 2017 que reorganiza el MICM. Cuando se analiza el contenido, esta ley no solo reorganiza dicho ministerio, sino que también extiende sus facultadas.

En función del conjunto de leyes indicadas, además de otras abajo mencionadas, resulta que las autoridades que actualmente tienen competencias en el subsector de hidrocarburos son:

1. **EI MEMRD:** Este ministerio tiene claramente competencias en exploración y explotación (*upstream*), en particular las vinculadas a la evaluación de solicitudes y otorgamiento de permisos, licencias y concesiones para la exploración y explotación de hidrocarburos. Las competencias relativas a otras actividades parecen estar limitada por la Ley 37-17. No obstante, el Viceministerio de Hidrocarburos del MEMRD informa en su sitio web, tener también otras competencias vinculadas al *midstream* y *downstream* de la cadena del sector. Esto último resulta contradictorio con lo establecido en la Ley 37-17, que otorga dichas funciones al Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes.<sup>6</sup> Este tema se detalla más adelante;

---

<sup>6</sup> El Viceministerio del MEMRD competente en esta materia, el Viceministerio de Hidrocarburos, en la página web del MEMRD <https://mem.gob.do/nosotros/viceministerios/viceministerio-de-hidrocarburos/>, menciona como sus principales atribuciones a las siguientes:

- Asesorar al ministro en materia de hidrocarburos.
- Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, importación y almacenamiento de los hidrocarburos derivados del petróleo y no derivados del petróleo, normando y supervisando su cumplimiento.
- Dinamizar la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos, carbón mineral y gas natural.
- Ordenar y/o realizar, en coordinación con el Ministro, los estudios necesarios para evaluar el potencial de hidrocarburos fósiles en República Dominicana.
- Coordinar con el Ministerio de Medioambiente los procedimientos de evaluación medio-ambiental de las propuestas de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Evaluar los permisos, licencias y concesiones para la exploración y explotación de hidrocarburos de conformidad con las normas que se dicten sobre la materia y hacer las recomendaciones de lugar al Ministro.
- Diseñar, recomendar y ejecutar políticas que fomenten la competitividad y sostenibilidad sistémica del subsector de los hidrocarburos en el territorio nacional, de manera que se garanticen los principios constitucionales de accesibilidad, eficiencia, transparencia, responsabilidad, continuidad, calidad y razonabilidad. Diseñar, recomendar y ejecutar políticas que fomenten la competitividad y sostenibilidad sistémica del subsector de los hidrocarburos en el territorio nacional, de manera que se contribuya al logro de una mayor efectividad respecto a los esfuerzos estatales orientados a la consecución de los objetivos planteados por la Estrategia Nacional de Desarrollo.
- Emitir las licencias para operar en la cadena de hidrocarburos derivados del petróleo, con la excepción de las atinentes a la comercialización de derivados del petróleo, de conformidad con lo dispuesto por la Ley 100-13.
- Diseñar, modificar y ejecutar los aspectos regulatorios relativos a la construcción, operación y/o transformación de las infraestructuras en el ámbito de los hidrocarburos a los fines de promover su seguridad y pertinencia ambiental, así como la eficiencia del mercado.
- Impulsar la inversión privada para la libre comercialización del petróleo y productos petroleros, garantizando el acceso, neutralidad y seguridad jurídica de los actores a través de una efectiva regulación y fiscalización del subsector.
- Mantener un programa permanente de fiscalización y control, que garantice las especificaciones de calidad y cantidad despachada de los combustibles en la cadena de comercialización, promoviendo la seguridad energética y un suministro confiable.
- Gestionar las estadísticas del sector de hidrocarburos y ponerlas a disposición del público y de los inversionistas.
- Establecer y/o proponer convenios internacionales y o interinstitucionales de cooperación técnica en materia de exploración, explotación, fiscalización y control de combustibles.
- Estudiar y analizar el comportamiento de los combustibles en el mercado internacional, asegurando que los precios de los hidrocarburos no derivados del petróleo respondan efectivamente a las variaciones que se generen.
- Fortalecer la profesionalización del personal del VM y garantizar su capacidad técnica en todas las materias relacionadas con el Subsector Hidrocarburos. En este sentido, promover acuerdos interinstitucionales, seminarios, talleres y otras actividades de formación en la materia.

**2. El Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes (MICM):** Por lo menos desde la adopción de la Ley 37-17 en 2017, parecería que este ministerio, tiene competencias vinculadas a las actividades de *midstream* y *downstream*. En este sentido, el párrafo II del artículo 2 indica que la comercialización de derivados de petróleo y demás combustibles abarca a las siguientes actividades:<sup>7</sup>

- Todas las actividades relacionadas con su importación y reexportación;
- Construcción y operación de terminales de importación, depósitos y almacenamiento;
- Refinación, purificación, mezcla, procesamiento y transformación;
- El envase, transporte, distribución, venta al por mayor y al detalle;
- La construcción y operación de estaciones de expendio de combustibles;
- El control y abastecimiento; y
- La fijación de márgenes y precios.

El artículo 2 de la Ley 37-17 otorga al MICM competencias para:

- (a) Establecer la política nacional y aplicar las estrategias para el desarrollo, fomento y competitividad de la industria; el comercio interno, incluida la comercialización, el control y el abastecimiento del mercado de derivados del petróleo y demás combustibles... “ (inciso 1);
- (b) Controlar la aplicación de leyes, normas y regulaciones (inciso 2);
- (c) Establecer la política nacional en materia de importación, almacenamiento, refinación, purificación, mezcla, procesamiento, transformación, envase, transportación, distribución y comercialización al por mayor y al detalle de productos derivados del petróleo y demás combustibles y llevar a cabo la fiscalización y supervisión del cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas de seguridad y de calidad en relación con esas materias” (inciso 10);
- (d) “Implementar políticas destinadas a garantizar el suministro de combustibles a nivel nacional y la seguridad de las instalaciones y facilidades para su importación, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización al por mayor y al detalle” (inciso 11);
- (e) “Analizar y decidir, mediante resolución del ministerio sobre las solicitudes de concesiones, licencias, permisos o autorizaciones, relativas a las actividades de comercialización de derivados del petróleo y demás combustibles, almacenes generales de depósito, clasificación de empresas generadoras de electricidad, y demás asuntos de su competencia, así como de su caducidad o revocación” (inciso 12);
- (f) “Decidir mediante resolución del ministerio la fijación y modificación de tarifas para el otorgamiento o renovación de las licencias, concesiones, permisos...” (inciso 13).

**3. La CNE:** La Ley 125-01 le otorga algunas competencias vinculadas a todo el sector de energía (algunas de las cuales son inconsistentes con las del MEMRD) y la Ley 57-07 le otorga funciones en materia de biocombustibles;

---

<sup>7</sup> **Párrafo II.**- Para los fines de la presente ley se entenderá por comercialización de derivados del petróleo y demás combustibles todas las actividades relacionadas con su importación y reexportación; construcción y operación de terminales de importación, depósitos y almacenamiento; refinación, purificación, mezcla, procesamiento y transformación; envase, transporte, distribución, venta al por mayor y al detalle; construcción y operación de estaciones de expendio de combustibles; control y abastecimiento; y fijación de márgenes y precios.

4. **EI INDOCAL:** El Instituto Dominicana para la Calidad (INDOCAL), es un organismo normalizador adscrito al MICM y creado mediante la Ley 166-12 en sustitución de la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR). El INDOCAL tiene como funciones la elaboración, adopción, armonización, aprobación, oficialización, publicación y divulgación de las normas técnicas, que se aplican, entre otros sectores de industriales y de servicios, al de hidrocarburos.

## 2.4.2 INCONSISTENCIAS INSTITUCIONALES RELATIVAS AL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS

### A - EXISTENCIA DE DOS MINISTERIOS:

Las competencias vinculadas al sector de hidrocarburos están repartidas entre dos ministerios. En este informe el equipo TAF se limitó a señalar las inconsistencias, en particular porque carece de elementos de juicio para evaluar en detalle el desempeño de las actuales autoridades del subsector y hacer recomendaciones específicas. Más allá de eso, se incluyen algunas observaciones generales.

En este sentido, el equipo TAF entiende que puede haber variadas razones para mantener las competencias del MICM en este sector, tales como la experiencia, o el hecho de que la industria y el comercio sean dos sectores consumidores de hidrocarburos importantes. No obstante, hay otros sectores consumidores de hidrocarburos, en especial el de transporte, y el ministerio responsable por dicha área (transporte) no tiene competencias en hidrocarburos.

Aunque hay un ministerio responsable por energía, el MEMRD, creado hace menos de una década, solo se le otorgaron competencias limitadas en el subsector de hidrocarburos, principalmente en exploración y explotación. Las principales actividades del sector de hidrocarburos (tomando en cuenta que la República Dominicana depende de la importación de hidrocarburos) de uno de los dos principales subsectores energéticos han sido excluidos de la competencia del MEMRD. Esto parece indicar que el principal ministerio que interviene en el sector es el MICM, ya que sus competencias abarcan desde la importación hasta la distribución y comercialización minorista.

### B - ADOPCIÓN DE POLÍTICAS SECTORIALES:

El hecho de que por la Ley 37-17 el MICM tenga competencias en materia de adopción de política de abastecimiento de energía en toda la cadena de transporte, almacenamiento, envasado, distribución y venta, presenta un desafío, y puede llegar a constituir una barrera para la implementación de una política energética completa y consistente, que abarque todos los sectores productores y consumidores de energía, y que sea consistente con los objetivos de descarbonización de la economía y de desarrollo sostenible. Más aún, la Ley 37-17 impone al MICM tomar en cuenta los objetivos de competitividad y desarrollo cuando se refiere a sus funciones respecto a la política de abastecimiento de hidrocarburos, pero omite hacer referencias al objetivo de desarrollo sostenible.

El MEMRD, por su parte, tiene claramente competencias en la política y planificación del sector energético. Pero luego de la adopción de la ley 37-17 surge la duda acerca del alcance de sus competencias en el subsector de hidrocarburos. El eléctrico es una parte importante del consumo total de energía de un país, pero hay otros sectores, como el de transporte, el agrícola, el industrial y el comercial que explican al menos gran parte sino el mayor consumo energético del país (según estadísticas de la CNE).<sup>8</sup> Para lograr la descarbonización de la economía, la planificación energética debería no solo comprender a la producción de energías primarias y secundarias (renovables y limpias o no, locales o importadas), sino también al

<sup>8</sup> <https://www.cne.gob.do/estadisticas-energeticas/>

consumo, así como los mecanismos para la paulatina sustitución de un tipo de energía (más contaminante como los hidrocarburos) por otras (más limpias y eficientes). Por eso, el planteo de objetivos nacionales sobre reducción de emisiones contaminantes, descarbonización de la economía y desarrollo sustentable no puede lograrse sin una política y planificación energética completa y consistente que abarque a todo el sector energético.

La descarbonización de la economía requiere que el reemplazo de energías primarias fósiles por otras más limpias no se limite a la generación de electricidad, sino que se extienda al resto de los sectores consumidores de energía de la economía. Un ministerio debería al menos liderar dicha tarea y el equipo TAF cree que debería ser el MEMRD.

### **C - INCONSISTENCIAS VINCULADAS AL MARCO LEGAL:**

Aunque este capítulo trata temas institucionales, el equipo TAF debe recomendar que se adopte un marco legal consistente y completo para regular el subsector de hidrocarburos. Ello puede hacerse mediante la adopción de una sola ley para todo el subsector, o de dos leyes, una para exploración y explotación (*upstream*) y otra para el resto de las actividades del subsector. Hasta ahora, hay una sucesión de leyes que a veces tratan - en teoría - temas menores, como la organización de un ministerio, pero terminan modificando la estructura institucional de un sector. Y lo peor es que dicha modificación institucional no se hace siquiera en forma explícita, no se modifican las leyes o artículos que quedan derogados, aumentando de esta forma la confusión y dudas de interpretación.

El marco institucional establecido mediante todas las leyes que regulan este subsector es bastante confuso e inconsistente. A continuación, se mencionan algunos ejemplos de ello:

- (a) El artículo 2 incisos d) y e) de la Ley 290-66, que otorgaba diversas competencias al MICM en materia minería y energía, debió haber sido derogado mediante la Ley 113-00 que traspasó dichas competencias al MEMRD;
- (b) La Ley 146-71 otorgó competencias en materia de hidrocarburos principalmente a dos entidades, que parecen no existir actualmente, al menos con el mismo nombre, y que son la Dirección General de Minería y la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, ambas ya formaban parte de otro ministerio, el MICM. Incluso una de ellas, la “Dirección General de Minería”, era parte de la otra (había sido creada en 1971 como una dependencia de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio).<sup>9</sup> Lo extraño es que, para ese entonces, las competencias de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio habían sido absorbidas por el ministerio homónimo, hoy MICM, creado por la Ley 290-66, al cual se le habían otorgado competencias en materia de minería y de energía. Por lo tanto, hubiera sido más razonable que la ley otorgara competencias al ministerio en lugar de hacerlo a una dirección y a una secretaría que no solo formaban parte de un ministerio, sino que podían ser creadas, fusionadas, modificadas por una simple resolución ministerial. En este sentido, el actual organigrama de dicho ministerio fue aprobado mediante una resolución MICM de 2019<sup>10</sup>;
- (c) Las competencias que otorga la Ley 290-66 no están incluidas en uno o pocos artículos, sino en decenas de artículos de, que van desde el 29 al 200, y muchos de los cuales describen procedimientos, en particular para evaluar y otorgar concesiones de exploración y explotación, así como autorizaciones de “plantas de beneficio” (que incluirían refinería);

<sup>9</sup> Ibid

<sup>10</sup> Disponible en <https://www.micm.gob.do/images/pdf/transparencia/Organigrama-resolucion-MICM-2019.pdf>



- (d) La Ley 57-07 otorgó competencias a la “Secretaría de Estado de Industria y Comercio”, que con la aprobación del Decreto N° 56 de 2010 cambió su nombre de Secretaría de Estado a Ministerio. Esto lo cuenta en su sitio web el MICM, que informa que luego de su creación, en 1966, dictó su Reglamento Orgánico y Funcional N° 186, mediante el cual estableció su organización interna y las atribuciones de sus unidades orgánicas. Hay dos direcciones vinculadas al comercio (interno y exterior) y dos direcciones vinculadas a la industria, además de una dirección de combustibles;
- (e) La Ley 100-13 que traspasó al MEMRD las competencias que en virtud de las leyes 290-66 y 146-71 tenía la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (aunque para entonces dicha secretaría había sido transformada en Ministerio de Industria y Comercio, en 2010). Esta ley debió haber modificado los artículos de las leyes que estaba modificando, pero no lo hizo;
- (f) Además de lo mencionado en el párrafo anterior, el artículo 19 de la Ley 113-10 hizo un traspaso muy general de competencias al MEMRD, cuyo alcance resultó muy confuso. En este sentido, ese artículo mencionado estableció que *“la referencia que en materia de energía, minas e hidrocarburos se hagan en cualquier disposición legal o reglamentaria, contrato, convenio, concesión, licencia o documento legal anterior a la entrada en vigor de la presente ley, serán entendidas como referencias y competencias del Ministerio de Energía y Minas”*. Esto permitiría interpretar que este artículo pudo haber transferido todas las competencias en materia de energía y minas al MEMRD. Sin embargo, esto no sucedió en la práctica, porque la MICM continuó teniendo competencias en los sectores de *midstream* y *downstream*. Posteriormente, la Ley 37 adoptada en 2017 pareció resolver las dudas de interpretación antes mencionadas;
- (g) La Ley 37-17, cuyo título indica que tiene como objeto reorganizar el MICM, parece más bien reasignar competencias al MICM en el sector de hidrocarburos en el sector de *midstream* y *downstream*. Así, no explícita sino implícitamente, modificó lo establecido por el artículo 19 de la Ley 113-10. Esta ley tampoco derogó los artículos de la Ley 100-13 por ella modificados;

Aunque muchas leyes tienen un artículo que indica que toda norma anterior que la contradiga queda derogada, y aunque se aplicara el principio legal que indica que “ley posterior deroga la anterior”, lo cierto es que el marco institucional correspondiente al subsector de hidrocarburos es confuso, contradictorio y difícil de comprender. Esto permite inconsistencias institucionales como las detectadas, donde distintas autoridades interpretan tener la misma competencia, basándose en el texto de leyes contradictorias entre sí. Y esto constituye una barrera para el buen funcionamiento del sector.

El marco institucional descrito en los párrafos anteriores no se puede comprender sin realizar varias lecturas de las leyes mencionadas, para identificar qué aspectos de estas van siendo modificados por leyes posteriores. Y ello no es suficiente, y es necesario también leer la “historia” narrada por el mismo MICM y por su Dirección de Combustibles para terminar de comprenderlo.

Para entender el marco legal del subsector de hidrocarburos, hay que referirse a incluso otras leyes adicionales, rindiendo esta legislación incluso más dispersa.

El MICM preparó en 2012 un compendio de leyes y disposiciones administrativas que se encuentra disponible en su sitio web<sup>11</sup>, y que resulta muy útil como primera aproximación. Pero el mismo está

---

<sup>11</sup> Disponible al 27/07/2020 en el siguiente enlace: [http://ceccom.gob.do/phocadownload/Marco\\_Legal/Compendio/Principales%20Leyes%20y%20Disposiciones%20de%20los%20Hidrocarburos%20en%20RD.pdf](http://ceccom.gob.do/phocadownload/Marco_Legal/Compendio/Principales%20Leyes%20y%20Disposiciones%20de%20los%20Hidrocarburos%20en%20RD.pdf)



desactualizado porque, por ejemplo, no incluye a las Leyes 100-13 y 37-17 que modifican las competencias del MEMRD y del MICM.

Como no hay una ley de hidrocarburos, la interpretación es más confusa.

#### **D- DUPLICIDAD DE FUNCIONES ENTRE EL MEMRD Y EL MICM:**

Además de la intervención de dos ministerios diferentes (MEMRD y MICM) en la política energética, hay otras áreas en las que estos dos ministerios reclaman tener competencias.

En este sentido, el Viceministerio de Hidrocarburos del MEMRD informa en su sitio web un listado de sus “principales” competencias<sup>12</sup>. Algunas de ellas, parecerían colisionar con la Ley 37-17, que como señalamos, de manera implícita, parecieran haber sido devueltas al MICM.

Las competencias en las que tanto el MEMRD como el MICM parecen ejercer, o al menos reclamar, son:

- (a) Formular política en materia de importación y almacenamiento;
- (b) Emitir “licencias para operar en la cadena de hidrocarburos derivados del petróleo, con la excepción de las atinentes a la comercialización de derivados del petróleo” (porque comercialización, según la ley 37-17, parece abarcar a todas las actividades excepto a la exploración y explotación);
- (c) Aspectos regulatorios de la construcción, operación y/o transformación de las infraestructuras en el ámbito de los hidrocarburos vinculados a la seguridad y pertinencia ambiental;
- (d) Mantener un programa permanente de fiscalización y control, que garantice las especificaciones de calidad y cantidad despachada de los combustibles en la cadena de comercialización, promoviendo la seguridad energética y un suministro confiable” (no se entiende con claridad el alcance que el viceministerio parece darle a esta cuestión, pero los artículos 1 y 2 de la ley 37-17 parecen otorgar competencias al MICM en esta materia);
- (e) Licencias para operar en la cadena de comercialización de hidrocarburos no derivados del petróleo, como son el gas natural -y los bio-combustibles (porque el artículo 1 de la Ley 37 habla de derivados del petróleo y demás combustibles, y no parece excluir al gas natural).

### **2.4.3 RECOMENDACIONES**

#### **A- MARCO LEGAL:**

La mejor manera de resolver las inconsistencias explicadas, que afectan tanto al marco institucional como al legal, es mediante la aprobación de una ley sectorial (o dos, una para el *upstream* y otra para el resto de la cadena) que establezcan un marco legal e institucional completo y consistente para el subsector de hidrocarburos.

La ley del sector de hidrocarburos debería:

- Indicar con claridad las autoridades sectoriales y sus correspondientes competencias;
- Constituir un marco legal para el subsector consistente, que, establezca las reglas generales principales aplicables a las distintas actividades de este subsector, los requisitos de ingreso a cada actividad, principales derechos y obligaciones de actores y usuarios, etc.;

---

<sup>12</sup> Disponible al 27/07/2020 en el siguiente enlace <https://mem.gob.do/nosotros/viceministerios/viceministerio-de-hidrocarburos/>

- Comprender a todas las actividades sectoriales implicadas en toda la cadena del subsector, tanto en el *upstream*, como en el *midstream* y *downstream*;
- “Limpiar” y simplificar el marco legal, es decir, derogar expresamente todas las leyes, o artículos de leyes, que sean inconsistentes con esta nueva ley.

## **B- MARCO INSTITUCIONAL:**

Además de la adopción de una ley de hidrocarburos, se recomienda revisar el marco institucional de dicho subsector. Al respecto, se sugiere evaluar la conveniencia de que el MEMRD sea responsable por todo el sector energético, no sólo de electricidad, energías renovables y eficiencia energética, sino que también comprenda al sector de hidrocarburos.

Al menos, el MEMRD debería por lo menos ser responsable por la política y planificación de todo el sector energético incluyendo el subsector de hidrocarburos.

Como la solución recomendada de adoptar una ley de hidrocarburos que establezca un marco legal e institucional para este subsector, puede demorar algún tiempo, se sugiere también que la ley que reorganice el MEMRD también establezca lo siguiente:

- Aclare las competencias en materia de política y planificación energética al MEMRD, que deberían comprender a todos los subsectores energéticos, hidrocarburos incluido, a efectos de eliminando inconsistencias con las funciones otorgadas al MICM;
- Elimine los artículos de la Ley 37-17 que sean inconsistentes que generen dudas de interpretación respecto a competencias o que hayan quedado derogados por normas anteriores;
- Establezca como objetivos a cumplir mediante la política y planificación energética la de lograr un desarrollo sostenible, la descarbonización de la economía, la eficiencia energética y el reemplazo de energías contaminantes por energías limpias.

Subsidiariamente, y hasta tanto se implemente la solución recomendada, se recomienda que ambos ministerios, MEMRD y MICM, trabajen en conjunto y logren algún tipo de acuerdo, en particular respecto a la interpretación de sus respectivas competencias en algunas actividades sobre las cuales ambos reclaman tener competencias.

## **2.5 MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO**

### **2.5.1 AUTORIDADES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO**

En los Informes precedentes de este proyecto se mencionó que el marco institucional del subsector eléctrico adolece de las siguientes inconsistencias:

- Competencias asignadas a más de una autoridad (superposición de funciones);
- Competencias no definidas por falta de claridad en la legislación;
- Competencias no asignadas (vacíos legales);
- Competencias que no se ejercen;
- Incumplimientos legales;
- Exceso de discrecionalidad en el ejercicio de una competencia.

Tal como se mencionó en informes anteriores, algunas de estas inconsistencias se vinculan a la historia de las autoridades creadas a partir de la Ley 125-01.

#### **Box 5: Historia de Autoridades del Sector Eléctrico creadas a partir de la Ley 125-01**

La Ley General de Electricidad N° 125-01 (en adelante “Ley 125-01”) creó dos autoridades del sector energético: la CNE y la SIE, y les otorgó funciones y competencias. Muchas disposiciones de esta ley nunca llegaron a implementarse y cumplirse.

Posteriormente, se adoptaron otras leyes importantes, la Ley N° 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (en adelante “Ley 57-07”) y la Ley N° 100-13 que creó el Ministerio de Energía y Minas (MEMRD). El MEMRD fue creado como órgano dependiente del Poder Ejecutivo, encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica (en adelante “Ley 100-13”).

Las leyes 125-01 y 100-13, otorgaron competencias a la CNE y al MEMRD, respectivamente, que anteriormente se habían otorgado a otra autoridad, sin modificar los artículos de las leyes precedentes que eran inconsistentes con las nuevas normas. Todas esas leyes con disposiciones inconsistentes entre ellas continúan en vigencia. Ante esta situación, cada autoridad hizo su interpretación sobre las competencias que le correspondían. Esto generó la situación actual en la que no solo se verifican solapamiento o duplicidad de funciones (una competencia ejercida por dos autoridades, a veces con distinto criterio), sino también competencias que ninguna institución ejerce (porque no es claro en la legislación quién debería hacerlo o por incumplimiento de esta).

La Ley 125-01 también creó a la SIE y le otorgó funciones claramente regulatorias mientras que a la CNE le otorgó funciones principalmente de tipo político (además de unas pocas de tipo regulatorio). Sin la existencia de un ministerio específico para el sector energético, la CNE adquirió las funciones (por ejemplo, política y planificación energética) que suele corresponder a los ministerios o secretarías de estado, y que hasta ese momento habían sido asignadas al MICM.

Las reglas sobre aspectos de organización y gobierno de la CNE también la alejaron del modelo típico de regulador, más aún cuando se la compara con la SIE. En este sentido, la SIE fue creada siguiendo el modelo de regulador independiente, gobernada por un órgano con perfil técnico, mientras que la CNE es gobernada por un órgano político que está compuesto por políticos de alto rango.

Posteriormente, la Ley 57-07 otorgó a la CNE importantes competencias regulatorias (adopción de reglamentación, fijación de precios mínimos y máximos, etc.), pero en materia de energías renovables.

Cuando se aprobó la Ley 100-13 que creó el Ministerio de Energía y Minas, las funciones de la CNE en materia de adopción de política sectoriales se trasladaron a este ministerio.

Un problema importante es que la Ley 100-13 no derogó expresamente los artículos que le conferían las mismas funciones a la CNE, y ello creó contradicciones entre las Leyes 100-13 y 125-01, que aún no se han resuelto.

Todas las incertidumbres e inconsistencias institucionales ya señaladas han provocado ausencia de adecuada coordinación entre las autoridades del sector: MEMRD, CNE y SIE, débil regulación sobre los actores y operadores, y consecuentemente debilidad institucional.

Este capítulo contiene propuestas y recomendaciones para resolver los problemas institucionales observados. Además de ello, se analizan los roles, organización dentro de la administración y funciones de las autoridades y de otras instituciones, en particular la UERS y la CDEEE.

## 2.5.2 INCONSISTENCIAS

A continuación, se sintetizan las inconsistencias relativas a las autoridades del subsector eléctrico que fueron mencionadas en informes precedentes:

- (a) **EL MEMRD:** Con relación a este ministerio MEMRD, en el Informe de Diagnóstico se detallaron las inconsistencias relativas a la superposición de funciones con la CNE. Los artículos de las leyes en vigencia que originaron dichos problemas están incluidos en la Lista de Inconsistencias incluida en el Anexo del presente informe;
- (b) **La CNE:** Las inconsistencias institucionales relativas a la CNE ya evaluadas incluyen:
- Duplicidad de algunas competencias con el MEMRD;
  - Duplicidad de algunas competencias con la SIE;
  - Competencias no ejercidas, o no ejercidas correctamente;
  - Rol que debería tener luego de la creación del MEMRD, con los consiguientes cuestionamientos acerca de la razonabilidad de su mantenimiento como autoridad separada. Ello motivó propuestas de disolución.

Con respecto a la superposición de competencias entre el MEMRD y la CNE, en el Informe de Diagnóstico se propuso que se integrara la CNE en la estructura del MEMRD.

No obstante, en dicho informe se omitió una recomendación particular acerca de cómo debía realizarse dicha integración. Se mencionaron alternativas posibles para hacerlo: integrarla como un viceministerio del MEMRD, disolverla y repartir su personal en los distintos viceministerios y direcciones del MEMRD. También se indicó que deberían evaluarse otras alternativas y que la propuesta se incluiría en el actual informe. La propuesta completa se incluye en el título 2.5.4 de este capítulo.

### **Box 6: Razones que justifican la integración de la CNE en la estructura del MEMRD<sup>13</sup>**

Las razones que justifican la integración recomendada fueron indicadas en la versión revisada del Informe de Diagnóstico y son las siguientes:

- Lo propuso el Pacto Eléctrico, que, aunque no fue firmado, fue ampliamente discutido por la sociedad dominicana y los principales actores del subsector eléctrico;
- Todas las instalaciones de CNE son arrendadas;
- La existencia de duplicidad de estructuras varias y de manejo de presupuesto;
- Otras informadas por representantes del MEMRD: tanto el MEMRD como la CNE tienen dependencias (unidades, direcciones) con roles administrativos que podrían fusionarse. La necesidad de hacer un gasto y asignación de recursos eficiente. Se nos informó que el presupuesto anual que maneja la CNE es relativamente cercano al que dispone el MEMRD (aproximadamente el 75-85%, dependiendo igualmente del precio del barril de petróleo)<sup>14</sup>. Según representantes del MEMRD, habría ausencia de resultados tangibles significativos de parte de la CNE en su rol de ente técnico.<sup>15</sup>

El título 2.7 de este informe, incluye una recomendación particular acerca de cómo debía realizarse la integración de la CNE en el MEMRD, y otra relativa a las competencias de esta autoridad.

<sup>13</sup> Estas razones fueron mencionadas en la versión revisada del Informe de Diagnóstico presentado después de recibir los comentarios de representantes del MEMRD

<sup>14</sup> Esta información fue suministrada por representantes del MEMRD en los comentarios a la versión preliminar del Informe de Diagnóstico

<sup>15</sup> Ibid

- (c) **LA SIE:** Las inconsistencias relativas a esta autoridad fueron mencionadas en el Pacto Eléctrico que, sin decirlo explícitamente, parece sugerir que la SIE no actuaría de forma completamente independiente, al recomendar especialmente la necesidad de asegurar su independencia operativa y presupuestaria.

### Box 7: Cuestionamientos a la SIE

Con relación a la aparente necesidad de independencia de la SIE, cabe recordar que la Ley 125-01 estableció normas que, en teoría, le otorgarían dicha independencia política (por ejemplo, organización, designación de miembros del Consejo, duración en el cargo), independencia financiera (financiamiento a través del sector fundamentalmente art. 37, incisos (d) y (e) en particular), e independencia del sector regulado (incompatibilidades para evitar lo que se conoce como “captura del regulador”).

No obstante, como ya se mencionó en informes anteriores, las normas legales nunca alcanzan por sí mismas para garantizar la independencia de un regulador, es necesario que se instale una cultura política de respeto a dicha institucionalidad.

En la corta visita realizada por el equipo TAF resultó imposible evaluar la actuación de la SIE y su independencia real. No obstante, algunos comentarios (citados en los Informes de Misión y de Resultados) nos dejaron la sensación de que la SIE podría no tener siempre la imparcialidad necesaria para regular y controlar a las distribuidoras estatales.

También hay funciones de fiscalización que la SIE no está cumpliendo, por ejemplo, en materia de control de calidad de servicio. El problema es que la SIE tampoco reconoce a las distribuidoras estatales las tarifas que debería ya que las tarifas aplicadas por las EDEs no se actualizaron desde 2011 y no permitirían cubrir los costos de las distribuidoras, lo que afecta su viabilidad financiera. Se nos informó que no se auditan las contabilidades de las distribuidoras, ni de la CDEEE. el equipo TAF desconoce la razón por la cual la SIE aprueba tarifas que parecen responder a criterios políticos. Esto es implícitamente reconocido por la misma SIE al aprobar tarifas. Por ejemplo, en la última resolución (Resolución SIE 017-2020), la SIE establece las tarifas e incluye un Tabla que en una columna detalla las “tarifas indexadas”, que parecen ser las que deberían aplicarse conforme a la legislación vigente, y en otra columna menciona las “tarifas a aplicar”, que son las que efectivamente se aplican. No se dan justificaciones de esta situación.

El cuestionamiento de cómo la SIE ejerce sus funciones no se limita a las empresas estatales, sino a las privadas también. En el Informe de Misión se mencionó una anécdota relativa a la última revisión de la tarifa de CEPM que podría indicar una débil regulación o un inadecuado control en esta materia<sup>16</sup>.

Además de estos ejemplos puntuales, hay factores que inciden en esta situación y que constituyen barreras para que el regulador pueda conducirse con independencia política. La existencia de un actor dominante y estatal como la CDEEE, con participación en todas las actividades, que en teoría representa los “intereses del

<sup>16</sup> “Al respecto, en el Informe de Misión se mencionó lo siguiente: “Es probable que la regulación de distribuidores privados también sea débil. Un ejemplo nos permite esta deducción. En la reunión con la SIE se nos informó que la SIE hacía estudios cada 4 años en sistemas aislados para revisar la tarifa de dichas distribuidoras (privadas). El último fue en 2015. Pero esa última revisión no se implementó porque los estudios realizados por la SIE arrojaron como resultado una tarifa superior a la aplicada por la distribuidora privada. En experiencia del equipo TAF, en el mundo, se ha observado que, al momento de realizarse una revisión tarifaria, las empresas de transmisión y distribución privadas solicitan una tarifa más elevada (en algunos casos mucho más elevada) de lo que correspondería y de la que los reguladores luego terminan autorizando (luego de hacer los estudios tarifarios correspondientes, normalmente con la asistencia de consultores externos y expertos en la materia);

Lo que sucedió en la última revisión efectuada por la SIE nos resultó extraño. En este sentido, parece muy improbable que la distribuidora privada en cuestión esté al margen de la tendencia mundial señalada y que haya solicitado una tarifa menor de la que le correspondía o que le permitiría una ganancia adecuada. El hecho de que los cálculos de la SIE hayan dado como resultado una tarifa superior a la solicitada por la empresa privada demuestra, por lo menos, que la revisión tarifaria no fue correctamente realizada. La revisión de tarifas reguladas es una función fundamental de los reguladores, y en general éstos son asistidos por auditores o consultores expertos en materia tarifaria”.

Estado”, y con gran poder de hecho, dificulta la posibilidad del ejercicio de una regulación imparcial y adecuada por parte de las autoridades del sector.

La imparcialidad de un regulador suele estar más condicionada en países donde hay empresas estatales. A veces, estas empresas, en la práctica, se autorregulan o incluso pueden llegar a tener más poder real que el regulador mismo. Cuando ello sucede los reguladores no tienen poder real para ejercer sus funciones o lo hacen de manera acotada. También puede suceder que los reguladores confundan los intereses de las empresas estatales con las del bien común (una forma de captura del regulador), y por ello se abstienen de controlarlas.

Hay normas que prevén la independencia financiera de la SIE (y de la CNE) aunque la información que se nos brindó indica que la SIE contaría con una importante independencia financiera (aproximadamente el 70% de sus recursos), pero no total. Podrían agregarse algunas reglas tendientes a aumentar la independencia política de la SIE, pero eso por sí mismo no asegura que la ley vaya a cumplirse o que haya un cambio institucional profundo.

Las recomendaciones para resolver las inconsistencias mencionadas, así como las propuestas de modificación de la estructura institucional del sector eléctrico se detallan en los títulos subsiguientes de este capítulo.

### 2.5.3 PROPUESTAS Y LINEAMIENTOS DE NUEVA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

#### A- PROPUESTA DEL PACTO ELÉCTRICO:

Este tema se trató en el Pacto Eléctrico, que hizo una propuesta de reestructuración institucional del subsector eléctrico. En general, el equipo TAF ha tomado muy en cuenta los temas acordados en dicho pacto porque, aunque no se firmó, fue ampliamente debatido por distintos representantes de la sociedad y de instituciones dominicanas y evaluó los grandes problemas sectoriales.

#### **Box 8: Síntesis de Propuestas del Pacto Eléctrico Respecto a Autoridades del Sector Eléctrico**

El Pacto Eléctrico propuso que la estructura institucional reflejara una separación de actividades entre (5.3.4):

- Diseño e implementación de políticas públicas sectoriales;
- Planificación energética; y
- Regulación.

Aunque no lo aclara específicamente, el Pacto Eléctrico parecería contener implícita la idea de que el MEMRD debería estar a cargo del diseño de políticas, la CNE de la planificación y la SIE de la “regulación” en general.

Asimismo, el Pacto Eléctrico propuso que:

- Se asegurará el rol de órgano rector del MEMRD (5.3.4);
- La CNE fuera absorbida por el MEMRD, para lo cual una nueva ley debería traspasar competencias de la CNE al MEMRD, así como su personal. Como la CNE fue creada por ley, su supresión e integración en el MEMRD también debe hacerse por ley y no por una norma de jerarquía inferior, como lo es un decreto. Esto resulta necesario para respetar el principio de jerarquía de leyes, que indica que una ley de jerarquía inferior no puede modificar una ley de jerarquía superior. Asimismo, esto es exigido por la Ley Orgánica de la Administración



Pública N° 247-12, al referirse a los requisitos de disolución de entes de la administración<sup>17</sup>. Debe recordarse que dicha ley se aplica tanto a instituciones de la administración central como a entes autónomos, como lo es la CNE<sup>18</sup>;

- La SIE continuara como órgano regulador del sector eléctrico, y se recalcó la necesidad de que actuara en forma autónoma e imparcial, para lo cual se recomendó su independencia operativa y presupuestaria.

## **B- PROPUESTA DEL EQUIPO TAF:**

La estructura institucional que se propone en este informe, y que ya fue adelantada en el Informe de Diagnóstico, coincide con el Pacto Eléctrico en lo siguiente:

- (a) Contiene implícita una diferenciación entre funciones de políticas públicas y planificación, por un lado, y regulatorias por otro;
- (b) Es necesario que el MEMRD refuerce su rol de órgano rector de todo el sector energético, y todas las inconsistencias respecto deben eliminarse;
- (c) La CNE debe dejar de ser una autoridad independiente e integrarse dentro de la estructura del MEMRD.

Además de ello, en este capítulo se recomienda implementar también lo siguiente:

- (a) Eliminar todas las dudas de interpretación o inconsistencias relativas a duplicidad de competencias entre el MEMRD y el MICM;
- (b) Otorgar mediante ley competencias al MEMRD en materia de adopción e implementación de la política y planificación energética, que abarque también a todo el sector energético, incluyendo al de hidrocarburos. En este sentido, la Ley 100-13 otorga al MEMRD competencias para *“velar por la seguridad nacional en términos energéticos, desde la política del almacenamiento de suministros, infraestructura para la distribución y transmisión eficiente de los mismos, diseño de composición ideal de la matriz energética y planes para su consecución y todos los temas relacionados.”*, *“diseñar planes y proyectos para la construcción de nuevas infraestructuras energéticas estratégicas relacionadas al transporte de combustibles, almacenaje, refinamiento y gasoductos, oleoductos y redes de transmisión y distribución”*, y para *“realizar permanentemente el estudio y evaluación de la interacción de energía y transporte y formulación de planes y proyectos para su eficientización”* (artículo 3 incisos (g), (i) y (j), respectivamente). Debe eliminarse la duda creada por la Ley 37-17 acerca de si estas competencias fueron traspasadas o no al MICM;
- (c) También se sugiere que el MEMRD tenga competencia para diseñar políticas y planes relativos al reemplazo del uso de energías fósiles por energías limpias en todos los sectores (tales como transporte y comercio), en coordinación con otros ministerios responsables de dichos sectores. Esto es necesario para el fin de lograr una economía descarbonizada;
- (d) Implementar la integración de la CNE en la estructura del MEMRD conforme a la propuesta mencionada más adelante;

<sup>17</sup> Artículo 8.- Supresión o modificación de entes y órganos. La supresión o modificación de entes y órganos administrativos se adoptará mediante actos que gocen de rango normativo igual o superior al de aquellos que determinaron su creación o última modificación. No podrán crearse nuevos órganos que supongan duplicación de otros ya existentes si al mismo tiempo no se suprimen estos órganos preexistentes o se les restringe debidamente sus competencias.

<sup>18</sup> Artículo 3.- Ámbito de aplicación. Las disposiciones de la presente ley serán aplicables a todos los entes y órganos que conforman la Administración Pública bajo dependencia del Poder Ejecutivo: Administración Pública Central, desconcentrada y organismos autónomos y descentralizados.

- (e) Crear una nueva institución, adscrita al MEMRD, con funciones acotadas y de apoyo a este ministerio, que funcione como una típica “agencia de energía”, propuesta detallada a continuación;
- (f) Adoptar las reglas recomendadas más adelante para reforzar la obligación de la SIE de ejercer sus funciones legales tal como lo exige la ley, y pare extender sus funciones de control también a zonas aisladas.

## 2.5.4 RECOMENDACIONES SOBRE LA INTEGRACIÓN DE LA CNE EN LA ESTRUCTURA DEL MEMRD

### A- OPCIONES Y RECOMENDACIÓN:

Las alternativas para fusionar la CNE en la estructura del MEMRD, tomando en cuenta las opciones que permite la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247-12, son detalladas más abajo. Como ya se explicó, en todos los casos, es necesario disolver la actual CNE por ley. La diferencia entre las alternativas para hacerlo está en cómo se la integra en el MEMRD. Las opciones son las siguientes:

- 1) **Repartir el personal y competencias de la CNE en la estructura actual del MEMRD** (incluyendo viceministerios, direcciones generales, direcciones, departamentos, divisiones y secciones). Esta es la opción propuesta por el Pacto Eléctrico. Esta opción no requiere reorganizar la estructura actual del MEMRD;
- 2) **Incorporar la CNE al MEMRD como una nueva estructura definida, por ejemplo, como un nuevo viceministerio que asumiría todas las competencias de la actual CNE.** De todas las alternativas permitidas por la Ley 247-12 (viceministerio, dirección general, dirección, departamentos, divisiones y secciones) a los ministerios, el viceministerio es el de mayor jerarquía. En este caso, sería necesario modificar la estructura actual del MEMRD y reorganizar los actuales seis (6) viceministerios<sup>19</sup>, así como el artículo 5 de la Ley 100-13 que los creó, ya que la Ley de 247-12 (artículo 31) no permite superar la cantidad de 6 viceministerios;
- 3) **Integrar la CNE en el actual Viceministerio de Energía del MEMRD:** Esto se justifica en las actuales competencias del Viceministerio de Energía, que tiene actualmente competencias vinculadas a la política y planificación energética, a energías renovables y al abastecimiento energético, similares o vinculadas a las que actualmente tiene la CNE. Incluso el nombre del viceministerio es similar al de la CNE. Esta opción no requiere reorganizar la estructura actual del MEMRD.

#### Box 9: Competencias del Viceministerio de Energía del MEMRD<sup>20</sup>

- Asesorar al ministro en materia de políticas energéticas;
- Elaborar y velar por la aplicación del marco normativo pertinente;
- Supervisar, monitorear y fiscalizar de todo lo relacionado con las operaciones y actividades del sector energético del país;
- Supervisar la ejecución de los programas, planes y proyectos relacionados con su área;
- Fomentar la competitividad sistémica del sector y realizar propuestas de políticas para promover su desarrollo sostenible bajo criterios de responsabilidad social y ambiental;
- Minimizar los riesgos para la seguridad energética vía la reducción de la dependencia respecto a los hidrocarburos importados;

<sup>19</sup> Sería necesario fusionar al menos dos de los actuales viceministerios.

<sup>20</sup> <https://mem.gob.do/nosotros/viceministerios/viceministerio-de-energia/>



- Consolidar una economía poseedora de recursos energéticos renovables que reduzcan las emisiones de dióxido de carbono por medio de la innovación y aplicación de nuevas tecnologías energéticas, sustentables y competitivas.

**4) Incorporar la CNE al MEMRD, pero modificando la actual estructura y viceministerios del MEMRD.** Esta es la alternativa recomendada por este Equipo TAF e implica lo siguiente:

- Repartir la estructura y personal de la CNE en la estructura del MEMRD (en esto coincide con la recomendación del Pacto Eléctrico, (sección 3.3.5<sup>21</sup>), pero modificando la composición y el número de los viceministerios del MEMRD. Ello requiere de la fusión de algunos de los actuales viceministerios, la creación de otros nuevos, la asignación de funciones a cada uno de estos viceministerios, y el detalle de las direcciones que los mismos tendrán. La propuesta correspondiente se detalla en el título 2.5.8 de este capítulo;
- Crear una agencia de energía, con funciones de apoyo/soporte al MEMRD, a la que se le asignarían algunas funciones que actualmente tienen la CNE y que son tareas de asistencia o soporte técnico. Esta propuesta se detalla en el título 2.5.5 de este capítulo.

Para implementar esta propuesta será necesario que por ley se disponga todo lo siguiente:

- (a) La disolución de la CNE;
- (b) La modificación del artículo 5 de la Ley 100-13 que estableció los actuales viceministerios del MEMRD;
- (c) El traspaso al MEMRD de las competencias detalladas en el título 2.5.10 de este capítulo, que actualmente corresponden a la CNE;
- (d) La derogación y/o modificación expresa y detallada de todos los artículos de las leyes en vigencia (en particular de la 125-01 y 57-07) que hagan referencia a la CNE, así como a competencias o funciones de ésta;
- (e) Por último, se recomienda modificar y adecuar las competencias de la SIE conforme a lo recomendado en el título 2.5.10 de este informe.

Posteriormente, deberá hacerse la asignación de competencias a cada viceministerio de conformidad con lo establecido en la Ley 247-12.

### 2.5.5 ESTRUCTURA ORGÁNICA DEL MEMRD

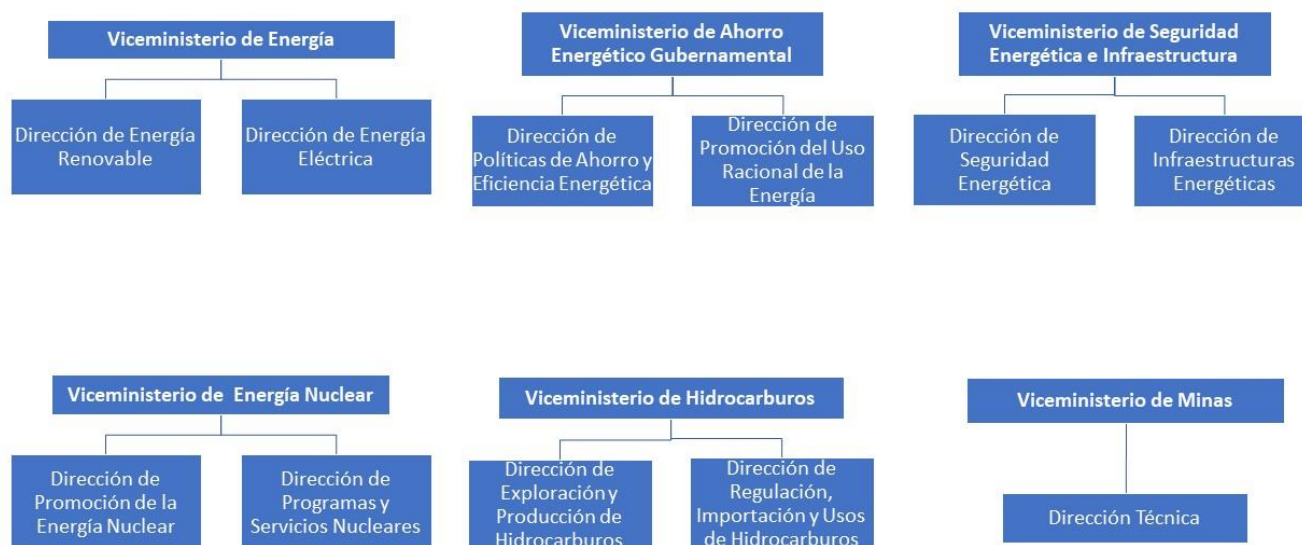
Actualmente, el MEMRD consta de seis Viceministerios. Cinco de esos viceministerios se ocupan del tema de la “energía” (véase el organigrama siguiente), mientras que uno se relaciona con la extracción de materias primas, metálicas y no metálicas. De este modo, el MEMRD agotó el número máximo de viceministros que la ley le permite tener<sup>22</sup>.

Por debajo del nivel de los Viceministerios hay hasta dos Direcciones, que a su vez se pueden subdividir en Departamentos. Sin embargo, el MEMRD no parece estar haciendo uso de esta subdivisión.

<sup>21</sup> 5.3.5 Las competencias de la Comisión Nacional de Energía pasarán a ser integradas en su totalidad al Ministerio de Energía y Minas, creado mediante la Ley No. 100-13, pasando todas las funciones y competencias a los Viceministerios y Direcciones correspondientes. También se traspasará el personal y presupuesto necesario, evitando solapamiento y duplicidades y procurando el uso racional de los recursos disponibles para el logro de los objetivos y planes institucionales y sub-sectoriales.

<sup>22</sup> El artículo 31 de la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247-12 establece en seis (6) la cantidad de viceministerios que un ministerio puede tener

## Organigrama actual del Ministerio de Energía y Minas



### A- LINEAMIENTOS DE LA PROPUESTA DE REORGANIZACIÓN DEL MEMRD:

En una variación de la recomendación del Pacto Eléctrico, el equipo TAF propone una reorganización de los viceministerios del MEMRD que, además de las funciones actuales de estos viceministerios, contemple la integración en su estructura de lo siguiente:

- Integración de la mayoría de las funciones actuales de la CNE; y
- Integración de la totalidad de las funciones de la UERS.

El equipo TAF recomienda que las tareas transversales y un tanto inespecíficas del Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura se trasladen a otros Viceministerios con un enfoque sectorial.

El equipo TAF propone también de fusionar el Viceministerio de Hidrocarburos con el Viceministerio de Minas, ya que en ambos casos se trata principalmente de la extracción o suministro de materias primas, o de sus derivados. Sin embargo, se debe tener cuidado para evitar solapamientos entre el MEMRD y el MICM, en particular con la Dirección de Combustibles, cuyas funciones fueron analizadas en el título 2.4.2 (c) de este capítulo. En este sentido, no hay dudas de que el MEMRD tiene competencias en actividades del *upstream* (prospección y extracción), aunque tanto el MEMRD como el MICM reclaman competencias en el *midstream* (en particular, en importación, transporte, transformación) de hidrocarburos. Ya se señalaron las contradicciones que existen en esta cuestión entre las leyes 100-13 y la 37-17. El equipo TAF reitera su recomendación de que una ley nueva, preferentemente una sobre hidrocarburos, resuelva dichas inconsistencias y establezca un marco institucional consistente para este subsector.

### B- INTEGRACIÓN DE FUNCIONES DE LA CNE EN EL MEMRD – NUEVA AGENCIA DE ENERGÍA:

Como ya se ha indicado, El equipo TAF recomienda disolver la CNE como autoridad independiente e integrar las tareas asociadas y el personal correspondiente en el MEMRD.

Sin embargo, el equipo TAF no cree que deba desperdiciarse la experiencia de esta institución como tal. Nos parece bastante sensato mantener algunas de las funciones de la CNE en una “agencia de energía” que ofrezca apoyo técnico al ministerio, que podría conservar ese nombre o renombrarse (por ejemplo, Agencia Nacional de Energía). Esta agencia no ejercería competencias propiamente dichas (que serían trasladadas al MEMRD), sino que realizaría tareas de asistencia técnica a este ministerio. Entre las funciones que se sugiere mantener en esta agencia de energía se encuentran:

- Las tareas “preparatorias” y necesarias para que el MEMRD pueda luego realizar la planificación energética a medio y largo plazo, tales como la recopilación y el mantenimiento de datos sobre el desarrollo de la demanda de energía;
- La elaboración de escenarios de suministro de energía;
- La estimación de los costos futuros de energía.

Otras funciones que el equipo TAF recomienda asignar a esta agencia consisten en tareas que normalmente suelen ser realizadas por las agencias de energía en donde estas instituciones han sido creadas, y que incluyen a las siguientes:

- La de observar, estudiar y publicar información sobre los desarrollos tecnológicos y derivar de ellos consecuencias para la política energética, especialmente en ámbitos con un dinamismo significativo, como lo es el del sector de transporte (debido a la electrificación vehicular y el uso de combustibles alternativos);
- El monitoreo y la realización de estudios sobre el desarrollo de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de la energía, para que esa información pueda utilizarse para determinar consecuencias en la política energética;
- Tareas que permiten establecer un vínculo entre el nivel político (ministerial) y la sociedad. Esto incluye, en particular, la realización de campañas de información sobre programas energéticos o proyectos piloto o modelo vinculados al sector energético, la producción de material informativo, que resultan relevantes en particular en materia de eficiencia energética. Del mismo modo, la implementación de campañas y eventos para la transferencia de conocimientos a diversos actores es una tarea típica de una agencia de energía.

La CNE ya cuenta con una amplia experiencia en la preparación de auditorías energéticas, la introducción de medidas de eficiencia y educación energética en instituciones públicas. Estas tareas operativas no pertenecen, por su propia naturaleza, al ámbito de actividad de un ministerio, sino que deben ser llevadas a cabo por una institución subordinada o por el sector privado.

Asimismo, la CNE ya ha llevado algunas de las tareas que el equipo TAF propone encomendar a esta nueva agencia de energía, en particular en el ámbito de la planificación en el sector eléctrico y la eficiencia energética en el sector público. Además, se podrían y deberían confiarse nuevas tareas a esta agencia de energía a fin de relevar al Ministerio y centrar sus funciones en las tareas políticamente pertinentes.

Por lo tanto, se propone que esta nueva agencia de energía tenga también las siguientes funciones:

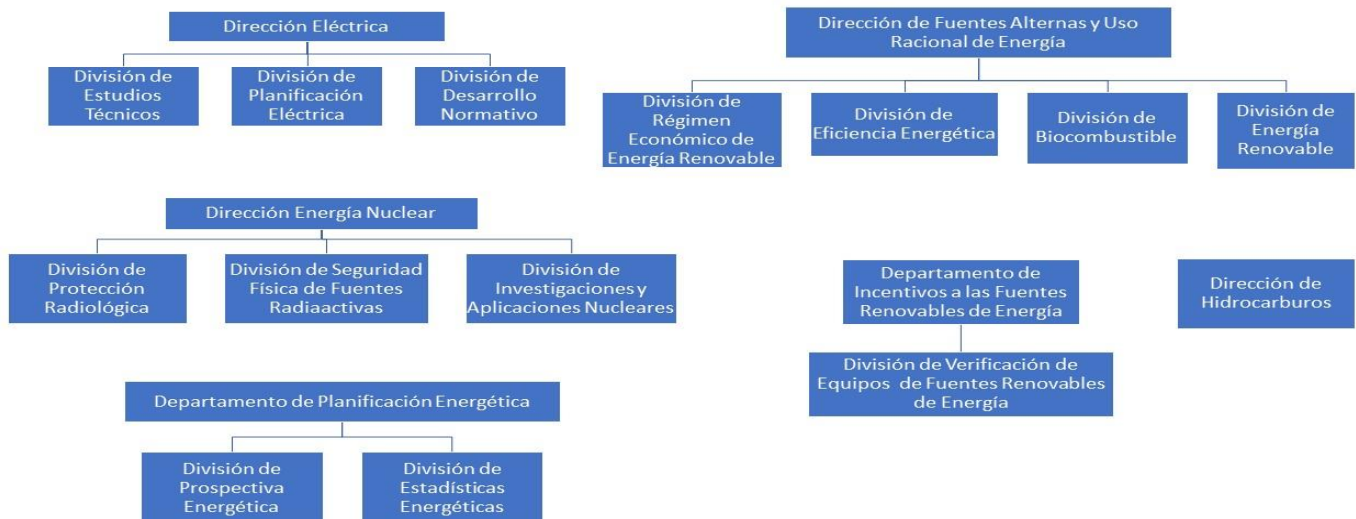
- Asesoramiento a empresas, municipios, entidades públicas y consumidores privados en temas de suministro y uso eficiente de energía;
- Seguimiento de incentivos financieros otorgados, preparación de reportes al MEMRD;

- Coordinación de actividades de investigación en el ámbito de la gestión energética, la tecnología y la política energética;
- Preparación de estudios, propuestas y recomendaciones que sirvan al MEMRD para elaborar la política energética;
- Observación y análisis de los mercados energéticos;
- Proyecciones de la demanda y oferta de energía;
- Elaboración de los balances energéticos a nivel nacional y sectorial;
- Relaciones públicas y transferencia de conocimiento.

En resumen, el equipo TAF propone que la CNE se transforme en una nueva institución, una agencia de energía, para realizar tareas de apoyo que no requieran competencia regulatoria. Asimismo, esta nueva institución debería mantener parte del personal de la actual CNE y estar adscrita al MEMRD.

El equipo TAF recomienda que esta nueva agencia de energía incorpore al personal que realiza tareas técnicas en el Departamento de Planificación Energética, así como a parte del personal vinculado a la Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía y a la Dirección Eléctrica.

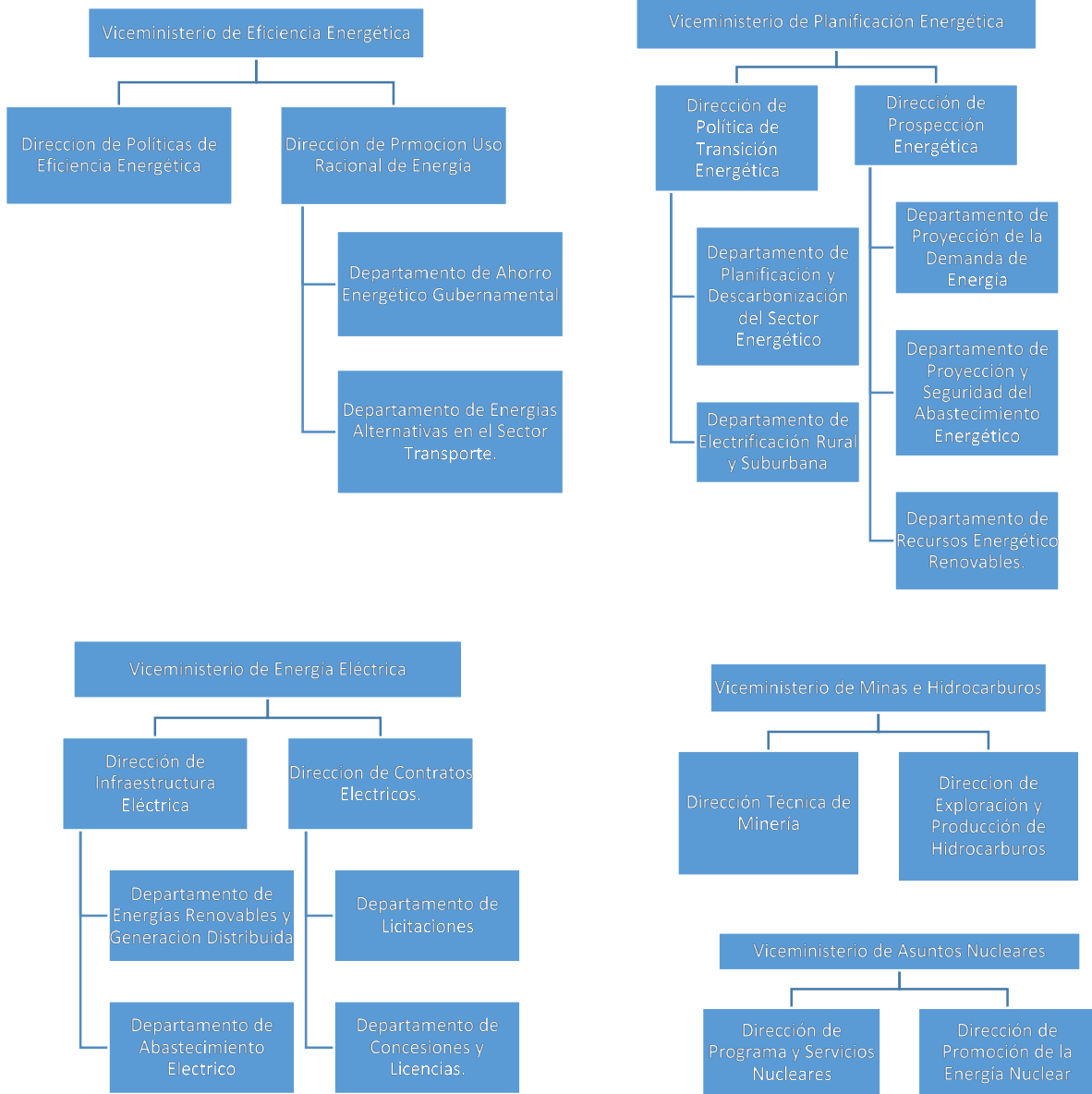
### Organigrama actual de la Comisión Nacional de Energía



Las actuales competencias de la CNE (otorgamiento de incentivos para proyectos de energías renovables, a la generación distribuida, y a la evaluación y adjudicación de licencias y concesiones) deberían transferirse completamente al MEMRD.

**C- ORGANIGRAMA Y ESTRUCTURA DEL MEMRD RECOMENDADOS:**

**Organigrama Propuesto para el Ministerio de Energía y Minas**



Sobre la base de lo anterior, surge la siguiente propuesta para la futura estructura organizativa del MEMRD:

**(1) Creación de un Viceministerio de Energía Eléctrica:**

**Una Dirección de Infraestructura Eléctrica** debería crearse para ocuparse de todas las cuestiones del suministro eléctrico, ya sea en el campo de la generación de energía por grandes centrales eléctricas, a través de la generación distribuida con alimentación de red, autoproducción, así como en el campo de la transmisión y distribución de electricidad. Esta dirección debería ser responsable de identificar necesidades de expansión de transmisión, distribución y generación (es decir, todos los aspectos de planificación del subsector eléctrico), por aprobar nuevas líneas de transmisión y

distribución de operadores existentes, y además tener algún rol en el otorgamiento de las servidumbres eléctricas correspondientes;

**Una Dirección de Contratos** debería crearse y ser responsable de las licitaciones y de las concesiones y licencias en los distintos niveles de suministro de electricidad.

## **(2) Creación de un Viceministerio de Planificación Energética:**

**Una Dirección de Política de Transición Energética** debería crearse y ser responsable del desarrollo de políticas energéticas a medio y largo plazo, orientadas a una conversión sostenible, económicamente viable y lo más posible libre de carbono del suministro energético. Además, en esta dirección debería integrarse la UERS con todas sus funciones y competencias técnicas;

**Una Dirección de Prospección Energética** debería ser responsable de determinar las demandas energéticas futuras (con la asistencia de la agencia de energía, tal como se describió anteriormente), así como de garantizar el suministro a largo plazo de energía por las importaciones o mediante el desarrollo de fuentes de energía indígenas. Esto incluye, en particular, la identificación del potencial de las energías renovables dentro del país.

## **(3) Creación de un Viceministerio de Eficiencia Energética:**

Dado que el Ministerio de Energía es esencialmente responsable del desarrollo y la aplicación de la política de eficiencia energética, debería haber una dirección específica para este fin.

**La Dirección de Promoción de Uso Racional de Energía** debería tener las tareas que actualmente tiene el Viceministerio de Ahorro Energético Gubernamental. Además, esta dirección debería ocuparse de las tareas en el campo de la movilidad eléctrica y el uso de combustibles alternativos en el sector del transporte (por ejemplo, biocombustibles).

## **(4) Creación del Viceministerio de Minas e Hidrocarburos:**

**El Viceministerio de Minas e Hidrocarburos** surgiría de la fusión del actual Viceministerio de Minas con el Viceministerio de Hidrocarburos. Se propone la creación de dos direcciones: una responsable por minería y otra por hidrocarburos. Como ya se ha indicado, al ya existente Viceministerio de Minas se le asignará también el área temática de los hidrocarburos, manteniendo al mismo tiempo las tareas existentes. Se reitera la necesidad de una demarcación clara de las tareas del MICM en este contexto para evitar superposición de competencias entre ambos ministerios a través de una ley que regule el sector de petróleo.

En los comentarios a la versión preliminar del presente informe, se alegó que este viceministerio tendría demasiada importancia y poder debido a que, en el área de hidrocarburos, la Ley 100-13 le otorga al MEMRD competencia no solo en el sector extractivo sino también en actividades del *midstream* y *downstream*.

Es cierto que el artículo 3 de dicha ley otorga funciones al MEMRD en dichas áreas. Más aún, el artículo 19 transfiere al MEMRD todas las competencias que las Leyes 290-66 y 146-71 (decreto 207-09) habían otorgado antes a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, en la actualidad perteneciente al MICM en materia de minería y energía.

Es decir, que si nos basáramos en la letra de la Ley 100-13, parecería que el MEMRD tuviese competencias en todo el subsector de petróleo.

Pero eso nunca sucedió y después de la sanción de la Ley 100-13 y hasta la actualidad el MICM mantuvo competencias en el *midstream* y *downstream*.

Posteriormente, se dictó una nueva ley, la Ley 37-17, que modificó (implícitamente) la Ley 100-13. Esta ley del año 2017 otorgó nuevamente todas las competencias relativas al *midstream* y *downstream* al MICM.

Sabemos que la Ley 37-17 es una ley que reorganiza el MICM y que, entre dichas normas, incluyó un artículo que modificó la competencia del MEMRD. Pero, aún así, se trata de una ley aprobada por el Poder Legislativo y modifica a la Ley 100-13 que creó el MEMRD. Ello es así por aplicación del principio que indica que “ley posterior modifica a la anterior”, y ambas leyes tratan cuestiones similares: otorgan competencias a un ministerio.

Por lo tanto, interpretamos que, desde un punto de vista estrictamente legal, actualmente corresponden al MICM las competencias de importación y reexportación; construcción y operación de terminales de importación, depósitos y almacenamiento; refinación, purificación, mezcla, procesamiento y transformación; envase, transporte, distribución, venta al por mayor y al detalle; construcción y operación de estaciones de expendio de combustibles; control y abastecimiento.

Este tema ya fue tratado en detalle en la sección 2.5.10, donde también se recomendó establecer de manera clara y explícita las competencias que corresponden al MEMRD en las distintas actividades del subsector de hidrocarburos, eliminando las contradicciones existentes entre las Leyes 100-13 y 37-17, derogando todas las normas inconsistentes con dicho reparto de poderes.

Más aún, se recomendó:

- (a) adoptar una ley para todo el sector de petróleo (o dos, una para el *upstream* y otra para el resto de las actividades sectoriales) que estableciese un marco legal e institucional adecuado y consistente, del que hoy carece este subsector;
- (b) Considerar la posibilidad, **al momento de redactar dicha ley sectorial, de transferir todas las competencias en materia de hidrocarburos al MEMRD. No recomendamos hacerlo ahora, es necesario una evaluación completa de la legislación (que es limitada y tiene serias inconsistencias), adoptar una ley sectorial con reglas claras, y además establecer un marco institucional acorde.**

Asimismo, sabemos, porque se nos informó en reuniones y porque lo indica el sitio web del Viceministerio de Hidrocarburos, que el MEMRD realiza algunas actividades que exceden las de exploración y explotación<sup>23</sup>. Pero la recomendación incluida en este informe de fusionar los viceministerios de minas y de hidrocarburos se basa en las competencias que actualmente el MEMRD tiene en estas áreas según todas las leyes en vigencia, incluida la Ley 37-17.

En el contexto descrito en los párrafos precedentes, parece más eficiente fusionar los viceministerios de minería con el de hidrocarburos del MEMRD, ambos responsables por exploración y explotación. Las funciones del MEMRD en materia de hidrocarburos no son tan relevantes como para ameritar un viceministerio separado ya que:

---

<sup>23</sup> <https://mem.gob.do/nosotros/viceministerios/viceministerio-de-hidrocarburos/https://mem.gob.do/nosotros/viceministerios/viceministerio-de-hidrocarburos/>

- Actualmente, las actividades vinculadas al subsector de hidrocarburos se reparten entre el MICM y el MEMRD;
- La República Dominicana depende de la importación de hidrocarburos y no hay explotación ni existen reservas probadas en el país, por lo que la actividad de exploración y explotación no es sustancial;
- El MICM parece ser el ministerio con competencias de mayor relevancia en el área de hidrocarburos, o al menos en las áreas en las que si hay muchos operadores, volúmenes de comercialización e importación;
- La mayoría de las actividades de *midstream* y *downstream* parecen ser ejercidas por el MICM. Las que el MEMRD pueda estar desarrollando en estas áreas son difíciles de identificar para el Equipo TAF, pero parecería tratarse de un limitado número de actividades.

**Si en algún momento una ley modificara el reparto de competencias en hidrocarburos en vigencia (considerando la modificación hecha por la Ley 37-17) y el MEMRD adquiriese competencias en todo, o casi todo, el sector de hidrocarburos, entonces el MEMRD si debería contar con un viceministerio de hidrocarburos separado.**

**Pero no se recomienda traspasar nuevas competencias ahora, sin adoptar antes un marco institucional adecuado. Toda la legislación de este sector tiene serias deficiencias, por lo que no se sugiere hacer en estas condiciones una reforma institucional.**

#### **(5) Viceministerio de Asuntos Nucleares:**

Tomando en consideración las competencias del Viceministerio de Energía Nuclear enunciadas en la Resolución N°R-MEM-ADM-026-2017 que aprueba la Estructura Organizativa del MEMRD<sup>24</sup>, el equipo TAF recomienda mantener este Viceministerio, pero renombrándolo. En este sentido, para que este Viceministerio refleje las funciones relacionadas a la seguridad radiológica, proponemos que su nombre sea modificado por el de “Viceministerio de Asuntos Nucleares”. Se propone que este ministerio mantenga las tenga dos direcciones existentes. La Dirección de Programas y Servicios Nucleares sería responsable de regular y fiscalizar el uso en todos los niveles de las sustancias radioactivas y generadores de radiaciones ionizantes, en las aplicaciones médicas, conservación de alimentos, industriales, sanitarias, ambientales, agrícolas, investigación, entre otros.

La Dirección de Promoción de la Energía Nuclear sería responsable de estructurar las bases para el desarrollo de proyectos de energía nuclear en el país, para lo cual deberá cumplir con las exigencias de Organización Internacional de la Energía Atómica (OEIA).

Al respecto, la OEIA exige la creación Marco gubernamental, jurídico y regulador para la seguridad, Publicación OIEA N° GSR Parte 1 (Rev. 1); y Proceso de concesión de licencias para establecimientos nucleares, Publicación OIEA N° SSG-12

El cumplimiento de los requerimientos exigidos por la OIEA para la instalación de una central nuclear podría exigir un largo camino que puede llevar varios años, ya que hace necesario establecer instituciones reguladoras profesionales y especiales que:

<sup>24</sup> Resolución Núm. R-MEM-ADM-026-2017 que aprueba la Estructura Organizativa del MEMRD, “Se aprueba el Ministerio de Energía Nuclear, bajo la dependencia directa del Despacho del Ministro de Energía y Minas, como una unidad organizativa responsable de la formulación, administración y supervisión de las políticas públicas respecto al uso de las diversas aplicación de la tecnología nuclear con fines pacíficos y de la seguridad radiológica, de conformidad con las recomendación y normas de los organismos regionales e internacionales competentes, fomentando y coordinando la ejecución de planes, programas, proyectos y otras iniciativas de desarrollo, investigación y difusión en la materia.



- gocen de independencia política y presupuestaria;
- estén dirigidas por personas capacitadas y con actualización constante;
- aseguren el cumplimiento de todas las reglas relativas al proceso de autorizaciones, así como las relativas a seguridad, selección del emplazamiento y diseño de la central.

### 2.5.6 PROPUESTAS RELATIVAS A LA SIE

Los lineamientos de esta propuesta ya fueron adelantados en el Informe de Diagnóstico. El equipo TAF considera que la SIE debe continuar siendo la autoridad reguladora del sector eléctrico, y que debe ejercer sus funciones de manera imparcial.

Con relación a la posible falta de independencia de la SIE, que implícitamente el Pacto Eléctrico alegó, y la posible débil regulación que algunos ejemplos citados en este informe podrían evidenciar, el equipo TAF cree que la solución no radica en la legislación, o en una modificación de esta.

En este sentido, la Ley 125-01 estableció un marco legal e institucional con reglas que deberían, en teoría, permitir una actuación imparcial de la SIE, y un sector eléctrico viable técnica y financieramente. Asimismo, la SIE tiene competencias que, si no las ejerce, o lo hace de forma inadecuada o insuficiente (lo que llamamos débil regulación), no se debe a la ley, sino a otras razones.

Tal como se mencionó en el Informe de Diagnóstico, la SIE fue creada por la Ley 125-01 siguiendo el modelo típico de autoridad reguladora de perfil técnico e independiente. La SIE tiene normas de gobernanza acorde a ello y funciones propias de un regulador.

#### **Box 10: Autoridades Reguladoras: Organización**

Desde los años 90, ha habido una tendencia mundial a crear autoridades reguladoras imparciales para controlar servicios públicos (v.g. agua, gas, comunicaciones y electricidad), con perfil técnico y con cierta independencia (tanto del poder político como del sector regulado) para ejercer por lo menos algunas funciones regulatorias. La finalidad de su creación fue que estas autoridades tuvieran un perfil técnico y ejercieran sus funciones tomando en cuenta la viabilidad del sector a largo plazo (en lugar de los de la coyuntura o intereses políticos de corto plazo) y con reglas que garantizaran su imparcialidad respecto al sector regulado. Por ello, estas instituciones suelen estar dirigidas por directorios u órganos colegiados<sup>25</sup> compuestos por personas seleccionadas en base a sus antecedentes profesionales, que ejercen dicha función a tiempo completo.

En muchas legislaciones se prevén reglas adicionales para asegurar dicha imparcialidad e independencia, tanto respecto del poder político como del sector regulado, que incluyen: requisitos para ser miembro de órganos de dirección, reglas sobre nombramiento, así como sobre la terminación anticipada de los mandatos, independencia financiera<sup>26</sup>, normas sobre incompatibilidades (para evitar lo que se conoce como la “captura del regulador” por parte del “regulado”), entre otros.

Por lo tanto, el equipo TAF entiende que dichos problemas se resuelven con una modificación de la ley o su reglamentación (aunque siempre puedan ser perfeccionadas).

Parecería que las causas de esta situación están vinculadas a la intervención política que ha habido en todo el sector eléctrico. La descripción que se hizo en el Informe de Resultados acerca de los problemas asociados a la gestión de las tres distribuidoras muestra algunos de los resultados de dicha intervención

<sup>25</sup> Aunque hay excepciones, la más conocida es el regulador de electricidad y gas en el Reino Unido, OFGEM, dirigida por un Director General.

<sup>26</sup> Esto implica que el regulador es financiado principalmente por el sector regulado para evitar su dependencia de la asignación de recursos por parte del poder central, ya que ello podría minar su independencia política.

política. En ese contexto, la adecuada regulación del sector eléctrico resulta casi imposible. Es difícil controlar y exigir una buena calidad de servicio a empresas que son inviables financieramente.

Por ello, el equipo TAF cree que la solución no pasa por modificar las normas relativas a la gobernanza de la SIE, sino por un cambio de cultura política y de visión a largo plazo que las autoridades deben tener sobre el sector, para permitir su viabilidad técnica y financiera.

Este tema ya fue debatido y decidido por la sociedad dominicana, que analizó y propuso soluciones concretas. Muchas de ellas están vinculadas a cuestiones tarifarias, a la gestión de las distribuidoras estatales y de la ETED, así como a aspectos institucionales. En este capítulo, se analizan dichas propuestas en los títulos correspondientes a las tres distribuidoras, a la ETED y a la CDEEE.

Para evitar que algunas competencias no sean ejercidas, o que no lo sean de conformidad con lo establecido por las leyes, se recomienda que en una modificación legal se revise la redacción de los artículos que otorgan competencias a la SIE. La nueva redacción debería dejar claro qué competencias la SIE está obligada a ejercer siempre, y en qué casos puede o no ejercer, manteniendo la facultad de evaluar y decidir acerca de la conveniencia de ejercerla o de no hacerlo. Estas últimas, deberían ser excepcionales.

**Competencias de la SIE:** Por último, se recomienda quitar algunas competencias que actualmente tiene la SIE. La propuesta y justificación se adelantó en el Informe de Diagnóstico, y se detallan en el título 2.5.9.

Asimismo, se recomienda establecer con claridad las competencias regulatorias de la SIE en los sistemas aislados. El título subsiguiente hace un análisis detallado al respecto.

## 2.5.7 LA REGULACIÓN EN LOS SISTEMAS AISLADOS

La Ley 125-01, en su artículo 1, definió los Sistemas Aislados como “todo sistema eléctrico que no se encuentra integrado al SENI”. Luego, el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 125-01, en su artículo 89<sup>27</sup> estableció que los Sistemas Aislados existentes a la fecha de publicación del Reglamento deberían obtener la correspondiente Concesión Definitiva para la explotación de las Obras Eléctricas que estuviesen ejecutando.

En la legislación vigente, tanto en la Ley 125-01 como en su Reglamento, la gran mayoría de las reglas no hacen distinción entre el SENI y los sistemas aislados. Sistema Aislado, es “todo sistema eléctrico que no se encuentra integrado al SENI”, según la definición de la Ley 125-01.

Las reglas legales aplicables a los sistemas aislados fueron analizadas en el Informe de Diagnóstico, donde se concluyó lo siguiente:

- El modelo de organización del sector que prevé la ley es el mismo tanto en los sistemas aislados como en el sistema interconectado (SENI);
- La principal regla que diferencia a los sistemas aislados de la aplicable en el SENI está vinculada al tipo de organización empresarial permitida, y está contenida en el artículo 11 de la Ley 125-01. Dicho artículo impone una desintegración vertical que se aplica a las empresas que actúan en el SENI, pero no a las que operan en sistemas aislados<sup>28</sup>;

<sup>27</sup> Reglamento de Aplicación de la Ley No. 125-01, Artículo 89.- Los Sistemas Aislados con demanda máxima de potencia superior a dos (2) megavatios (MW), existentes a la fecha de publicación del presente Reglamento, a fin de adecuarse a lo prescrito en la Ley, deberán en un plazo no mayor de seis (6) meses proveerse de la correspondiente Concesión Definitiva para la explotación de las Obras Eléctricas que estén ejecutando, para lo cual deben cumplir con los siguientes requisitos: ...

<sup>28</sup> Esto hace referencia a la estructura empresarial (integrada o desintegrada verticalmente), pero no a la forma de organización del sector.

- La gran mayoría de las reglas de la ley, incluyendo a aquellas relativas a concesiones, servidumbres, control por parte de la SIE, derechos de usuarios, obligaciones de distribuidores y comercializadores, disposiciones penales, etc. son aplicables a todo el país, tanto en el SENI como en los sistemas aislados.

El Reglamento de Medición Neta se aplica en los sistemas aislados, y la Ley 57-07 tampoco hace distinción alguna entre sistemas aislados o interconectado.

Con relación a la reglamentación de la ley, algunas reglas especifican que son aplicables únicamente a los sistemas aislados, mientras que en otras no se hace distinción. Por eso, el equipo TAF interpreta que cuando en la reglamentación no se aclara a qué sistemas se aplica, es porque se aplica a todos, tanto al interconectado como a los aislados.

Con respecto a la calidad de servicio, el reglamento de la Ley 125-01 hace un tratamiento diferenciado entre las reglas sobre calidad de servicio aplicables en el SENI de aquellas aplicables en sistemas aislados. En este sentido, la reglamentación establece los estándares aplicables en el SENI únicamente, mientras que en los sistemas aislados dichos estándares se fijan en el contrato de concesión<sup>29</sup>.

El Pacto Eléctrico hizo referencia a esta cuestión y reclamó que la SIE regulara y controlara el servicio brindado en los sistemas aislados<sup>30</sup>.

Con relación a la regulación que ejerce la SIE en los sistemas aislados, el equipo TAF podría decir que tanto la SIE como el PROTECOM realizan algún tipo de fiscalización en algunos sistemas aislados, pero no en todos. Existen oficinas del PROTECOM en la Zona de Bávaro, próxima al área de servicio del Consorcio Energético Punta Cana Macao<sup>31</sup>.

Hay dos clases de sistemas aislados, los desarrollados en zonas urbanas y los desarrollados en desarrollos de condominios o barrios enteramente privados.

#### **Box 11: Antecedentes y tipos de sistemas aislados**

Los Sistemas Aislados de la República Dominicana, se han desarrollado en las zonas turísticas, específicamente en las costas playeras, que requerían una calidad de servicio que las distribuidoras existentes no podían satisfacer en tiempo y forma. En estos casos, se buscó una solución a través del otorgamiento de concesiones en los denominados “sistemas aislados” a empresas privadas que podrían brindar el servicio requerido en dichos desarrollos turísticos e inmobiliarios.

En algunos sistemas aislados se otorgó concesión a empresas privadas para suministrar electricidad en zonas turísticas ya desarrolladas, mientras que en otros fueron las mismas empresas turísticas hoteleras o emprendimiento urbanístico de la región quienes desarrollaron por sí mismas el sistema eléctrico local.

En este sentido, en la República Dominicana pueden distinguirse dos tipos de sistemas aislados:

- (a) Sistemas aislados desarrollados en ciudades y zonas urbanas aisladas, en los que hay un concesionario de distribución privado de electricidad que brinda un servicio público de electricidad. Entre los sistemas aislados

<sup>29</sup> Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículo 92, letra b).

<sup>30</sup> El párrafo 6.3.1 del Pacto Eléctrico estableció: “Los Sistemas Aislados de Electricidad deberán estar sometidos a las políticas de regulación y supervisión por parte de la Superintendencia de Electricidad (SIE) y su régimen tarifario deberá establecerse en función de la tarifa técnica según la normativa vigente (incluido lo establecido en el artículo 2 definición 68 y de los artículos 111 al 116 de la Ley No. 125-01 y sus modificaciones como aparecen al momento de la firma del Pacto) y los estándares de calidad y confiabilidad del servicio eléctrico que brinda cada sistema aislado. En adición a la implementación de la tarifa técnica, deberá considerarse la planificación de las eventuales inversiones necesarias para el desarrollo de estos sistemas, procurando mayor eficiencia en sus costos de generación, transmisión, distribución y comercialización”.

<sup>31</sup> <https://cepm.com.do/cepm-saluda-inauguracion-de-oficina-protecom-en-bavaro/>

de este tipo se encuentran el Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM), la Compañía Eléctrica de Bayahibe (CEB), **El Progreso del Limón** y Puerto Plata de Electricidad;

- (b) Sistemas aislados en condominios o emprendimientos turísticos desarrollados en terrenos enteramente privados. Estos sistemas constituyen verdaderos barrios privados, donde no hay calles ni acceso públicos. En este tipo de desarrollos, la exclusividad y la preocupación por la seguridad los aleja del modelo de ciudad abierta. En estos sistemas, el mismo emprendimiento que hace el desarrollo turístico o urbanístico también provee servicios de electricidad a sus moradores internos. Ejemplos de este tipo de sistemas aislados son Cap Cana Caribe S.A., Central Romana y Punta Cana. En este tipo de proyectos inmobiliarios privados, los proveedores del servicio eléctrico, en la práctica, no son regulados o fiscalizados. Estos sistemas se autoabastecen y generan energía para su consumo y, en la práctica, tanto las tarifas que se cobran como la calidad del servicio que se brinda a sus residentes no son controlados por las autoridades.

Los Sistemas Aislados de la República Dominicana son los siguientes:

**Tabla 1: Lista de Sistemas Aislados que existen actualmente<sup>32</sup>**

No	Empresa	Ubicación	Inicio de Operación	Tipo de Servicio
1	Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM)	La Altagracia	1992	Servicio público
2	Compañía Eléctrica de Bayahibe (CEB)	La Altagracia	1998	Servicio público
3	Corporación Eléctrica y de Servicio de Punta Cana	La Altagracia	1969	Servicio/ barrio privado
4	Cap Cana Caribe S.A. <sup>33</sup>	La Altagracia	2007	Servicio / barrio privado
5	Puerto Plata de Electricidad <sup>34</sup>	Puerto Plata	1989	Servicio público
6	Costasur Dominicana S.A. (Central Romana)	La Romana	1917	Servicio/ barrio privado

El equipo TAF interpreta y recomienda lo siguiente, respecto a los sistemas aislados y a la fiscalización que la SIE debe ejercer:

- (1) La diferenciación acerca de ambos tipos de sistemas aislados y de consecuente forma de regulación no están previstos en la legislación vigente;
- (2) Esta diferenciación se basa en lo que sucede en la práctica, que a su vez goza también de alguna aceptación generalizada. En este sentido, los residentes en los sistemas aislados que brindan el servicio público de electricidad acuden a la SIE cuando tienen algún reclamo sobre su servicio de electricidad y la SIE dirime dichas quejas. Esto no sucede en sistemas aislados donde hay condominios o barrios enteramente privados;
- (3) No hay duda de que en los sistemas aislados en los que se brinda un servicio público, los proveedores de servicio deberían estar sometidos al control de la SIE. La fiscalización por parte de la SIE debería ser similar a la que ejerce sobre las empresas que están en el SENI. Las únicas reglas distintas que

<sup>32</sup> Aparte de este listado de empresas existen otras dos empresas que anteriormente operaron como sistemas aislados de servicio público, pero posteriormente se les otorgó una concesión de distribución y actualmente operan como empresas de distribución interconectadas con el SENI, estas son: Luz y Fuerza de Las Terrenas que inició sus operaciones en el año 1994 y El Progreso del Limón que inició sus operaciones en el año 1997.

<sup>33</sup> ue Cap Cana Caribe SA ha sido el único Sistema Aislado en iniciar sus operaciones en fecha posterior a la fecha de adopción de la Ley 125-01, I marco normativo del sector eléctrico.

<sup>34</sup> La empresa Puerto Plata de Electricidad ha solicitado su concesión, petición aún en proceso.

deberían aplicarse respecto a la regulación de estos sistemas aislados deberían limitarse a aquellas expresamente previstas por la Ley 125.01, o por su reglamentación;

- (4) Los contratos de concesión deberían ser todos públicos, algo que no se cumple y que la ley exige. Todos los usuarios deberían estar no solamente informados de sus derechos, sino también de las obligaciones del prestador (tanto hacia los usuarios como hacia el Estado concedente). No hay razones para limitar dicha información que es vital para evaluar la transparencia de la actuación de la administración pública;
- (5) El equipo TAF entiende que podría haber razones, por ejemplo, necesidades de desarrollo turístico o urbano del país, o a razones de seguridad, que podrían justificar reglas diferentes respecto a la regulación y control que la SIE debería ejercer sobre condominios o barrios enteramente privados. Como dichas razones no se vinculan al sector energético, sino a políticas de otros sectores (turístico, económico, de seguridad, etc.), el equipo TAF no puede emitir una opinión respecto a su conveniencia o necesidad. Esto sucede en otros países también;
- (6) Por eso, el equipo TAF se limitó a recomendar que, si las autoridades consideran que debe haber reglas diferenciadas y un tratamiento distinto de algún tipo de sistema eléctrico aislado, ello debería estar claramente establecido en la Ley que regula el sector eléctrico. Por ahora, la Ley 125-01 no prevé dicha distinción;
- (7) Por lo tanto, si la política turística, urbanística o de seguridad del país hicieran necesario restringir la supervisión y regulación por parte de las autoridades eléctricas de algún tipo de sistema aislado, dicha limitación y distinción deberían incorporarse en una modificación legal a la Ley 125-01. Asimismo, debería evaluarse la constitucionalidad de tal distinción.

### **2.5.8 LA UERS**

La Ley 125-01 previó la creación de la UERS en su artículo 138 párrafo II. Posteriormente, el Decreto 16-06 la estableció como una dependencia de la CDEEE. En el Informe de Resultados se señalaron algunas inconsistencias mencionadas por los representantes de la UERS en cuanto a su funcionamiento<sup>35</sup>.

En el Pacto Eléctrico se llegó al consenso de que la Unidad de Electrificación Rural y Sub-Urbana (UERS) y sus competencias en materia de identificación y diseño de planes de electrificación rural y suburbana se integraran al MEMRD, mediante la creación de una unidad especializada.

En el Informe de Diagnóstico, el equipo TAF recomendó seguir la propuesta del Pacto Eléctrico e integrar la UERS en el MEMRD.

En este sentido, y tal como se señaló en el Informe de Diagnóstico, dicha propuesta es consistente con la necesidad de que los planes específicos en materia de electrificación rural y suburbana sean contemplados y se adecúen a lo previsto en la planificación del subsector eléctrico, que es coordinada por el MEMRD.

### **2.5.9. OTRAS RECOMENDACIONES RELATIVAS A LA REGULACIÓN SECTORIAL**

El equipo TAF recomienda la adopción de mecanismos de consulta por parte de las autoridades del sector eléctrico.

---

<sup>35</sup> Al respecto se indicó que la Ley 125-01 y el Decreto No. 16-06 otorgaron una autonomía financiera y administrativa a la UERS, pero que no se cumplía. La Ley 125-01 asignó fondos a la UERS para su financiamiento que ésta no recibe de manera directa, sino que se le giran a través de la CDEEE. Según la UERS, la CDEEE no le envía todos los fondos asignados.

### **Box 12: Ventajas de los mecanismos de consulta**

Entre los mecanismos internacionalmente utilizados por reguladores se destacan la audiencia pública y los documentos de consulta. Ellos son implementados por muchos reguladores del mundo, de países de distinto continente, tamaño y nivel de desarrollo (desde el Reino Unido hasta Barbados).

Los mecanismos de consulta tienen las siguientes ventajas:

- Informan al público y otorgan legitimidad a la decisión que luego se toma;
- Permite a las autoridades escuchar todas las distintas opiniones, a veces contrapuestas, de todos aquellos a los que la decisión afectará, incluyendo actores del sector, así como usuarios;
- Si algún aspecto del tema a decidir no hubiese sido considerado por la autoridad, los mecanismos de consulta permiten subsanar esto;
- Obligan a la autoridad a comportarse de forma más transparente;
- Permiten advertir errores antes de tomar la decisión;
- Todo lo mencionado evita posteriores reclamos, recursos administrativos y judiciales, y modificación de decisiones.

Por lo expuesto, el equipo TAF recomienda que la ley:

- (1) Como principio general, aliente a las autoridades del sector a realizar audiencias públicas y/o a emitir documentos de consulta antes de tomar decisiones de sobre el sector; y
- (2) En casos específicos, imponga la obligación de realizar al menos un tipo de consulta pública antes de tomar una decisión. Se sugiere que la consulta pública sea obligatoria en los siguientes casos:
  - Adopción de política sectorial. Esto es exigido por el artículo 12 inciso 13) de la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247-12 que exige a las autoridades implementar mecanismos de participación en la adopción de políticas públicas;
  - Revisiones tarifarias;
  - Aprobación de ampliaciones de transmisión (de cierta envergadura, que puede estar definida por la reglamentación);
  - Aprobación de reglamentaciones sobre generación distribuida y modificaciones al Reglamento de Medición Neta;
  - Antes de adoptar precios mínimos y máximos aplicables a un régimen retributivo especial aplicable a generación renovable.

#### **2.5.10 PROPUESTAS EN MATERIA DE COMPETENCIAS DE AUTORIDADES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO**

A continuación, se incluye un cuadro en el que se detallan las competencias actuales de las autoridades del sector (el MEMRD, la CNE y la SIE), y las que tendrían el MEMRD y la SIE como consecuencias de:

- La absorción de la CNE y la UERS por parte del MEMRD; y
- Las recomendaciones del equipo TAF en materia de competencias.

**Tabla 2: Competencias del MEMRD**

<b>MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS</b>		
<b>FUNCIONES</b>	<b>ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA</b>	<b>COMENTARIOS - RECOMENDACIONES</b>
<p><b>1. POLÍTICA ENERGÉTICA</b></p>	<p>Como órgano rector del sistema, el MEMRD es responsable de la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias relativas al sector energético, incluyendo al subsector de energía eléctrica (art. 2 y 3, Ley 100-13).</p> <p>En particular, el MEMRD debe adoptar políticas relativas a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Exploración, explotación, transformación de minerales;</li> <li>• Uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternativas de energía;</li> <li>• Promoción de políticas que aseguren la cobertura, el abastecimiento y accesibilidad de la energía;</li> <li>• Asegurar el abastecimiento. El MEMRD debe velar por la seguridad del abastecimiento energético, desde la política del almacenamiento de suministros, infraestructura para la distribución y transmisión eficiente de los mismos, diseño de composición ideal de la matriz energética y planes.</li> </ul>	<p>Esta competencia corresponde al MEMRD. Todas las disposiciones legales contradictorias o inconsistentes con ello deben ser derogadas.</p>



**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

<b>FUNCIONES</b>	<b>ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA</b>	<b>COMENTARIOS - RECOMENDACIONES</b>
<p><b>2. PLANIFICACIÓN</b></p>	<p>En esta materia, el MEMRD debe:</p> <p>(a) Formular y adoptar planes generales, programas, proyectos y servicios relativos al sector energético, incluyendo al subsector de energía eléctrica (art. 2, Ley 100-13);</p> <p>(b) Diseñar planes y proyectos para la construcción de nuevas infraestructuras energéticas estratégicas relacionadas al transporte de combustibles, almacenaje, refinamiento y gasoductos, oleoductos y redes de transmisión y distribución;</p> <p>(c) Realizar permanentemente el estudio y evaluación de la interacción de energía y transporte y formulación de planes y proyectos para su efficientización.</p>	<p>Estas funciones corresponden al MEMRD. Hasta ahora había un solapamiento con las funciones que ejercía la CNE en virtud de la Ley 125-01. Pero como la Ley 100-13 es posterior a la 125-01, implícitamente modificó esta última y prevalece.</p> <p>No obstante, si la CNE es absorbida por le MEMRD, tal como se recomienda en este informe, quedaría claro que esta competencia corresponde únicamente al MEMRD.</p> <p>Si se implementara la recomendación de crear una agencia de energía, mencionada en el título 2.5.4, algunas tareas preparatorias o de apoyo, serían realizadas por dicha Agencia de Energía. No obstante, esta última no tendría facultades decisorias, sino de apoyo al MEMRD, por lo que la competencia final relativa a la planificación continuaría correspondiendo al MEMRD, que sería el responsable final en materia de planificación.</p> <p>Por lo tanto, todas las funciones de planificación que en la actualidad son realizadas por la CNE, deberán ser traspasadas al MEMRD.</p>



**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

<b>FUNCIONES</b>	<b>ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA</b>	<b>COMENTARIOS - RECOMENDACIONES</b>
<b>3. TUTELA ADMINISTRATIVA Y RECTORÍA</b>	<p>Control sobre instituciones del sector, asegurar que las instituciones descentralizadas se ajusten a las prescripciones legales; y controlar que se cumplan con las políticas y normas vigentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(a) Tutela administrativa de todos los organismos autónomos y descentralizados adscritos a su sector;</li> <li>(b) Presidir la Comisión Nacional de Energía;</li> <li>(c) Dirigir la formulación, el seguimiento y la evaluación de las políticas energéticas y mineras;</li> <li>(d) Ejercer la rectoría de las políticas públicas que tienen que desarrollar los institutos autónomos, empresas y patronatos públicos adscritos al ministerio.</li> </ul>	<p>El Ministerio debe tener este rol porque lo asigna la Ley 100-13 y también porque, en función de lo establecido por la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247-12, le corresponden por su condición de ministerio.</p>
<b>4. NORMATIVO</b>	<p>Proponer anteproyectos de leyes, decretos y reglamentos relativos al sector energía y minas.</p>	<p>El MEMRD es quien debe tener competencias para proponer proyectos de leyes, decretos y reglamentos (excepto los casos en los que la ley 125-01 expresamente otorga facultad a la SIE de adoptar ciertos reglamentos).</p>
<b>5. EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES</b>	<p>El MEMRD debe “promover” y “asegurar” el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía. En coordinación con el Ministerio de Industria, Comercio y MIPYMES, el MEMRD debe promover el ahorro y consumo racional de hidrocarburos.</p> <p>El MEMRD debe administrar el Fondo Especial creado por la Ley 112-00, para uso en el Fomento de Programas de Energía Alternativa, Renovables o Limpias y para los Programas de Ahorro de Energía (art. 12, Ley 100-13).</p>	<p>Este Fondo Especial fue eliminado mediante la Ley 253 de 2012 (desapareció el párrafo IV del artículo 1 de la Ley 112-00 que había creado el fondo). Entonces, excepto que se pretenda reinstaurar el fondo eliminado por la Ley 253-12, se recomienda eliminar el artículo 12 de la Ley 100-13.</p>

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

<b>FUNCIONES</b>	<b>ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA</b>	<b>COMENTARIOS - RECOMENDACIONES</b>
<b>6. FISCALIZACIÓN</b>	Velar por el cumplimiento de las normas de seguridad y mantenimiento de las infraestructuras energéticas.	Se recomienda que el MEMRD no tenga funciones de fiscalización en esta área. Estas funciones deberían transferirse por ley a la SIE.
<b>7. HIDROCARBUROS</b>	Conceder permisos de exploración y concesiones para la explotación de hidrocarburos. Declarar caducas las concesiones de exploración y explotación minera.	Se recomienda mantener estas competencias en el MEMRD.
<b>8. OTORGAMIENTO DE PERMISOS</b>	Los permisos autorizan a ocupar bienes nacionales o municipales de uso público, con obras de generación. En el caso de los permisos que deben otorgarse a aquellos exceptuados de la obligación de obtener una concesión, es la SIE quien los otorga (art. 58 Ley, 125-01), y quien autoriza su transferencia (art. 59).	Se propone que los permisos de ocupación de bienes nacionales sean emitidos por el MEMRD, ya que esta competencia está vinculada a la evaluación de solicitudes de títulos habilitantes de generación. También proponemos que sea el MEMRD quien autorice la transferencia de permisos. Interpretamos que los permisos municipales deben ser otorgados por los municipios.
<b>9. COMPETENCIAS EN MATERIA DE HIDROCARBUROS</b>	El artículo 19, Ley 113-10 transfirió al MEMRD todas las competencias que las Leyes 290-66 y 146-71 (decreto 207-09) habían otorgado a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, actualmente perteneciente al Ministerio de Industria y Comercio (actualmente Ministerio de Industria, Comercio y MIPYMES) en materia de minería y energía. Luego, la Ley 37-17 otorga todas las competencias relativas al <i>midstream</i> y <i>downstream</i> al MICM:	Se recomienda establecer de manera clara y explícita las competencias que corresponden al MEMRD en las distintas actividades del subsector de hidrocarburos, eliminando las contradicciones existentes entre las Leyes 100-13 y 37-17; También se recomienda derogar las normas inconsistentes con dicho reparto de poderes.
	Competencias en materia de política y planificación del subsector hidrocarburos.	Se recomienda traspasar estas funciones al MEMRD.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS		
FUNCIONES	ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA	COMENTARIOS - RECOMENDACIONES
	<p>Competencias vinculadas al <i>midstream</i> y <i>downstream</i> que actualmente corresponden al MICM (importación y reexportación; construcción y operación de terminales de importación, depósitos y almacenamiento; refinación, purificación, mezcla, procesamiento y transformación; envase, transporte, distribución, venta al por mayor y al detalle; construcción y operación de estaciones de expendio de combustibles; control y abastecimiento).</p>	<p>Se recomienda aclarar por ley qué funciones de <i>midstream</i> y <i>downstream</i> del subsector de hidrocarburos corresponden al el MICM, y cuáles al MEMRD. Asimismo, se sugiere que en el largo plazo se analice la posibilidad de integrar estas funciones en el MEMRD. Las justificaciones se mencionaron en los títulos 2.4.2 y 2.4.3 de este reporte</p>

Tabla 3: Competencias de la CNE que se traspasarían al MEMRD

COMPETENCIAS DE LA CNE QUE SE RECOMIENDA TRASPASAR AL MEMRD		
FUNCIONES	ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA	COMENTARIOS - RECOMENDACIONES
<p><b>1. PLANIFICACIÓN SECTORIAL</b> (Ley 125-01 y 57-07)</p>	<p>General:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elaboración planes indicativos para el sector energético (art. 12, Ley 125-01);</li> <li>• Estudiar las proyecciones de la demanda y oferta de energía; velar por la eficiencia y de óptima utilización de recursos, y velar por la satisfacción de la demanda (art. 12 y 14.c).</li> </ul>	<p>Los artículos de la Ley 125-01 citados debieron haber sido derogados porque:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estas competencias fueron otorgadas al MEMRD por la Ley 100-13. Esta última ley debió haber derogado los artículos de la Ley 125-01 inconsistentes con sus disposiciones;</li> <li>• En virtud de la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247-12 las competencias en materia de planificación corresponden a los ministerios.</li> </ul>
	<p><b>ENERGÍAS RENOVABLES:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fijación de cuotas obligatorias de energías renovables en el mercado de energía eléctrica y/o de los combustibles (art. 19, Ley 57-07).</li> </ul>	<p>Se recomienda traspasar estas funciones al MEMRD.</p>

COMPETENCIAS DE LA CNE QUE SE RECOMIENDA TRASPASAR AL MEMRD		
FUNCIONES	ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA	COMENTARIOS – RECOMENDACIONES
<p><b>2. REGLAMENTARIO EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES</b> (Ley 57-07)</p>	<p>Generación Distribuida.</p> <p>Competencias relativas a los biocombustibles:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fijación proporciones de biocombustibles (art. 22);</li> <li>• Adopción reglamento para cada energía renovable (art. 27);</li> <li>• Reglamentar sobre cultivo de productos que son fuentes de energías renovables en el 15% de las tierras del Consejo Estatal de Azúcar.</li> </ul>	<p>Se recomienda traspasar estas funciones al MEMRD.</p> <p>Se recomienda traspasar estas funciones al MEMRD.</p>
<p><b>3. CONCESIONES</b></p>	<p>Actualmente, la CNE tiene las siguientes funciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se "pronuncia" sobre la solicitud de concesión (la SIE recibe solicitudes y las remite luego a la CNE junto con un informe sobre la petición);</li> <li>2. Si la CNE aprueba la solicitud y el Poder Ejecutivo otorga la "autorización";</li> <li>3. Opina sobre la revocación de concesiones definitivas (además de la SIE, resuelve el Poder Ejecutivo);</li> <li>4. Informa al Poder Ejecutivo las resoluciones y autorizaciones y demás actos de las autoridades administrativas que aprueben concesiones, contratos de operación o administración, permisos y autorizaciones.</li> </ol>	<p>Actualmente, la SIE y la CNE intervienen en la evaluación de la solicitud de concesiones de todo tipo. Luego, el Poder Ejecutivo otorga la concesión.</p> <p>En el Informe de Diagnóstico, y conforme a los detalles incluidos en el sobre Concesiones, se recomiendan las siguientes modificaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Que el tipo de título habilitante requerido para realizar la actividad de generación y comercialización sea la licencia, en lugar de la concesión. La concesión debería mantenerse para realizar actividades de redes de transmisión y distribución;</li> <li>• Que una sola autoridad intervenga en todo el proceso de evaluación de solicitudes de licencias y de concesiones, y que dicha autoridad sea el MEMRD;</li> <li>• Que el MEMRD otorgue licencias y, de poder implementarse las recomendaciones del capítulo sobre Concesiones, también otorgue concesiones.</li> </ul> <p>Se recomienda transferir por ley las competencias para evaluar solicitudes de licencias y concesiones, así como</p>

<b>COMPETENCIAS DE LA CNE QUE SE RECOMIENDA TRASPASAR AL MEMRD</b>		
<b>FUNCIONES</b>	<b>ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA</b>	<b>COMENTARIOS – RECOMENDACIONES</b>
<b>4. FISCALIZACIÓN EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES</b>	Control del cumplimiento de la Ley 57-07 (art 6) y de su reglamento, y de la aplicación de incentivos previstos.	Se recomienda traspasar estas funciones al MEMRD. Se recomienda también que el MEMRD ejerza estas competencias con el apoyo de la agencia de energía, cuya creación se recomendó, que debería hacer un seguimiento sobre esta cuestión y reportar al MEMRD para que éste pueda adoptar decisiones. Esto debe eliminarse porque el uso de este fondo con ese fin fue eliminado por la Ley 253-12. Debe destacarse que durante los 12 años en que estuvo vigente, los recursos previstos por la ley para este fondo nunca fueron asignados.
<b>5. PRECIOS ENERGÍAS RENOVABLES</b>	Recomendación de precios mínimos y máximos aplicables a energías renovables a la SIE.	Se recomienda traspasar estas funciones al MEMRD.
<b>6. AUTORIZACIÓN INCENTIVOS A ENERGÍAS RENOVABLES</b>	Autorizar o rechazar las solicitudes de aplicación a los incentivos previstos por la Ley 57-07.	Se recomienda traspasar estas funciones al MEMRD.
	Reservar y afectar el 20% de Fondo previsto por la Ley 112-00 (impuesto a combustibles fósiles) para incentivo a proyectos comunitarios. (art. 13).	Esto no se cumplió, y además el fondo fue eliminado por la Ley 253-12. Por eso, el art. 13 de la ley 57-07 <sup>36</sup> es inconsistente con la ley 253-12.

<sup>36</sup> También se recomienda eliminar el art. 12 de la ley 100-13, que trata el mismo aspecto del Fondo Especial creado por la ley 112-00

<b>COMPETENCIAS DE LA CNE QUE SE RECOMIENDA TRASPASAR AL MEMRD</b>		
<b>FUNCIONES</b>	<b>ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA</b>	<b>COMENTARIOS - RECOMENDACIONES</b>
		<p>Por lo tanto, debe restablecerse el fondo mediante una nueva ley (modificando lo establecido por la Ley 253-12), o directamente eliminarse el art. 13 de la Ley 57-07.</p> <p>Sería deseable y recomendable que el fondo se restableciera, pero no se advierte voluntad política de hacerlo, ya que ni siquiera se cumplió cuando estaba vigente. Por lo tanto, subsidiariamente, se sugiere al menos eliminar la inconsistencia legal.</p>

**Tabla 4: Competencias de la SIE**

<b>SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE)</b>		
<b>FUNCIONES</b>	<b>ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA</b>	<b>COMENTARIOS - RECOMENDACIONES</b>
<b>1. TARIFARIAS</b>	<p>Elabora la estructura y niveles de precios regulados de la electricidad, y fija las tarifas y peajes regulados (art. 24 inciso a) y 84 de la Ley 125-01).</p> <p>Decide sobre modificaciones tarifarias solicitadas por las empresas reguladas (art. 24 inciso b) de la Ley 125-01), y otros aspectos relacionados a las tarifas (aportes financieros reembolsables (art. 105 Ley 125-01).</p>	<p>Se recomienda mantener estas funciones en la SIE.</p>
<b>2. FISCALIZACIÓN</b>	<p>La SIE tiene una función general de fiscalización (art. 24, Ley 125-01). Ello implica:</p> <p>1. Control del cumplimiento de todo tipo de legislación (leyes, decretos, reglamentos, normas técnicas, de calidad, de seguridad, de protección ambiental, etc.). aplicación de las sanciones previstas en la legislación en caso de incumplimiento;</p>	<p>Se mantienen estas funciones en la SIE.</p> <p>No obstante, algunas de estas funciones no se cumplen adecuadamente.</p>



<b>SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE)</b>		
<b>FUNCIONES</b>	<b>ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA</b>	<b>COMENTARIOS - RECOMENDACIONES</b>
<b>3. LICITACIONES</b>	<p>2. Monitoreo del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas (art. 24, Ley 125-01);</p> <p>3. Acceso a la información;</p> <p>4. Supervisión del Organismo Coordinador;</p> <p>5. Conocer previamente a su puesta en servicio la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, y solicitar al organismo competente la verificación del cumplimiento de las normas técnicas, así como las normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica dispuestas por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, quien lo certificará;</p> <p>6. Requerir de las empresas eléctricas, de los autoproductores, de los cogeneradores y de sus organismos operativos los antecedentes técnicos, económicos y estadísticos necesarios para el cumplimiento de sus funciones y atribuciones.</p>	<p>Se propone pasar la competencia en materia de licitaciones al MEMRD.</p> <p>Las justificaciones de esta propuesta son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Esta función está vinculada a la de planificación del subsector eléctrico, por la que el MEMRD es responsable. En este sentido, las bases de las licitaciones de generación deberían, al establecer el tipo de generación y tecnología, ajustarse a la planificación y política en materia de abastecimiento de energía que fija el MEMRD;</li> </ul>

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE)		
FUNCIONES	ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA	COMENTARIOS - RECOMENDACIONES
<b>4. EVALUACIÓN DE SOLICITUDES DE CONCESIONES</b>	<p>La SIE: recibe solicitudes de concesión definitiva (de generación, transmisión y distribución). La solicitud debe cumplir requisitos legales y reglamentarios, y contener un estudio de impacto ambiental (art. 46).</p> <p>Luego la SIE remite la solicitud a la CNE junto con un informe sobre la petición. La CNE se "pronuncia" sobre la petición. (Si la aprueba el Poder Ejecutivo otorga la "autorización".</p> <p>La SIE también opina sobre la revocación de concesiones definitivas (opina también la CNE, resuelve el Poder Ejecutivo).</p>	<p>Se propuso eliminar esta función de las competencias de la SIE y que todo el proceso de evaluación de solicitudes de concesiones y licencias sea realizado por el MEMIRD.</p>
<b>5. RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS ENTRE ACTORES Y RECLAMOS DE USUARIOS</b>	<p>La SIE resuelve reclamos por, entre o en contra de particulares, consumidores, concesionarios y propietarios y operadores de instalaciones eléctricas.</p> <p>Asimismo, la SIE resuelve reclamos de usuarios contra las distribuidoras (problemas de calidad comercial o técnica, a través de la Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad (PROTECOM) que está bajo la dirección de la SIE. (art. 121, Ley 125-01).</p> <p>Resolución de conflictos relativos a servidumbres, sobre el monto de peajes o sus reajustes (art. 83, Ley 125-01).</p>	<p>Se sugiere mantener estas funciones de la SIE, así como las del PROTECOM.</p> <p>También se recomienda aclarar en la legislación la competencia de la SIE para dirimir conflictos relativos al acceso y uso de las redes entre los operadores de redes (transmisión y distribución) y los usuarios de dichas redes. Se sugiere establecer un plazo máximo en la ley (2 o 3 meses).</p> <p>Se propone mantener el rol de dirimir conflictos relativos a la indemnización debida por la constitución de servidumbres. No obstante, se sugirió que la "afectación"</p>



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE)			
FUNCIONES	ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA	COMENTARIOS - RECOMENDACIONES	
<b>6. OTRAS</b>	Preside y supervisa el Organismo Coordinador.	de heredades a nuevas servidumbres sea hecha por el MEMRD.	
	Da opinión sobre permisos para obras de generación no sujetas a concesión, para usar ocupar bienes nacionales o municipales de uso público.	Se propone mantener esta función en la SIE.	
	Puede tomar decisiones sobre racionamiento de energía en caso de déficit de generación eléctrica derivado de fallas prolongadas en generación o de sequía (art. 101, Ley 125-01).	Se propone mantener esta función en la SIE.	
	Decide sobre intervención de concesionario en cesación de pagos (art. 99, Ley 125-01).	Se recomienda mantener esta función en la SIE, ya que está ligada a su rol como fiscalizador de la concesión.	

## 2.6 OTRAS INSTITUCIONES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

### 2.6.1 ORGANISMO ASESOR

Se mantiene la propuesta ya mencionada en el Informe de Diagnóstico.

#### Box 13: Organismo Asesor

El Organismo Asesor es una institución creada por la Ley 57-07 con una función general de consulta y apoyo a la CNE en la evaluación e implementación de los incentivos a proyectos renovables previstos por dicha ley. Esta institución tiene miembros ad-hoc, convocados cuando las características del proyecto lo requieran.<sup>37</sup>

Con excepción de los incentivos tributarios, todos los mecanismos previstos por dicha ley fueron incumplidos (fijación de cuotas, primas, precios mínimos y máximos, etc.), y el régimen de remuneración implementado finalmente fue distinto al previsto por dicha ley. En conclusión: ni la CNE ni este organismo funcionaron como debieron hacerlo.

Por lo tanto, se recomienda:

- (a) Eliminar este organismo que nunca ha sido conformado;
- (b) Que el MEMRD y la SIE tengan la plena responsabilidad por las competencias otorgadas a cada una de ellas.

### 2.6.2 ORGANISMO COORDINADOR DEL SENI (OC-SENI)

#### Box 14: Organismo Coordinador

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI) fue creado en 1998, mediante la Resolución N° 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio para coordinar la operación de las instalaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad que pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana. Luego, la Ley 125-01 estableció las bases para su organización.

En base a ello, las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los autogeneradores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del SENI, deben constituir e integrar un organismo que coordine la operación de los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización en el SENI, denominado Organismo Coordinador (OC).

El equipo TAF entiende que el Organismo Coordinador funciona correctamente, por lo que, en principio, no se encuentran motivos para proponer modificaciones a la ley 125-01.

No obstante, en el Pacto Eléctrico (5.3.16) se indica que no existe un equilibrio adecuado en la representación y toma de decisiones en el seno del OC-SENI, y recomienda la modificación de sus Estatutos. Asimismo, recomienda la contratación de una consultoría legal para ello y para revisar el funcionamiento de este organismo (5.3.17). Esto último se puede hacer sin modificaciones a las leyes vigentes. Si se acordó en el Pacto Eléctrico, aunque no se haya firmado, parecería haber indicios de que la reforma de los estatutos y de algunos aspectos del funcionamiento del OC-SENI sería necesaria. Por

<sup>37</sup> Según los casos, podrá tener como miembros a un representante de las siguientes instituciones: la Secretaría de Estado de Agricultura; la Secretaría de Estado de Educación Superior, Ciencia y Tecnología; la Superintendencia de Electricidad (SIE); la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID); el Instituto de Innovación en Biotecnología e Industria (IIBI); el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI); la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED); la Dirección General de Impuestos Internos (DGII); la Dirección General de Aduanas (DGA); el Instituto de Energía de la UASD; la Refinería Dominicana de Petróleo; el Consejo Estatal del Azúcar (CEA); la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR).

ello, también se recomienda implementar estas cuestiones acordadas en los puntos 5.3.16 y 5.3.17 del Pacto Eléctrico.

### 2.6.3 LAS TRES DISTRIBUIDORAS ESTATALES

#### A- GESTIÓN DE LAS EDES:

Los numerosos problemas de gestión de las tres distribuidoras estatales (EDES), EDENORTE, EDESUR, EDEEESTE, y sus consecuencias, han sido mencionados en el Informe de Resultados.

#### **Box 15: Los problemas de gestión de las EDEs y sus consecuencias**

Las pérdidas técnicas y comerciales de las tres EDES alcanzan actualmente, en promedio, al 27%, aunque hay sustanciales diferencias entre ellas (las de EDESUR son del 20%, mientras que las de EDEEESTE son del 40%). Ello compromete la viabilidad financiera de las tres distribuidoras, genera ineficiencias en el uso de la energía y contradicen los objetivos del país en materia de cambio climático.

Las altas pérdidas limitan la capacidad de las tres distribuidoras para:

- (a) Hacer inversiones en mantener adecuadamente sus redes de distribución, y de expandir y aumentar la capacidad de sus redes;
- (b) Ofrecer el servicio eléctrico para abastecer toda la demanda en su zona de distribución, haciendo necesaria la existencia de otra institución: la UERS. Ello obliga a duplicar recursos en la misma área;
- (c) Pagar a los generadores, a quienes les pagan con varios meses de demora;
- (d) Pagar a la empresa de transmisión, que luego no cuenta con los recursos para realizar las inversiones necesarias para ampliar la red de transmisión nacional. Estas ampliaciones que por ello no se realizan permitirían interconectar zonas aisladas o para ampliar su capacidad, necesaria para proyectos de energías renovables;
- (e) Las limitaciones de las EDES en materia de inversión en equipamiento y mejoras en las redes les impiden disminuir las pérdidas técnicas y mejorar el servicio;
- (f) Esta situación obliga a muchos usuarios a hacer inversiones enormes en inversores con sistemas de almacenamiento y generadores de emergencia. Se estimó que esto cuesta 600 millones de dólares anuales a particulares y empresas<sup>38</sup>.

En lo que respecta al sistema tarifario aplicable a las EDES se ha informado al equipo TAF lo siguiente:

- (a) Las tarifas aplicables a las tres empresas distribuidoras estatales EDENORTE, EDESUR y EDEEESTE no han sido actualizadas desde 2011;
- (b) Que las tarifas aplicadas por las EDES no permiten cubrir los costos de las distribuidoras, lo que afecta su viabilidad financiera. No existe contabilidad auditada;
- (c) Hay subsidios cruzados entre categorías de consumidores, donde los grandes consumidores pagan proporcionalmente más por la energía consumida y subsidian a las categorías de usuarios que consumen menos;
- (d) Hay limitaciones políticas que, en alguna medida, impiden a las EDES mejorar su gestión, en particular en lo que respecta a las pérdidas comerciales.

El sector eléctrico no podrá ser viable financieramente, ni sostenible y consecuente con los objetivos de cambio climático del país si no se resuelven las ineficiencias de la gestión de las EDES. Además, el Estado Dominicano debe subsidiar a las EDES para que puedan seguir operando.

<sup>38</sup> La estimación fue realizada por la universidad "Instituto Tecnológico de Santo Domingo" (INTEC).

El Pacto Eléctrico hizo una importante cantidad de propuestas con el objeto de mejorar la gestión y control de las EDES, las que se sintetizan abajo.

#### **Box 16: Propuestas del Pacto Eléctrico para resolver los problemas de gestión de las EDES**

El Pacto eléctrico definió de forma detallada, medidas para asegurar la “sostenibilidad financiera del subsector eléctrico”, que asegurase la capacidad de las empresas de cubrir sus gastos operativos, de mantenimiento y de inversión, y que redundase en la mejora del servicio, incluyendo:

- Un plan de inversión de las distribuidoras para la gestión de pérdidas para evitar siniestralidad eléctrica, y un plan de mantenimiento para prevenir averías y riesgos a las instalaciones y a las personas (7.2.5);
- Un plan de negocios y plan estratégico para la mejora de la gestión de las empresas eléctricas (8.1) que detalló indicadores a tomar en cuenta, con plazos de implementación a muy corto plazo;
- Medidas concretas tales como:
  - Un plan detallado de “Mejora de Gestión” por empresa, con objetivos y metas de desempeño específicas, medibles y auditables;
  - Un “Plan Integral de Reducción de Pérdidas de Electricidad (técnicas y comerciales), con objetivos y metas de desempeño específicos, medibles y auditables. El Pacto Eléctrico incluyó detalles acerca de su contenido mínimo (8.1.9);
  - Un segundo Plan de Reducción de Pérdidas cuando se lograra el nivel de pérdidas acordado de 15% o terminado el plazo de seis años, que obligaría a la SIE a establecer nuevas metas consistentes con estándares internacionales (8.1.4);
  - Un sistema de monitoreo y evaluación del servicio;
  - Un régimen de sanciones por incumplimiento de las metas;
  - Medidas para implementar una gestión transparente de la información, tanto por parte de las empresas como de las autoridades (8.1.11.).

El Pacto Eléctrico también acordó también:

- Obligaciones detalladas que las empresas eléctricas estatales deberían cumplir para asegurar la transparencia en la información relativa a su gestión (8.5);
- Un programa denominado “Flujos Financieros Oportunos” (8.6) para restituir definitivamente la cadena de pagos en todos los eslabones del subsector eléctrico, que obliga a las empresas eléctricas estatales a hacer una programación presupuestaria realista y que incluye muchos detalles sobre normas que deberían ser adoptadas por la SIE o el MEMRD según los casos, procedimientos de liquidación de pagos, entre otros;
- Medidas detalladas para mejorar la gestión de las EDES, que incluyeron la obligación de:
  - Desarrollar un programa de campo para regularizar la situación de usuarios sin contratos de suministro. (6.5.3);
  - Modificar aspectos de la prestación del servicio (instalación de energía trifásica en áreas de concentración de pequeñas y medianas empresas (6.5.4);
  - Mejorar aspectos del servicio comercial (6.5.5), tales como mejorar y facilitar el acceso de los clientes o usuarios titulares a su factura, historiales de consumo, aspectos técnicos relevantes del servicio, fianzas, cortes, reclamaciones;
  - Mejorar del ejercicio de derechos de los usuarios, tanto en aspectos comerciales (6.5.5, 6.5.7) como técnicos (6.5.6);
  - Implementar el derecho a compensación por energía no servida y por daños a terceros (6.5.9);
  - Proveer información e implementar medidas de educación al consumidor (6.5.8).

En materia tarifaria, el Pacto Eléctrico acordó un régimen tarifario aplicable a las EDES (8.2) y una estrategia (8.2.1) que consistió en:

- Definir un régimen tarifario de referencia, que marcará el objetivo a cumplir en los siguientes 5 años y creará las condiciones para la posterior implementación de la tarifa técnica (8.2.2);
- Definir un régimen tarifario de transición a aplicar en el período 2017-2022 que convergiera al régimen tarifario de referencia (8.2.3);
- Desarrollar los pasos necesarios para la convergencia del régimen de transición al régimen de referencia (cumplir con programas de reducción de pérdidas y el cronograma de mejora de gestión de las EDES, aspectos tarifarios, de subsidios);
- Se definieron detalles sobre las tarifas que en adelante debería calcular y aprobar la SIE, incluyendo aspectos de la estructura tarifaria (8.3.1), la implementación de una tarifa técnica (8.4).

Otras recomendaciones incluyeron medidas detalladas tendientes a:

- Desarrollar un programa de campo para regularizar la situación de usuarios sin contratos de suministro. (6.5.3);
- Modificar aspectos de la prestación del servicio (instalación de energía trifásica en áreas de concentración de pequeñas y medianas empresas (6.5.4);
- Mejorar aspectos del servicio comercial (6.5.5), tales como mejorar y facilitar el acceso de los clientes o usuarios titulares a su factura, historiales de consumo, aspectos técnicos relevantes del servicio, fianzas, cortes, reclamaciones;
- Mejorar el ejercicio de derechos de los usuarios, tanto en aspectos comerciales (6.5.5, 6.5.7) como técnicos (6.5.6).;
- Implementar el derecho a compensación por energía no servida y por daños a terceros (6.5.9);
- Proveer información e implementar medidas de educación al consumidor (6.5.8).

Se recomienda implementar las recomendaciones del Pacto Eléctrico, ya que fue ampliamente debatido por la sociedad y la industria, y parece realista. Por lo tanto, debería ser realizable si existiese decisión política de modificar esta situación. Sería necesario revisar los cronogramas, pero eso no debería constituir mayor inconveniente.

Muchas de las recomendaciones simplemente exigen el cumplimiento de la legislación en vigor por parte de autoridades y empresas eléctricas estatales.

En otros casos, las recomendaciones del Pacto Eléctrico exigen modificaciones tarifarias estructurales, aspecto que suele tener un impacto político. La implementación de tarifas que reflejen costos puede requerir un cronograma de aumentos y también la necesidad de implementar subsidios puntuales para asistir a los sectores social y económicamente más vulnerables. En caso de implementar subsidios, se recomienda que los beneficiarios sean identificados por parámetros sociales y/o económicos, y no simplemente de consumo. Mantener tarifas que no cubren costos y subsidios generalizados a todo un subsector como el eléctrico, que requiere importantes y permanentes inversiones, hace inviable la sostenibilidad financiera de las empresas, y dificulta el logro de una buena calidad de servicio y obstaculiza la promoción del ahorro energético. Por lo expuesto, se recomienda que la implementación de un subsidio a los sectores más vulnerables, además, se solvente a través de un fondo social, en lugar de hacerlo mediante subsidios cruzados entre categorías de usuarios, como hasta ahora sucede al menos en parte. Esto último está en línea con la recomendación del Pacto Eléctrico que acordó la eliminación de los párrafos II y III del artículo

108 de la Ley 125-01 que impone una contribución extra a los usuarios no regulados para subsidiar a las empresas distribuidoras (6.3.2).

Por esa razón es que el Equipo TAF insiste en que la implementación del Pacto requiere, además, de una decisión política tendiente a cambiar la realidad del sector. Como vimos, los problemas de distribución terminan afectando negativamente a todo el subsector eléctrico y comprometen su viabilidad.

Si existiera esa convicción política de cambiar la realidad de este subsector, gran parte de las modificaciones reglamentarias podrían implementarse a través de un decreto presidencial.

#### **B- CONTRATOS CON GENERADORES:**

Por último, la mejora y adecuación de la gestión y tarifas de las distribuidoras estatales, debería permitirles pagar a los generadores a tiempo, así como saldar las dudas con la ETED, normalizando la cadena de pagos del sector

Por ello, también se recomienda lo siguiente:

- La CDEEE debería dejar de intervenir en las licitaciones de compra de energía, las que deberían ser realizadas por las distribuidoras, y controladas por el MEMRD (en el título 2.5.10 se recomendó transferir esta competencia de la SIE al MEMRD);
- Las distribuidoras deberían firmar los contratos con los generadores en todos los casos, eliminando la actuación de la CDEEE. Se recomienda derogar el Poder Especial 121-15 que autorizó a la CDEEE a firmar contratos PPA con los desarrolladores de proyectos de energías renovables.

#### **C- FUSIÓN DE EDES:**

Actualmente hay tres empresas distribuidoras en el SENI, todas estatales y, como se señaló, con diferencias también en la gestión. El equipo TAF se preguntó el sentido de mantener tres distribuidoras en lugar de una, si son todas estatales. En particular si no hay planes de privatizarlas.

En este sentido, en un país de limitada extensión, la existencia de una gran empresa distribuidora nacional, en lugar de tres, permitiría hacer una asignación de recursos más eficiente en algunas áreas, tales como la de recursos humanos dedicados a las mismas cuestiones (aspectos administrativos, dirección de obras, instalación y mantenimiento de equipamiento, técnicos especializados, servicios comerciales) y de capital.

Si las tres grandes distribuidoras fuesen privadas, en lugar de estatales, podrían alegarse otras razones que justificarían la creación de varias empresas como, por ejemplo, evitar la concentración de la demanda de energía en un solo operador (que suministra a sus clientes), o que esta segmentación vertical permita la “regulación por comparación” (parámetros de calidad, costos de inversiones e insumos, etc.).

Como no se prevé una nueva privatización de las EDES, en las reuniones mantenidas en República Dominicana el equipo TAF consulto a la CDEEE sobre cuales serían de las razones que justifican mantener tres distribuidoras.

Resulta obvio que las justificaciones dadas por la CDEEE (véase los informes de Resultados y de Misión) desaparecen si se invierte en tecnología básica que ya existe desde hace décadas en muchos países del mundo:

- Los reclamos comerciales, en su mayoría, podrían y deberían resolverse por teléfono o internet, sin necesidad de cercanía física. Esto sucede en gran parte del mundo desde hace bastantes años. La pandemia del COVID-19 de este año ha potenciado más aún esta tendencia mundial;
- Las distribuidoras deberían tener información en tiempo real de los problemas de la red, redes inteligentes y teled medidas. Esto, además, permitiría una mejora sustancial de la calidad de servicio.

Por lo tanto, se recomienda:

- 1) Implementar las soluciones mencionadas en los párrafos precedentes que existen en muchos países desde hace décadas, y que tienen un alto impacto positivo en la calidad del servicio y en la eficiencia de la gestión de las distribuidoras;
- 2) Fusionar las tres distribuidoras bajo el techo de una empresa estatal y transferir toda la administración de la CDEEE en relación con las distribuidoras a esta nueva empresa;
- 3) Considerar la entrada de comercializadoras en el sector eléctrico de la República Dominicana para lanzar un mercado libre y competitivo, como ya está previsto en el punto 5.2.1 del Pacto Eléctrico.

#### 2.6.4 LA CDEEE

##### Box 17: Síntesis sobre la CDEEE

La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) fue creada por el artículo 38 de la Ley 125-01, a la que le otorgó las funciones de “liderar y coordinar las empresas eléctricas, llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y suburbana a favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía eléctrica con los Productores Independientes de Electricidad (IPP)”.

Luego, cuando se creó el MEMRD, la Ley 100-13 dispuso la CNE, la SIE y la CDEEE pasaran en un plazo de 30 días a ser adscritas al MEMRD.

Pero esto no ocurrió e, incluso, se aprobó luego la Ley 142-13 que incorporó en la Ley 100-13 el artículo 24.39. Mediante este artículo se extendió por el plazo de cinco años a la CDEEE las atribuciones, facultades y funciones como entidad líder y coordinador de todas las estrategias de las empresas estatales. Dicho plazo ya terminó, pero la situación no cambió. La CDEEE continúa realizando planes y políticas con las empresas eléctricas estatales, que impactan en el desarrollo de todo el sector. Las desventajas de esta situación se señalaron en el Informe de Resultados.

Los problemas e inconsistencias que ocasiona la actuación y poder de la CDEEE en el sector eléctrico fueron descriptos en el Informe de Resultados.

##### Box 18: Problemas e inconsistencias vinculados a la actuación de la CDEEE mencionados en el Informe de Resultados

La CDEEE cuenta en la práctica con una posición dominante en el sector eléctrico y con poder debido a que ella:

- En la práctica, la CDEEE, planifica y ejecuta las inversiones del Estado en el sector, que son las principales y que se implementan en todas las actividades. Ello incide en el futuro del sector eléctrico del país. Como empresa

<sup>39</sup> “Artículo 24.- Las disposiciones relativas a las atribuciones, facultades y funciones que en la actualidad corresponden a la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, a que se refieren el Artículo 2 y los literales f) y e) del Artículo 3 de la Ley número 100-13, del 30 de julio de 2013, entrarán en vigor a partir de los cinco (5) años, contados a partir de la promulgación de la presente modificación. En consecuencia, se mantiene vigente todo lo relativo a las atribuciones, facultades y funciones de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en lo que concierne a su condición de entidad líder y coordinadora de todas las estrategias, objetivos y actuaciones de las Empresas Eléctricas Estatales, así como aquellas en las que el Estado sea propietario mayoritario o controlador y se vinculen al funcionamiento del sistema eléctrico nacional”.



estatal y dominante del sector eléctrico, presente en todas las actividades, la CDEEE toma decisiones que inciden directamente en la política sectorial. Esto sucede cuando la CDEEE decide inversiones en nueva generación, determina el tipo de generación a licitar sin tomar en cuenta la planificación y política que debió ser hecha por otras autoridades porque ello incide en la matriz energética nacional. Más aún, la CDEEE adopta y publica planes que inciden en la política y planificación de todo el sector (véase el Plan Estratégico 2017 – 2020 de la CDEEE);

- Decide las inversiones de las empresas eléctricas estatales: Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID) y las Empresas Distribuidoras de Electricidad estatales (EDES);
- Es responsable de hacer las licitaciones de compra de energía. En la actualidad tiene en curso dos licitaciones, una de gas y otra de energías renovables, aunque la licitación a base de gas natural fue aplazada debido a las elecciones municipales<sup>40</sup>;
- Recibió el Poder Especial 121-15 para poder firmar contratos PPA con los desarrolladores de proyectos de energías renovables;
- Además, recientemente, los activos de las EDES y del Fondo Nacional de las Empresas Reformadas (FONPER) de la Termoeléctrica Punta Catalina fueron traspasados a la CDEEE;
- Intermedia, recibe y asigna los fondos que le corresponden a la UERS, aunque esta última debería recibirlos de forma directa del Ministerio de Hacienda.

De esta forma, en la práctica, la CDEEE planifica, ejecuta y controla las inversiones fundamentales del sector por sí misma que inciden en el futuro del sector eléctrico del país.

Todo indica que la CDEEE ha contado y aún cuenta con respaldo político para mantener esta posición dominante en el sector eléctrico. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) está financiando una consultoría para determinar su estructura administrativa y su fortalecimiento institucional.

La mayoría de las autoridades y todas las empresas e instituciones privadas consultadas consideraron que la CDEEE debería actuar de conformidad con la política y planificación del sector que otra autoridad debería establecer.

La necesidad de la disminución del poder actual de la CDEEE también fue una opinión repetida en las entrevistas, con excepción de la posición de la propia CDEEE.

También se mencionó en el mismo informe que la existencia de un actor dominante y estatal como la CDEEE, con participación en todas las actividades que en teoría representa los “intereses del Estado”, y con gran poder de hecho, dificulta la posibilidad del ejercicio de regulación imparcial y adecuada por parte de las autoridades del sector.

El Pacto Eléctrico propuso que la CDEEE fuese reestructurada de conformidad con lo establecido por la Ley 125-01, la Ley 100-13 y la Ley 1-12, que estableció la Estrategia Nacional de Desarrollo (5.3.8).

En el Informe de Diagnóstico, el equipo TAF recomendó lo siguiente:

- (a) Que se cumplieran las leyes en vigor que emplazan al MEMRD como órgano rector del sector energético, que otorgan a este ministerio competencias para adoptar políticas y planificación sectorial;
- (b) Que las funciones vinculadas a la planificación del sector eléctrico fuesen ser ejercidas por el MEMRD;
- (c) Que como el plazo mencionado por el artículo 24 incorporado a la Ley 100-13 se venció, no hay sustento legal para que la CDEEE continúe realizando funciones propias del MEMRD. Por esta razón, la implementación de las recomendaciones del informe no requería modificaciones legales sino

<sup>40</sup>Tanto el lanzamiento como el aplazamiento de una de las licitaciones fue informado por un medio periodístico. Véase los siguientes enlaces:



cumplimiento de la legislación vigente. La CDEEE debía funcionar, en la práctica, como entidad adscrita al MEMRD y limitarse al rol previsto por la Ley 125-01.

En el presente informe, el equipo TAF también recomienda:

- (a) La absorción de la UERS por parte del MEMRD;
- (b) Un programa para mejorar la gestión de las tres distribuidoras estatales, así como una reforma tarifaria que les permita cubrir costos e inversiones, y ser viables financieramente;
- (c) La CDEEE debería dejar de intervenir en las licitaciones de compra de energía, las que deberían ser realizadas por las distribuidoras, y controladas por el MEMRD (en el título 2.5.10 se recomendó transferir esta competencia de la SIE al MEMRD);
- (d) Las distribuidoras deberían firmar los contratos con los generadores en todos los casos, eliminando la actuación de la CDEEE.

Si las recomendaciones precedentes se implementasen, la existencia de la CDEEE perdería sentido. En este sentido:

- La mejora y adecuación de la gestión y tarifas de las distribuidoras estatales, debería permitirles pagar a los generadores y a la ETED, normalizando la cadena de pagos del sector;
- La CDEEE dejaría de intervenir en las licitaciones de compra de energía de las distribuidoras, las que serían controladas por el MEMRD;
- La CDEEE dejaría de ser parte en los contratos con los generadores. Cuando las inversiones de las empresas estatales comiencen a realizarse en base a los criterios y metas fijados en la planificación sectorial, como aquí se recomienda y conforme prevé la legislación en vigencia, la CDEEE dejaría de tomar decisiones en materia de inversión.

En ese contexto, lo recomendable es disolver la CDEEE. Recientemente, el nuevo gobierno adoptó una decisión que coincide con esta propuesta, el Decreto N° 342 del año 2020 que determinó la liquidación de la CDEEE y el traspaso de sus competencias al MEMRD.

### **3. MARCO LEGAL**

#### **3.1 INCONSISTENCIAS LEGALES ENCONTRADAS**

Las inconsistencias legales encontradas por el equipo TAF incluidas en la Tabla que figura en el Anexo 1 pueden agruparse de la siguiente manera:

- (a) Vacíos legales en términos generales;
- (b) Inconsistencias relativas al proceso de otorgamiento de concesiones;
- (c) Inconsistencias relativas a la gestión de las distribuidoras estatales, sus causas y consecuencias;
- (d) Inconsistencias relativas a la actividad de transmisión;
- (e) Inconsistencias relativas a la implementación de los mecanismos de promoción de las energías renovables previstos en la Ley 57-07 (incluyendo la modificación hecha mediante Ley 115 de 2015 a su artículo 5);
- (f) Inconsistencias relativas a las compras de energía por parte de las tres distribuidoras estatales;
- (g) Inconsistencias relativas a generación distribuida;
- (h) Inconsistencias y/o vacío legal relativas a la constitución de servidumbres;
- (i) Otras sobre cuestiones más específicas.

Antes de hacer propuestas concretas acerca de cómo resolver estas inconsistencias mediante un nuevo esquema institucional y legal, el equipo TAF se preguntó, y debatió, acerca de cuán profunda debe ser la reforma del sector, y en qué dirección debe estar orientada. Es decir, si solo debe buscarse adecuar el modelo de organización del sector eléctrico previsto por las leyes en vigor, aunque haciendo los ajustes necesarios, o si el cambio debe ser más profundo.

Por lo tanto, este capítulo incluye lo siguiente:

- Un análisis teórico y conceptual introductorio acerca de los posibles “modelos de organización del sector eléctrico” y de los lineamientos generales seguidos por la legislación en vigor;
- Las opiniones y propuestas por el equipo TAF acerca del lineamiento general que debe seguir la reforma legal e institucional necesaria para resolver las inconsistencias identificadas, así como recomendaciones más específicas sobre los distintos grupos de inconsistencias.

Los siguientes capítulos hacen propuestas más concretas sobre cómo resolver inconsistencias legales relativas a temas más concretos.

#### **3.2 LINEAMIENTOS DE LA REFORMA LEGAL E INSTITUCIONAL**

##### **3.2.1 ALTERNATIVAS DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Antes de referirnos al modelo de organización del sector adoptado por las Leyes 125-01 y 57-07, y de las recomendaciones del equipo TAF sobre los lineamientos de la reforma propuestas, conviene hacer una referencia conceptual a los posibles modelos.

### Box 19: Organización del Sector Eléctrico

Desde los años 80 y 90, a nivel mundial se pueden encontrar tres tipos diferentes de organización del sector eléctrico: monopolio, comprador único y desregulado con competencia a nivel mayorista o minorista. La elección de uno u otro modelo depende de muchos factores, desde decisiones políticas hasta el tamaño del sector (en mercados muy pequeños suele considerarse que la competencia no es factible).

#### (i) Monopolio

Bajo esta alternativa, hay una sola empresa, responsable de realizar todas las actividades (generación, transmisión y distribución y suministro a todos los consumidores) en el sector eléctrico. No hay desregulación alguna, ni otros actores (aunque en países con mala calidad de servicio y frecuentes cortes, muchos usuarios tienen su equipo de autogeneración de emergencia).

#### (ii) Comprador único

Según este modelo, la actividad de producción de electricidad se abre a productores independientes, conocidos por su sigla en inglés IPP (*Independent Power Producers*). Suele haber pequeñas centrales de autogeneración y cogeneración, a los que generalmente también están permitidas vender sus excedentes. Pero bajo este modelo de organización sectorial, hay una sola institución que compra toda la electricidad producida en el país, razón por la cual se la denomina “comprador único”. Este último suele ser una empresa verticalmente integrada que realiza por lo menos alguna otra actividad (transmisión y/o distribución). Toda la electricidad es suministrada a usuarios finales por las empresas distribuidoras que sirven el área donde se encuentra el usuario.

Por lo tanto, bajo este modelo:

- No hay mercado ni competencia alguna, ni del lado de la oferta ni de la demanda; y las distribuidoras abastecen de energía a todos los usuarios finales). Bajo este modelo, no hay usuarios que puedan negociar libremente su suministro de energía eléctrica, ni hay un solo tipo de precio libre. En este sentido, todas las actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización son remuneradas a través de tarifas reguladas por alguna autoridad;
- La única competencia que puede haber es la de acceso al sector<sup>41</sup> y se da a través del concurso o licitación que se realiza para elegir al mejor oferente (u otro mecanismo de contratación permitido por la ley local de cada país). La realización de una licitación no es un requisito para la instalación de productores independientes, aunque es el método más utilizado. Sin embargo, en muchos países se utiliza también la negociación y otros métodos de contratación pública permitidos por las regulaciones locales. Al término de la licitación, negociación u otro proceso de selección, al oferente seleccionado se le otorga: (1) un contrato de largo plazo (PPA: *Power Purchase Agreement*) que define precios, condiciones, plazo y condiciones de venta de la energía producida; y (2) una concesión o licencia para operar.

#### (iii) Desregulado / con competencia (a nivel mayorista o minorista)

La organización del sector eléctrico bajo el modelo de competencia requiere hacer *a priori* una diferenciación entre actividades:

- Potencialmente competitivas (generación y comercialización) por un lado; y
- Consideradas como monopolios naturales, por el otro, es decir, aquellas en las que se cree que no puede o no debe haber competencia (transmisión y distribución).

En estas actividades potencialmente competitivas, los precios de energía no son regulados sino fijados por las partes: entre compradores y vendedores. Ello puede hacerse mediante contratos bilaterales o a través de un

<sup>41</sup> Es decir, la competencia “por” el Mercado. Pero no hay competencia “en” el mercado

mercado centralizado (bolsa o pool). La legislación y autoridades buscan potenciar y controlar que haya competencia efectiva. El objetivo es bajar los precios globales de la energía y hacer más competitivo al país.

Pero para que ello suceda, es necesario que se den las condiciones para que haya competencia efectiva en ambos segmentos del mercado, es decir oferta (generadores) y demanda (compradores).

En este tipo de mercado, como los generadores se instalan a su riesgo y no se les otorga un contrato de largo plazo con alguna institución estatal (PPA), el ingreso al sector suele seguir el procedimiento normalmente llamado “de autorización”. Bajo este procedimiento, la legislación (leyes y reglamentos) establecen todos los requisitos que deben cumplirse para poder generar energía (técnicos, financieros, legales, ambientales, etc.) y todos aquellos que los cumplen tienen derecho a obtener la autorización para hacerlo (a dicha autorización puede llamársela licencia o autorización). Las autoridades solo controlan el cumplimiento de esos requisitos, no negocian ni agregan nuevos requisitos. Como no hay precios asegurados ni regulados, sino que el generador ingresa al mercado en condiciones de competencia, no hay licitación previa.

En este modelo desregulado, las actividades de distribución y transmisión, normalmente consideradas monopolios naturales, están completamente reguladas (*ex ante* y *ex post*). Para ello, la reglamentación y las decisiones de las autoridades deben asegurar que:

- Todas las condiciones de servicio, así como los precios a pagar por el acceso y uso de redes de transmisión y distribución estén regulados y fijados de antemano o por lo menos controlados por una instancia;
- Los usuarios de las redes de transmisión y distribución tengan asegurado el derecho de acceso y uso de dichas redes. Para ello es necesario, además de la regulación técnica y comercial, que se fiscalice a estos operadores ante posibles abusos, que autoridades imparciales resuelvan conflictos relativo al uso de redes de forma eficiente y en cortos plazos, y que se fiscalice la calidad de servicio y el cumplimiento por parte de estos operadores de todas las obligaciones que les han sido impuestas mediante leyes, reglamentos y concesiones/licencias.

**Competencia mayorista o minorista:** La apertura a la competencia puede darse a nivel mayorista (por ejemplo, como lo prevé la legislación de la República Dominicana o chilena – analizada en el informe Benchmarking), o minorista (como está vigente en la Unión Europea). En el primer caso, solo a algunos grandes consumidores (definidos por la regulación en función de su nivel de consumo o conexión) se les permite celebrar contratos libremente con los generadores de energía o comercializadores, según los casos. En el segundo caso, todos los consumidores, incluso los domésticos, pueden elegir libremente su proveedor de electricidad.

### 3.2.2 MECANISMOS PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO Y PROMOVER ENERGÍAS RENOVABLES

## Box 20: Promoción de Energías Renovables

La promoción de generación renovable puede hacerse tanto en mercados desregulados como en otros donde no hay competencia (comprador único o monopolio).

A principios del nuevo milenio y en particular luego del alza abrupta de los precios de petróleo del año 2007, muchos países carentes de hidrocarburos de distintos continentes comenzaron a preocuparse por la seguridad del abastecimiento. Asimismo, las preocupaciones mundiales por el cambio climático aceleraron esta tendencia.

Por ello, antes o después, en este milenio tanto países desarrollados como países emergentes de todo tipo y en particular aquellos que carecen de hidrocarburos y deben importarlos, comenzaron a buscar modificar su matriz energética para asegurar su abastecimiento y desarrollar recursos renovables locales.

Los programas y mecanismos de fomento, que se utilizan desde entonces en muchos países, incluyen:

- (a) Licitaciones públicas que fijan en los pliegos las características de la generación a contratar. Los pliegos respectivos suelen fijar al menos detalles sobre potencia a ser instalada y tipo de energía a partir de la cual las nuevas plantas generarán, y en algunos casos pueden incluir otros detalles, tales como localización de las plantas, etc. La licitación se realiza para seleccionar los mejores oferentes y precios. A continuación, se les otorga un PPA en base al precio y otras condiciones ofrecidas y se otorga una licencia/concesión a los oferentes seleccionados;
- (b) Precios regulados establecidos en forma previa por la autoridad o por una ley, tales como los precios preferentes (conocidos como *Feed-in-Tariffs*) o primas (*Premium Tariffs*). En muchos países se estableció un límite a la potencia o energía total a ser remunerada en base a estos mecanismos;
- (c) Mecanismos de mercado, tales como las cuotas, es decir, un porcentaje mínimo de energía que las empresas que suministran energía deben cumplir (Chile implementó esta política, descrita en el Informe de Benchmarking);
- (d) Otros: beneficios tributarios (exenciones o recortes impositivos o aduaneros), acceso prioritario a la red, promoción de la generación distribuida con la participación de nuevos actores en el mercado.

La mayoría de los países que habían desregulado su sector eléctrico mantuvieron la competencia allí donde la había, pero, a la vez, exceptuaron de dicha regla a la generación renovable, para la que establecieron regímenes especiales de retribución.

Como al inicio las energías renovables en general no eran competitivas frente a las convencionales, y sus altas inversiones iniciales tampoco eran comparables, en muchos países con sectores eléctricos desregulados (los países de la Unión Europea son un buen ejemplo de esto), se establecieron mecanismos de promoción de energías renovables, con precios de alguna forma regulados, que constituyeron excepciones al régimen general aplicable a la instalación de nueva generación.

Cada país debió luego determinar cómo se pagarían esos precios regulados de energías renovables fijados mediante precios preferentes (*Feed-in-Tariffs*), primas o PPAs. Las opciones eran que lo financiara el Estado o que lo pagaran los usuarios, y esta última forma es la elegida en general.

Por eso, en los países donde convive un régimen de competencia en generación con precios regulados para la generación renovable, el precio de la electricidad tiene dos componentes:

- El precio de la energía la fija el mercado desregulado (sea en un pool o bolsa de energía, en contratos entre operadores, en el precio ofrecido por el comercializador, etc.);
- A ese precio desregulado se le agrega un componente regulado que refleja el traslado (pass-through) al precio de energía que pagan los usuarios, de los costos adicionales que representa la compra de energía renovable definida por PPAs, precios preferentes u otros.

La legislación dominicana sigue los lineamientos de los países donde conviven la desregulación de la actividad de generación, con mecanismos de fomento de energías renovables a través de precios regulados de alguna manera porque:

- Mantiene el régimen general para la instalación de nueva generación, que se rige por la Ley 125-01 (no hay PPA, no hay licitación, se debe otorgar la concesión a todos aquellos solicitantes que cumplan los requisitos legales y reglamentarios);
- Pero mediante la Ley 57-07 crea un “régimen especial” diferente, aplicable a la generación renovable que cumpla los requisitos de esta ley.

Para promover la generación renovable resulta también necesario realizar una adecuada planificación estatal que asegurase el cumplimiento de las metas del país en materia de la matriz energética y de disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (en particular en aquellos países que asumieron obligaciones internacionales sobre cambio climático).

Por su parte, las autoridades deben realizar los análisis, estudios, cálculos, y tomar las decisiones correspondientes para determinar las bases de los distintos programas mediante los cuales se fomenta este tipo de generación (por ejemplo: calcular y fijar precios preferentes (Feed-in-Tariffs) o primas, preparar los pliegos y desarrollar licitaciones, adopción de cuotas, etc.) y establecer cómo se solventarán posibles costos adicionales de dicha generación.

### 3.2.3 MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR SEGÚN LAS LEYES EN VIGOR

La Ley 125-01 se adhirió al modelo de competencia a nivel mayorista. Toda la legislación está orientada a ello.

Ello es así no solo en el SENI sino también en los sistemas aislados. Al respecto, debe indicarse que la Ley 125-01 no contiene reglas que indiquen que dicho modelo de organización del sector sea distinto en los sistemas aislados. En este sentido:

- Ningún artículo de la ley, ni el 107, ni el art. 108 prohíbe que haya usuarios no regulados que negocien libremente con el distribuidor / comercializador zonal o con algún generador que pueda estar ubicado en esa área aislada;
- Tampoco la ley prohíbe la instalación de generadores o autoprodutores en zonas aisladas, que puedan vender su energía a usuarios no regulados;
- Según nos informó CEPM, la empresa que opera un sistema aislado, hay autoprodutores en su área de concesión produciendo bajo el esquema de Medición Neta actualmente;
- Tampoco la Ley 57-07 establece reglas que impidan su aplicación a los sistemas aislados. Más aún, la Ley 57-07 establece en su artículo 2 que su aplicación comprende a “todo el territorio nacional”.

Es decir, desde un punto de vista de lo establecido en las leyes que regulan el sector, tanto zonas aisladas como interconectadas, el modelo de organización del sector que prevé la ley es el mismo.

La principal regla que diferencia a los sistemas aislados de lo aplicable en el SENI está dada por el tipo de organización empresarial permitida, y está contenida en el artículo 11 de la Ley 125-01<sup>42</sup>. Dicho artículo

---

<sup>42</sup> **Artículo 11:** “En sistemas eléctricos interconectados cuya demanda máxima de potencia sea superior a la definida en los reglamentos y que incluyan suministro a empresas distribuidoras, las empresas eléctricas, los autoprodutores y los cogeneradores podrán efectuar sólo una de

impone una desintegración vertical que se aplica a las empresas que actúan en el SENI, pero no a las que operan en sistemas aislados. Es más, tampoco se aplica a todas las empresas eléctricas que operan en el SENI ya que esta restricción no se aplica tampoco a las empresas que operan en el SENI cuya demanda máxima no sea superior a 2 MW.

Pero esto hace referencia a la estructura empresarial (integrada o desintegrada verticalmente)<sup>43</sup>, y no a la forma de organización del sector.

El equipo TAF desconoce si en alguna área en la que hay distribuidores operando sistemas aislados se les otorgó un derecho de monopolio para realizar tanto distribución como generación, o si se les otorgó derechos de comprador único. No se pudo encontrar el texto de dichas concesiones. Sólo se encontró información general, tales como:

- Resolución SIE N° 11 de 2004 que recomienda a la CNE que, a su vez, recomiende al Poder Ejecutivo, otorgar una concesión definitiva al Consorcio Energético Punta Cana-Macao (CEPM);
- Información periodística respecto al otorgamiento de una concesión definitiva a la compañía Costasur Dominicana para operar un sistema aislado con una capacidad instalada de 47.2 megavatios (MW) dentro del complejo Casa de Campo y del Central Romana Corporación, en la provincia de La Romana<sup>44</sup>.

Por lo demás, no hay diferenciaciones en la ley relativas a sistemas aislados. Es cierto que, aunque no se mencione expresamente, algunos artículos de la Ley 125 parecen no ser aplicables como los que se refieren al mercado Spot.

Sin embargo, la gran mayoría de las reglas de la ley, desde las referidas a concesiones, servidumbres, control por parte de la SIE, derechos de usuarios, obligaciones de distribuidores y comercializadores, disposiciones penales, etc. son aplicables tanto a sistemas aislados como a los interconectados. Por último, la Ley 57-07 no hace distinción alguna entre sistemas aislados o interconectado.

La ley 125-01 también alentó la privatización de la generación y distribución (se reservó al Estado la transmisión y generación hidráulica mayor a 5 MW de potencia), que se efectivizó en una primera etapa, aunque luego se volvió hacia atrás y las tres distribuidoras nacionales volvieron a manos estatales. No obstante, el modelo de competencia a nivel mayorista no se modificó.

Es cierto que se introdujeron modificaciones parciales o adecuaciones que hicieron compatible este modelo de mercado con la necesidad de promover las energías renovables.

---

las actividades de generación, transmisión o distribución...Párrafo I.- Excepcionalmente, cada una de las tres empresas de distribución resultantes del proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad podrán ser propietarias directa o indirectamente de instalaciones de generación, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado).

**Párrafo II.-** Cualquier agente del mercado podrá hacer denuncias de vinculación entre las empresas del sistema y estas denuncias deberán ser investigadas por La Superintendencia. Una vez comprobada la vinculación la empresa acusada deberá desprenderse de su inversión presentando a La Superintendencia pruebas irrefutables de su desvinculación en un plazo no mayor de 120 días, salvo penas que representarían de hasta el cinco por ciento (5%) de sus activos, conforme al reglamento que la Superintendencia de Electricidad redactará para tales propósitos, sin menoscabo del derecho constitucional a la defensa que posee la empresa que pudiera ser acusada de vinculación. **Párrafo III.-** La energía renovable proveniente del viento, el sol, el agua y otras fuentes no forman parte del porcentaje contemplado en la presente ley con relación a la generación de energía eléctrica.

Párrafo III.- La energía renovable proveniente del viento, el sol, el agua y otras fuentes no forman parte del porcentaje contemplado en la presente ley con relación a la generación de energía eléctrica.

<sup>43</sup> Por otra parte, en la práctica, tampoco parece haber grandes diferencias respecto a esta cuestión. En este sentido, en el SENI, el Estado quien participa en todas las actividades (transmisión, distribución y generación) a través de empresas separadas, mientras que en la zona cubierta por la distribuidora CEPM, el grupo accionario que la controla creó una empresa distinta para realizar actividades de generación: CESPM.

<sup>44</sup> <https://hoy.com.do/otorgan-concesion-definitiva-para-sistema-aislado-romana/>

Pero para ello, las leyes previeron mecanismos similares a los ya implementados en países con sectores eléctricos incluso mucho más competitivos, como en la Unión Europea, donde hay competencia a nivel minorista.

Conforme se explica en el siguiente título, esto es lo que refleja el conjunto de leyes que rigen la organización del sector eléctrico, en particular la Ley 125-01 y sus modificaciones, y la Ley 57-07 relativa a energías renovables.

En base al conjunto de leyes en vigor en la República Dominicana resulta que:

- (a) **El sector eléctrico sigue estando organizado bajo el modelo de desregulación con competencia a nivel mayorista**, que permite competencia en generación y comercialización, aunque esto último está reservado a los grandes usuarios;
- (b) **Sigue vigente el régimen general de instalación de nueva generación previsto por la Ley 125-01** (denominado internacionalmente “de autorización”) bajo el cual:
  - No resulta necesario hacer una licitación para realizar esta actividad; y
  - Todo solicitante que cumple los requisitos técnicos, legales, financieros, ambientales y de cualquier otro tipo fijado por la legislación tiene derecho a obtener un título habilitante (concesión), y a generar electricidad y venderla en condiciones de competencia, participando en los mercados Spot y de contratos.
- (c) Se estableció **un régimen de retribución especial, distinto al “general”, aplicable únicamente a la generación renovable que cumpliera los requisitos fijados por la Ley 57-07 y sus reglamentaciones**. Bajo este esquema no resultaría necesario realizar una licitación, pero sí cumplir todos los requisitos legales, muchos de los cuales debían ser determinados por las autoridades (CNE / SIE) y/o fijarse en reglamentos que en muchos casos no se adoptaron. En base a este régimen especial, todos aquellos que cumplieran esos requisitos tendrían un derecho a recibir un precio regulado, que resultaría de la aplicación de mecanismos de cálculo y primas a ser fijados en base a los parámetros establecidos en la Ley 57-07 y sus reglamentos, y a recibir el correspondiente PPA.

La diferencia con otros países no estuvo en la letra de la Ley 57-07, sino en su implementación, porque por parte de las autoridades no cumplieron con las obligaciones que esta norma les impuso. Tal como se detalló en el Informe de Resultados:

- Debía fijarse el límite de potencia a ser instalada, que no fue fijado;
- Aunque la ley estableció la fórmula que se aplicaría para determinar el precio a pagar por dicha electricidad renovable (que se determinaría en base al costo marginal nivelado por una prima o incentivo de compensación)<sup>45</sup>, la CNE debía recomendar anualmente a la SIE los precios mínimos y máximos para cada tipo de energía renovable, y ello nunca se hizo;

---

<sup>45</sup> Se entiende por costo marginal, el costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. La retribución que los productores (Generadores) sujetos al régimen especial obtienen por la cesión de energía eléctrica será:

- $R = Cm \pm Pr$

Siendo:

R = Retribución en pesos/kWh, efectivamente servidos.

Cm = Costo marginal del SENI

Pr = Prima para cada tipo de fuente renovable de generación eléctrica.



- La SIE nunca cumplió su obligación de fijar, en coordinación con la CNE, los límites a la concentración de la oferta por provincia o región, y al porcentaje de penetración de la potencia eléctrica en cada subestación del sistema de transmisión<sup>46</sup>;
- El reglamento de la Ley 57-07 modificó las condiciones para la determinación de la prima que habían sido establecidas en la ley 57-07, y fijó una fórmula y los criterios en función de los cuales la prima debía actualizarse<sup>47</sup>. En lo formal, debe decirse que una ley no debería ser modificada por un decreto, de inferior jerarquía. En lo sustancial, los valores establecidos por el decreto, actualizados al año 2020, darían como resultado que la retribución de la energía fotovoltaica sería de 75 ¢USD/kWh y de la eólica de 17.5 ¢USD/kWh. Como esos valores, implicarían precios muy superiores a los de mercado, o a los que podrían obtenerse por medio de procesos competitivos, tampoco se aplicaron y los contratos terminaron siendo “negociados” entre la CDEEE y los desarrolladores.

### 3.3 LINEAMIENTOS GENERALES DE LA REFORMA

El equipo TAF se preguntó acerca de si debían modificarse los lineamientos sobre organización del sector eléctrico bajo el modelo de competencia a nivel mayorista, y sobre el establecimiento de nueva generación y, encontró las siguientes respuestas:

- (a) En las reuniones, las entidades privadas, implícitamente, propusieron ajustes, pero sin modificar el actual modelo de organización del sector. Los ajustes legales e institucionales debían procurar el funcionamiento más eficiente, transparente y previsible del sector;
- (b) El Pacto Eléctrico, aunque no se firmó, pero se debatió largamente en toda la sociedad, incluyó propuestas que tienen la misma orientación mencionada en el párrafo anterior. Esto se verifica en la mayoría de los puntos acordados en dicho pacto y, en particular, los siguientes:
  - Que se aliente la libre competencia y las inversiones en todas las actividades que la ley permita, controlando y sancionando la competencia desleal y los abusos de posición dominante (6.1.1), y garantizando la estabilidad legal y la seguridad jurídica (6.1.2);
  - Que asimismo se promuevan y prioricen las energías renovables (7.1.4 y 9.5.1) para que se asegure la sostenibilidad ambiental;
  - Que el Estado promueva la participación privada y solidaria en generación y distribución conforme lo establecido por la Ley 125-01 (5.1.3); pero manteniendo monopolio estatal sobre la generación hidráulica mayor de 5 MW y la transmisión en el SENI;
  - Que la SIE reglamente la comercialización de energía (5.2.1);
  - Sostenibilidad financiera (8.1, 8.2.) y mejora de la gestión de las tres distribuidoras estatales que les permita cumplir con sus obligaciones y pagos a generadores, así como a la ETED y a entes reguladores. (8.6.1).

<sup>46</sup> Artículo 4: “Sólo en lo que respecta a la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables destinada a la red (SENI), la SIE en coordinación con la CNE, establecerá límites a la concentración de la oferta por provincia o región, y al porcentaje de penetración de la potencia eléctrica en cada subestación del sistema de transmisión, con la finalidad de propiciar seguridad en la estabilidad del flujo eléctrico inyectado al SENI conforme al desarrollo nacional y regional equilibrado de estas fuentes de energía, cuando las infraestructuras y los recursos disponibles lo permitan. Los reglamentos de la ley incluirán una referencia a los criterios básicos de la oferta regional en función de los recursos disponibles e infraestructuras necesarias”.

<sup>47</sup> El Reglamento también fijó en su artículo 110 los valores de referencia a ser aplicados. Los valores fijados para energía eólica y fotovoltaica, expresados en dólares de los Estados Unidos fueron los siguientes: Eólica conectada al SENI: 12.52 ¢/kWh; Fotovoltaica conectada a red de potencia superior a 25 kW: 53.50 ¢/kWh.

- (c) Autoridades y empresas estatales: aunque esta cuestión no se consultó expresamente, el Equipo TAF mantiene dudas acerca de la posición del Gobierno de la República Dominicana en general y de cada una de las autoridades del sector en particular.

Por lo expuesto, el equipo TAF propone que el lineamiento general de la reforma legal e institucional debería seguir la orientación general propuesta en el Pacto Eléctrico, aunque con las diferencias aquí señaladas. Por lo tanto, se propone mantener:

- 1) El modelo de organización del sector en base al modelo de desregulación y competencia a nivel mayorista;
- 2) Los lineamientos generales previstos por la Ley 125-01 sobre el régimen general de instalación de nueva generación en condiciones de competencia, sin PPA con empresas del Estado y sin licitación;
- 3) No obstante, se recomiendan modificaciones relativas a:
  - Régimen general: la electricidad solo se puede vender en el mercado Spot o a consumidores no regulados o distribuidores privados;
  - Limitaciones al poder/cuota de mercado que en generación se permita a cada uno de los generadores privados. Esta propuesta se explica más adelante, en este capítulo;
  - La instalación de nueva generación privada que se beneficie a través de un régimen retributivo especial, así como las inversiones en generación realizadas por el Estado o empresas estatales deberán adecuarse a lo previsto en la planificación;
  - El tipo de título habilitante a otorgarse, al respectivo proceso, y a requisitos legales aplicables a todo tipo de concesiones que se detallan en el capítulo sobre “Concesiones” de este informe.
- 4) **Se sugieren también mecanismos de promoción para las energías renovables** y modificaciones a las reglas previstas por la Ley 57-07, detallados en el capítulo sobre “Promoción de Energías Renovables” de este informe.

### 3.4 RECOMENDACIONES

Las recomendaciones del Equipo TAF relativas a la modificación del marco legal que se mencionan en los distintos capítulos de este informe siguen el lineamiento general propuesto en el título precedente.

Por ello, para que el sector eléctrico permita la competencia en generación, pero a la vez fomente una transición energética y funcione de manera eficiente y consistente, se hacen recomendaciones específicas sobre los temas enumerados a continuación en los sucesivos capítulos de este informe.

Además, este capítulo incluye más abajo recomendaciones específicas relativas a:

- (a) Limitación del poder de mercado en la actividad de generación;
- (b) Vacíos legales;
- (c) Servidumbres.

Por último, se sugiere que todas las modificaciones legales e institucionales recomendadas por este informe, se implementen a través de la adopción de una ley que realice modificaciones puntuales a los artículos de las Leyes 125-01, 57-07 y 100-13 y demás leyes afectadas.

Podría argumentarse que dictar una nueva ley general que reemplace y anule a las tres leyes mencionadas permitiría una legislación sectorial más consistente. Pero parecería que en la República Dominicana esta

última opción podría ser muy difícil de lograr. Por ello, se recomienda una solución que sea más viable: una ley que introduzca modificaciones a las existentes.

### 3.4.1 RECOMENDACIONES RELATIVAS A LIMITACIÓN DEL PODER DE MERCADO EN GENERACIÓN

Aunque el equipo TAF no ha obtenido estudios que evalúen si existe competencia real en el sector de generación, o si ha habido abusos de posición dominante por parte de alguna empresa privada, hay indicios de lo siguiente:

- Hay dos empresas privadas importantes, además de las generadoras estatales;
- El hecho de que las tres distribuidoras no paguen a tiempo a las generadoras constituye un costo y riesgo enorme, y una barrera de entrada al ingreso de nuevos generadores;
- El Pacto Eléctrico mencionó la necesidad de controlar y sancionar la competencia desleal y los abusos de posición dominante (6.1.1).

Por todo ello, se recomienda establecer mecanismos que alienten la competencia y limiten la capacidad de competencia desleal, además de resolver los problemas de la demora de pago de generación (ver capítulo sobre Distribución). Esto no solo se sugiere a los efectos de promover la competencia, sino que resulta importante para evitar que en el futuro algún actor privado importante logre una posición de predominio tal, que le permita oponerse a la modificación de la matriz energética y a la promoción de energías renovables, en tanto ello afecte sus intereses.

Hay dos mecanismos principales de controlar y promover la competencia, a través de:

- 1) La legislación sobre competencia;
- 2) La segmentación vertical: es decir, la limitación de la cuota de mercado que un generador (por sí o a través de empresas controlantes/controladas) puede tener.

El primer mecanismo existe en la República Dominicana: la Ley sobre Defensa de la Competencia N° 42 de 2008 (en adelante Ley 42-08). Esta ley sanciona, entre otros, los acuerdos contrarios a la competencia, la competencia desleal, los abusos de posición dominante. La ley también crea una institución, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, responsable de fiscalizar el cumplimiento de esta ley.

El equipo TAF desconoce si esta Comisión ha intervenido en el segmento de generación del sector eléctrico, sea mediante un análisis del funcionamiento de la competencia, o a través de casos en donde se consideró (y/o sancionó) la violación a la Ley 42-08.

En general, excepto en países con instituciones particularmente fuertes, el control real de la competencia tampoco es tan estricto. Además, la aplicación de la legislación sobre defensa de la competencia tiene las siguientes dificultades:

- Es 'ex post' y requiere una investigación;
- Es necesario "probar" cualquier violación a la ley, es decir, que existió abuso de posición dominante, acuerdo contrario a la competencia u otra acción prohibida. Esto no es simple de lograr y, además, requiere de procesos que pueden ser largos.

La segunda opción es complementaria de la primera, no la sustituye, pero permite limitar el poder de mercado de antemano. De esta forma, se limita 'ex ante' la capacidad de un mismo operador de convertirse

en un oligopolio, o de acrecentar su poder. A mayor poder de mercado, mayor es el riesgo de abuso de dicha posición de predominio. También es más fácil de implementar y de controlar.

Por lo tanto, se sugiere agregar en la Ley 125-01 uno o más párrafos en algún artículo que:

- 1) Fije la cuota máxima de mercado que un mismo generador privado puede tener en la actividad de generación mediante una prohibición expresa contenida en la ley;
- 2) La prohibición debe aplicarse no solo a la empresa generadora sino también a sus controlantes y controladas, haciendo una referencia a la legislación en vigor. La Ley N° 479-08<sup>48</sup> describe las distintas opciones de control (individualiza entre ellas a las sociedades matrices, controlantes, o sociedades subordinadas, controladas, subsidiarias y filiales);
- 3) Otorgue a una autoridad la capacidad de controlar el cumplimiento de esta limitación: puede ser la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia o una autoridad del sector eléctrico. Muchos países han optado por lo último;
- 4) Se obligue por ley a las empresas titulares de una concesión (o licencia) a informar a la autoridad de contralor sobre cualquier nueva inversión, adquisición de empresas eléctricas o fusión que aumente su cuota de mercado.

### 3.4.2 RECOMENDACIONES RELATIVAS A VACÍOS LEGALES

Los vacíos legales hacen referencia a la ausencia de legislación (leyes o reglamentos), sobre temas específicos. En su mayoría, estos vacíos fueron identificados en el Informe de Resultados, aunque se agregan algunos en este informe.

Los vacíos legales incluyen:

- (a) Ausencia de leyes que regulen los siguientes temas:
  - (i) Eficiencia Energética y Uso Racional de la Energía: se recomienda promulgar una ley sobre este tema<sup>49</sup>;
  - (ii) Servidumbres para líneas eléctricas: las reglas de la Ley 125-01 son confusas y contienen varios vacíos legales e inconsistencias importantes, que se detallan en el siguiente título de este capítulo. Se sugiere modificar los artículos de la Ley 125-01 que se señalan como insuficientes o inconsistentes;
  - (iii) Residuos Sólidos: sobre esta cuestión hay un anteproyecto preparado por el Ministerio de Medioambiente y Recursos Naturales (MIMARENA). Se recomienda aprobar una ley que dé prioridad al reciclaje de los componentes e identifique los tipos de residuos restantes que deben ser utilizados para producir energía en vez de ser dispuestos de otra forma;
  - (iv) Ley sobre Movilidad Eléctrica: este tema se analiza en un capítulo separado de este informe. Como allí se menciona, aunque la reglamentación de este tema podría eventualmente hacerse mediante un reglamento (la actividad de comercialización está prevista por la Ley 125-01 aunque no reglamentada), se recomienda no obstante adoptar una ley separada.

<sup>48</sup> Ley General de las Sociedades Comerciales y Empresas Individuales de Responsabilidad Limitada N° 479-08

<sup>49</sup> Hay un anteproyecto preparado por la CNE, otro bajo la dirección del MEMRD (que se basó en el de la CNE e introdujo algunas modificaciones, en base de recomendaciones de organismos como OLADE y observaciones de particulares e instituciones expresadas en un proceso de consultas).

### 3.4.3 SERVIDUMBRES

#### A - SERVIDUMBRES ELÉCTRICAS:

##### Box 21: Servidumbres Eléctricas

La servidumbre eléctrica es un derecho real que una persona o empresa eléctrica ejerce sobre la propiedad o predio de otra persona, que importan para esta última, restricciones o limitaciones a su derecho de propiedad (tanto al dominio, como al usufructo, etc.).

Los derechos de servidumbres, que se suelen reconocer a operadores de transmisión y distribución por lo menos, implican varios derechos:

- Derecho de ingreso y ocupación del terreno de otra persona (predio sirviente) para realizar estudios, construir una línea eléctrica, y realizar mantenimiento sobre la misma;
- Derecho a emplazar torres, líneas aéreas o subterráneas en el predio sirviente;
- Derecho a establecer otras limitaciones en una franja en particular (una cantidad de metros a ambos lados de la línea) tales como prohibir establecimiento de casas, árboles o cultivos de más de una determinada altura, etc.

La servidumbre es una limitación al derecho de propiedad que puede ser impuesta al predio afectado (comúnmente llamado heredad o predio sirviente), y que se puede imponer, aunque el titular del predio sirviente no esté de acuerdo. Pero para ello, es necesario cumplir los requisitos constitucionales y legales.

En la República Dominicana, la Constitución exige dos requisitos para poder restringir el derecho de propiedad, que son los mismos que suelen exigirse en muchos otros países: la declaración de “utilidad pública” y una indemnización justa y previa (art. 51).

En estos requisitos, las servidumbres eléctricas se parecen a la expropiación: en que son impuestas coactivamente, por motivos de interés o utilidad pública y que deben indemnizarse. La diferencia entre ellas es:

- La expropiación implica la transferencia completa de la propiedad desde su titular privado al Estado, municipio o a otro ente administrativo; pero,
- Las servidumbres no importan una transferencia de la propiedad o dominio, sino que lo que se impone coactivamente con ciertas limitaciones al ejercicio de ese derecho de propiedad.

Las servidumbres suelen constituirse en predios rurales, donde el dueño puede continuar usando el predio sujeto a limitaciones como las mencionadas anteriormente. Las leyes o reglamentaciones suelen establecer el tipo de limitaciones a imponer, que están vinculadas a las características de cada tipo de instalación.

El procedimiento para la constitución de servidumbre es parecido al de la expropiación, típicamente incluye:

- (a) Una declaración de “utilidad pública” que se hace por ley. Puede hacerse una declaración de utilidad pública general en una ley especial sobre servidumbres eléctricas<sup>50</sup> o en una ley que regule el sector eléctrico<sup>51</sup>;
- (b) Luego es necesario que una autoridad realice una determinación de los predios sometidos a servidumbres eléctricas, es decir, la individualización de los predios sirvientes sobre los cuales se constituirán las servidumbres eléctricas. Esto se realiza en base a planos presentados por el operador que solicita las servidumbres;

<sup>50</sup> Un ejemplo de esta opción es la Ley de Servidumbre Administrativa de Electroducto argentina N° 19.552 que establece: *Artículo 1°- Toda heredad está sujeta a la servidumbre administrativa de electroducto que se crea por esta ley, la que se constituirá en favor del Estado nacional o de empresas concesionarias de servicios públicos de electricidad de jurisdicción nacional*”.

<sup>51</sup> Un ejemplo de esta opción es la Ley del Sector Eléctrico española 24/2013, que establece: *“Artículo 54. Utilidad pública. 1. Se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso”*.

- (c) Para constituir la servidumbre es necesario indemnizar al titular del predio sirviente por las limitaciones y restricciones a su derecho de propiedad. Esto es así porque, de lo contrario, se estaría confiscando un derecho de propiedad. Las leyes suelen establecer mecanismos para determinar dicha valuación si las partes no se ponen de acuerdo.

## **B - LAS SERVIDUMBRES EN LA LEGISLACIÓN DOMINICANA:**

El Código Civil tiene varios artículos sobre servidumbres. Se destacan los siguientes:

- Definición: las define como “una carga impuesta sobre una heredad, para el uso y utilidad de una finca perteneciente a otro propietario” (artículo 637);
- Prevé la posibilidad de establecer servidumbres por ley y son las que “tiene por objeto la utilidad pública de los particulares” (artículo 649);
- Indica que “todo lo que se refiere” a servidumbres con motivo de utilidad pública “está determinado por las leyes o reglamentos particulares” (artículo 650).

Es decir, que el Código Civil no tiene reglas apropiadas para regular las servidumbres eléctricas, que son servidumbres establecidas con motivo de utilidad pública, y además indica que otra ley debe establecer las reglas aplicables. Al respecto:

- No existe una ley especial sobre servidumbres eléctricas. Si hay leyes sobre expropiación<sup>52</sup>, pero no alcanzan para regular las servidumbres ya que, como se explicó, existen diferencias entre la expropiación y la servidumbre;
- La Ley 125-01 establece algunas reglas, pero hay varios vacíos legales muy importantes los cuales se detallan a continuación.

## **C - LAS SERVIDUMBRES EN LA LEY 125-01:**

Varios artículos de la Ley 125-01 hacen referencia a los derechos de servidumbre y a la indemnización, ellos son:

- Artículo 52: otorga derechos de servidumbre a los concesionarios de generación y distribución, quienes deben cumplir “los requisitos de la presente ley” (Ley 125-01). Ello implica:
  - Derecho de acceso, uso y ocupación de bienes estatales, municipales, de dominio público y particulares individualizados en la concesión, en cuanto sean “necesarios para la construcción y operación de instalaciones”;
  - “Derechos de servidumbre” establecidos en el contrato de concesión.
- Artículo 55 y 56: la empresa de transmisión y las de distribución deben otorgar servidumbres a terceros que necesiten usar sus sistemas de transmisión o distribución, respectivamente;
- Artículo 67: establece que las resoluciones de concesión definitiva y provisional, permisos y autorizaciones del Poder Ejecutivo indicarán los derechos de servidumbres conforme a los planos de servidumbres que la misma resolución o autorización también aprobarán;
- Artículo 68: Indica algunas implicancias específicas del derecho de servidumbre que se otorgará a generadores (ocupar terrenos para realizar estudios, construir obras y operar instalaciones, ocupar y

---

<sup>52</sup> Leyes N° 344 de 1943, N° 486 de 1964 y N° 700 de 1974.

cerrar terrenos para embalses, entre otras) así como generales (“todas las servidumbres y obras requeridas para las instalaciones eléctricas”);

- Artículo 69: Indica las implicancias del derecho de servidumbre que se otorgará a transportistas (realizar estudios, tender líneas aéreas o subterráneas “a través de propiedades que hayan adquirido de manera definitiva”, “ocupar terrenos necesarios para el transporte de electricidad... y limitar su uso”, ocupar y cerrar terrenos necesarios para subestaciones;
- Artículos 70 y 71: establecen limitaciones a la constitución de servidumbre nuevas (en principio no deberían establecerse sobre edificios y, deberían utilizarse las ya constituidas);
- Artículo 72: se refiere a la obligación de una concesión definitiva a gestionar la constitución de la servidumbre con los derechohabientes del predio:
  - Una solución amigable; o supletoriamente;
  - Las “apropiaciones” que requiera la concesión.
- Artículo 73: Menciona algunas obligaciones del dueño del predio sirviente: “no realizar plantaciones, construcciones ni obras... que perturben el libre ejercicio de servidumbres”;
- Artículos 75, 76, 77 y 78: Establecen (desordenadamente) un mecanismo “opcional” que tienen las partes de recurrir a una comisión arbitral (parecería que en caso de no llegar a acuerdo) que fije las indemnizaciones. Estos artículos fijan reglas acerca de algunos aspectos procesales, que incluyen la opción de una solución arbitral, el involucramiento del Superintendente, los efectos de la decisión arbitral, los mecanismos que permiten al titular de la servidumbre realizar el pago y ejecutar la servidumbre (con la homologación del juez de paz).

#### **D - INCONSISTENCIAS EN LA LEY EN VIGOR:**

La Ley 125-01 es la única que se refiere a la constitución de servidumbres<sup>53</sup>, pero adolece de las siguientes falencias:

- 1) Establece un mecanismo para otorgar servidumbres a un nuevo concesionario de generación, transmisión o distribución. Parecería que el Poder Ejecutivo, al otorgar una nueva concesión, es quien realiza la afectación a servidumbre (artículo 67);
- 2) Omite indicar cómo se constituirán servidumbres afectadas a líneas de transmisión y distribución que soliciten concesionarios ya establecidos (ETED, EDES y distribuidores privados) cuando requieran de servidumbres para ampliar sus redes.
- 3) No se indica cómo, ni quién (Poder Ejecutivo, Congreso a través de una ley, etc.) realiza la declaración de utilidad pública;
- 4) No es claro si el Poder Ejecutivo, al otorgar una concesión nueva, puede solo hacer la afectación (indicar los predios sirvientes sujetos a servidumbre) o si también puede hacer la declaración de utilidad pública;
- 5) No se establece cómo, ni qué autoridad realiza la afectación a servidumbres en caso de que se trate de un concesionario ya establecido que requiere ampliar sus instalaciones. Es más, parecería que ninguna autoridad (la CDEEE no es una autoridad) realiza algún tipo de control sobre las ampliaciones de transmisión o distribución decididas por la ETED o las EDES;

---

<sup>53</sup> El artículo 61 inciso g) del Reglamento de la Ley 57-07 hace referencias al derecho a ejercer servidumbres, pero no agrega reglas relativas a la constitución de servidumbres.

- 6) Como la Constitución Nacional exige que antes se indemnice al propietario, no deberían ejercerse los derechos de servidumbre hasta tanto dicha indemnización sea acordada o fijada (conforme el mecanismo previsto en la Ley 125-01). Esto no resulta claro en la ley;
- 7) Las pautas que permiten interpretar cuándo corresponde constituir servidumbres y cuándo resulta necesario recurrir a la expropiación no se mencionan. Algunos artículos de la Ley 125-01 parecen indicar que se aplica la legislación relativa a la expropiación (por ejemplo, el artículo 69 hace referencia a la necesidad de adquirir de forma definitiva los terrenos por donde pase la línea, eso implica “expropiar”) aunque la mayoría se refieren a aspectos de las servidumbres;
- 8) Una tesis que analiza las servidumbres que constituye la ETED<sup>54</sup>, indica que el procedimiento que aplica la ETED es el previsto en las leyes de expropiación, y hace expresa referencia a las mismas (Leyes N° 344 de 1943, 486 de 1964 y 700 de 1974). Según esta tesis el procedimiento que se sigue es:
  - (a) Una declaración de utilidad pública y la adquisición por parte del Estado a través de la ETED de una franja de terreno;
  - (b) Constitución de la servidumbre de paso para la construcción y mantenimiento de la línea;
  - (c) Declaración de urgencia para que el Estado dominicano entre en posesión de los inmuebles indicados, luego de ser cumplidos los requisitos de las leyes;
  - (d) Entrada en posesión por parte del Estado de los inmuebles;
  - (e) Los propietarios de terrenos edificados están sujetos a una contribución prevista por la Ley 1849 de 1948;
  - (f) Los trabajos de avalúo son realizados por la Dirección General de Catastro Nacional;
  - (g) ETED paga las indemnizaciones;
  - (h) Se transfiere la propiedad de los inmuebles al Estado dominicano.
- 9) El procedimiento que, según la citada tesis, aplica la ETED demuestra que las reglas de la Ley 125-01 son insuficientes para la constitución de servidumbres de transmisión o distribución por parte de concesionarios ya establecidos.

## **E – PROPUESTAS:**

Se recomienda modificar los artículos inconsistentes de la Ley 125-01 y completar los vacíos legales de forma que el procedimiento para la constitución de servidumbres antes explicado quede claro. En particular se propone:

- 1) Que la ley efectúe una declaración de utilidad pública general, como la que hace la Ley del Sector Eléctrico N° 24/2013 española, para la constitución de servidumbres eléctricas;
- 2) Que se indique la autoridad que realizará la afectación de predios. Se propone que dicha autoridad sea:
  - En el caso de nuevas concesiones: la autoridad que otorga la concesión;
  - En el caso de nueva licencia: la autoridad que otorga la licencia;

<sup>54</sup> Capítulo 2.8 de la Tesis para la Maestría en Gestión de Proyectos, aprobada por la Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña, denominada “Indemnización por servidumbre de paso de líneas de transmisión eléctrica. Caso ETED, abril-mayo 2019”, disponible al 16/07/2020 en <https://repositorio.unphu.edu.do/bitstream/handle/123456789/2142/Indemnizaci%C3%B3n%20por%20servidumbre%20de%20paso%20de%20%C3%ADneas%20de%20transmisi%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica.%20caso%20ETED%2C%20Abril-Mayo%202019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>



- En el caso de ampliaciones de transmisión o distribución por parte de concesionarios existentes, la autoridad que debe aprobar dichas ampliaciones (en los capítulos sobre Transmisión y Distribución, se explica la necesidad de que alguna autoridad regule esto).
- 3) Que se identifiquen algunas limitaciones principales a la constitución de servidumbres, y los casos que requerirán expropiación. Otras limitaciones deberán fijarse por vía reglamentaria;
  - 4) Que se identifiquen en la ley o la reglamentación, qué limitaciones a la propiedad se impondrán al predio sirviente;
  - 5) Que se haga referencia a los derechos y obligaciones de los titulares de servidumbres, así como de los titulares de predios sirvientes, a los efectos de que sea un proceso eficiente, transparente pero también que se eviten abusos;
  - 6) Se recomienda revisar los artículos relativos al avalúo de la indemnización previsto por la Ley 125-01. El equipo TAF entiende que dicho procedimiento no se ha utilizado, lo cual permite dudar de su eficacia. Se sugiere que el mecanismo que se establezca sea justo para ambas partes: permita un proceso eficiente, pero a la vez evite abusos o confiscaciones;
  - 7) Se recomienda que antes de otorgarse nuevas servidumbres, y antes de aprobar nuevas obras eléctricas (por parte de concesionarios existentes como las autorizadas en una nueva concesión o licencia) se realice algún tipo de consulta, en particular una audiencia pública. Esto no solo por las leyes dominicanas aplicables a la administración pública, sino constituye una buena práctica internacionalmente recomendada por sus buenos resultados<sup>55</sup>.

Una ley que en muy pocos artículos contempla genéricamente los principales aspectos del proceso de constitución de servidumbres, es la Ley del Sector Eléctrico N° 24/2013 española. Se sugiere tomarlo como posible ejemplo<sup>56</sup>.

<sup>55</sup> Por ejemplo, esto se ha afirmado, analizando experiencias varias buenas de experiencias internacionales, en *European Right-Of-Way And Utilities Best Practices*, Publication No. FHWA-PL-02-013 HPIP/8-02(5M) EW. International Technology Exchange Program, August 2002. Ver recomendaciones al respecto en el título "Early Involvement of Property Owners in Design Process".

<sup>56</sup> **Artículo 54. Utilidad pública.** 1. Se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso".

**Artículo 55. Solicitud de la declaración de utilidad pública.** 1. Para el reconocimiento en concreto de la utilidad pública de las instalaciones aludidas en el artículo anterior, será necesario que la empresa interesada lo solicite, incluyendo el proyecto de ejecución de la instalación y una relación concreta e individualizada de los bienes o derechos que el solicitante considere de necesaria expropiación. 2. La petición se someterá a información pública y se recabará informe de los organismos afectados. 3. Concluida la tramitación, el reconocimiento de la utilidad pública será acordado por el Ministerio..."

**Artículo 56. Efectos de la declaración de utilidad pública.** 1. La declaración de utilidad pública llevará implícita ..."

**Artículo 57. Servidumbre de paso.** 1. La servidumbre de paso de energía eléctrica tendrá la consideración de servidumbre legal, gravará los bienes ajenos en la forma y con el alcance. 2. La servidumbre de paso aéreo comprende, además del vuelo sobre el predio sirviente, el establecimiento de postes, torres o apoyos fijos para la sustentación de cables conductores de energía, todo ello incrementado en las distancias de seguridad que reglamentariamente se establezcan. La servidumbre de paso subterráneo comprende la ocupación del subsuelo por los cables conductores, a la profundidad y con las demás características que señale la legislación urbanística aplicable, todo ello incrementado en las distancias de seguridad que reglamentariamente se establezcan. 3. Una y otra forma de servidumbre comprenderán igualmente el derecho de paso o acceso y la ocupación temporal de terrenos u otros bienes necesarios para construcción, vigilancia, conservación, reparación de las correspondientes instalaciones, así como la tala de arbolado, si fuera necesario."

**Artículo 58. Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso.** No podrá imponerse servidumbre de paso para las líneas de alta tensión: a) Sobre edificios, sus patios, corrales, centros escolares, campos deportivos y jardines y huertos, también cerrados, anejos a viviendas que ya existan al tiempo de decretarse la servidumbre, siempre que la extensión de los huertos y jardines sea inferior a media hectárea; b) Sobre cualquier género de propiedades particulares, si la línea puede técnicamente instalarse, sin variación de trazado superior a la que reglamentariamente se determine, sobre terrenos de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, Comunidades Autónomas, de las provincias o los municipios, o siguiendo linderos de fincas de propiedad privada."

**Artículo 59. Relaciones civiles.** 1. La servidumbre de paso de energía eléctrica no impide al dueño del predio sirviente cercarlo o edificar sobre él dejando a salvo dicha servidumbre, siempre que. 2. La variación de la ubicación o trazado de una instalación de transporte o distribución de energía eléctrica como consecuencia de proyectos o planes aprobados por la Administración comportará el pago del coste de dicha variación por parte de la Administración competente sobre dicho proyecto o plan."

**Artículo 60. Derecho supletorio.** En lo relativo a la regulación contenida en los artículos 54 a 56 de este título será de aplicación supletoria lo dispuesto en la legislación sobre expropiación forzosa y en los artículos 57 y siguientes en el Código Civil."

## 4. CONCESIONES

### 4.1 INCONSISTENCIAS RELATIVAS AL PROCESO DE OTORGAMIENTO DE CONCESIONES DE GENERACIÓN

En el Informe de Resultados se mencionaron las opiniones respecto a las inconsistencias en materia de concesiones de generación, que surgieron en entrevistas realizadas en la República Dominicana y que a primera vista resultan palpables.

Dichas inconsistencias están vinculadas al proceso de otorgamiento de las concesiones de generación, en la que intervienen la SIE, la CNE y el Poder Ejecutivo, y al modo en que estas autoridades ejercen sus competencias legales en esta cuestión.

Entre los problemas del proceso se mencionaron:

- (a) La diversidad de interpretaciones y opiniones acerca de la legislación aplicable;
- (b) La diferencia de opinión entre las autoridades (SIE y CNE) acerca de qué institución debía recibir la presentación de solicitudes de concesión;
- (c) La duplicidad de funciones donde tanto la SIE como la CNE realizan las mismas evaluaciones (técnicas, legales y económicas) de las solicitudes;
- (d) Cuestionamientos a la exigencia de concesión provisional;
- (e) La ausencia de claridad de la legislación en vigor respecto a las competencias de la SIE y la CNE;
- (f) Los problemas vinculados a la enorme cantidad de permisos, en algunos casos irrazonables, que el proceso requiere; y
- (g) Las consecuencias de todo esto: largos plazos para la obtención de concesiones; mayores costos de los proyectos, duplicación de carga de trabajo y de necesidad de recursos humanos entre las autoridades intervinientes.

En el Informe de Resultados se mencionó también que todos los entrevistados con los que el equipo TAF de consultores conversó coincidieron en la necesidad de implementar el proyecto de “Ventanilla Única” con soporte por la GIZ. En dicho proyecto, que según se nos informó aún está en curso, participan diversos actores del sector y tiene como finalidad resolver las inconsistencias y duplicidades señaladas respecto al proceso de *obtención de concesiones*.

### 4.2 INCONSISTENCIAS CONCEPTUALES Y LEGALES

Además de los problemas relativos al proceso mencionado con anterioridad, hay algunas otras inconsistencias legales relativas al esquema general de concesiones establecido por las leyes 125-01 y 57-07.

#### 4.2.1 LOS REQUISITOS DE LA CONCESIÓN Y LAS LEYES 125-01, 57-07 Y 340-06

La Ley N° 340 de 2006 de Contratación Pública de Bienes, Obras, Servicios y Concesiones (en adelante “Ley 340-06”) estableció los “principios y normas generales que rigen la contratación pública, relacionada con los bienes, obras, servicios y concesiones del Estado, así como las modalidades que dentro de cada especialidad puedan considerarse”<sup>57</sup>.

---

<sup>57</sup> Artículo 1 de la Ley 340-06

Debe insistirse en la importancia de las normas de contrataciones públicas ya que otorgan transparencia a los procesos de contrataciones del Estado y son fundamentales para evitar el uso indebido de fondos públicos por parte de funcionarios de la administración. Por ello, en muchos países, su solo incumplimiento compromete seriamente la responsabilidad (civil y/o penal) de los funcionarios intervinientes<sup>58</sup>.

Esta ley 340-06 es aplicable a toda la autoridad de la Administración Pública, tanto central o descentralizada/autónoma, a las empresas estatales, así como a cualquier entidad que contrate usando fondos públicos. Por lo tanto, sus reglas deben ser obedecidas en todas las contrataciones de bienes, obras, servicios y concesiones que hagan u otorguen las autoridades (Poder Ejecutivo, MEMRD, la CNE, la SIE) así como las que hagan la CDEEE, la ETED y las distribuidoras<sup>59</sup>.

Además de lo mencionado en el párrafo precedente, y por si quedase alguna duda sobre la prevalencia de las normas de la ley relativa a contratación pública, debe recordarse que la Ley 340-06 es posterior a la Ley 125-01, por lo tanto, regiría el principio que indica que “ley posterior modifica la anterior”. Más allá de eso, las inconsistencias que a continuación se describirán, se mantienen y seguirán generando confusión mientras no se resuelvan con una modificación legislativa.

Por las razones que el equipo TAF explica a continuación, en el otorgamiento de concesiones eléctricas, las normas de la Ley 340-06, o al menos desde su adopción en 2006, han sido incumplidas. Y esto es grave.

Existen las siguientes inconsistencias fundamentales relativas a las concesiones de generación entre las reglas de las Leyes 125-01 y 57-07 por un lado y por el otro lo dispuesto por la Ley 340-06:

### **1. El concepto mismo de “concesión” que da derecho a un concesionario a un PPA como parte de la concesión:**

El artículo 46 de la Ley 340-06<sup>60</sup> otorga al concesionario el derecho a “la recuperación de la inversión y la obtención de una utilidad razonable o el cobro a los usuarios de la obra, bien o servicio de una tarifa razonable”. Si se da una concesión para realizar la actividad de generación en condiciones de competencia, el inversor se instala a su riesgo. Al inversor en generación que se instala para actuar en un mercado de competencia (sin PPA), tal como prevé la Ley 125-01, no se le garantiza la recuperación de la inversión más una rentabilidad. Ello sucede solo cuando se otorga un PPA. Por lo tanto, en virtud de lo dispuesto por el artículo 46 de la Ley 340-06, todo concesionario de generación debería tener un PPA.

El recupero de la inversión más una rentabilidad solo puede asegurarse con tarifas reguladas de algún modo:

- En el caso de concesiones de distribución el regulador lo asegura a través de una tarifa de distribución/comercialización;
- En el caso de generación renovable, esto se hace a través de los precios a pagar por la energía fijados mediante primas (que podrían fijarse por la Ley 57-07) o en un PPA.

Pero las concesiones de generación convencional, otorgadas en base a lo dispuesto por la Ley 125-01 que no prevén el otorgamiento de un PPA y que solo autoricen al concesionario a generar en condiciones de

<sup>58</sup> Esto es lógico dada la necesidad que tiene cualquier país de evitar el uso indebido o incluso la corrupción en el manejo de los fondos públicos.

<sup>59</sup> Artículo 2 de la Ley 340-06

<sup>60</sup> Art. 46.- Para los fines de esta ley, se entiende por concesión la facultad que el Estado otorga a particulares, personas naturales o jurídicas para que por su cuenta y riesgo construyan, instalen, mejoren, adicionen, conserven, restauren, produzcan, operen o administren una obra, bien o servicio público, bajo la supervisión de la entidad pública concedente, con o sin ocupación de bienes públicos. A cambio, el concesionario tendrá derecho a la recuperación de la inversión y la obtención de una utilidad razonable o el cobro a los usuarios de la obra, bien o servicio de una tarifa razonable para mantener el servicio en los niveles satisfactorios y comprometidos en un contrato con duración o plazo determinado, siguiendo la justificación y prioridad establecida por la planificación y el desarrollo estratégico del país.

competencia (vendiendo en los mercados Spot o de contratos), no garantizan esa “recuperación de la inversión más una utilidad razonable”.

## **2. Lo obligatoriedad de realizar una licitación pública, nacional o internacional, como requisito previo para otorgar una concesión:**

Al respecto, debe recordarse que:

- Las reglas sobre otorgamiento de concesiones de todo tipo previstas por la Ley 125-01 no prevén la realización de una licitación pública como requisito para otorgar una concesión, lo cual resulta inconsistente con lo que expresamente exige la Ley 340-06;
- Las reglas sobre otorgamiento de concesiones de generación renovable previstas en la Ley 57-07, otorgadas en régimen especial, constituyen una excepción permitida por la Ley 340-06;
- Entonces, sólo podrían exceptuarse del requisito de realizar una licitación los casos permitidos por la ley 340-06, que son las mencionadas a continuación.

## **3. Exclusiones que podrían aplicarse:**

Los únicos casos de concesiones eléctricas de todo tipo previstas por las leyes 125-01 y 57-07, que son compatibles con las reglas de contrataciones públicas que impone la Ley 340-06, son aquellas que se enmarcan en las excepciones previstas por la misma Ley 340-06. Esta ley permite que sus reglas no se apliquen en dos tipos de contratación (incluyendo otorgamiento de concesión):

- (a) Que se lo excluya expresamente; o
- (b) Que la contratación esté sujeta a un régimen especial.

El régimen retributivo previsto por la Ley 57-07 para generación renovable es un régimen especial. Por lo tanto, si se lo aplicara, constituiría una excepción permitida por la Ley 340-06 y sería compatible con ella. Estas concesiones sí podrían otorgarse sin realizar una licitación previa.

Pero como el equipo TAF explica en el Informe de Resultados, los precios y primas previstos en el régimen especial retributivo establecido por la Ley 57-07 nunca se aplicaron. Por eso, lo que terminó aplicándose es un PPA negociado entre la CDEEE y los concesionarios. La CDEEE basó su competencia en lo establecido por el párrafo I del artículo 65 del Reglamento de la Ley 57-07, que estableció que los contratos podían ser negociados entre las partes. Es obvio que lo establecido por un reglamento no puede contradecir ni incumplir las reglas de la ley 340-06, que rige las contrataciones públicas y que es de jerarquía superior.

Por lo tanto, todas las concesiones de generación, transporte y distribución previstas por las leyes 125-01 y 57-07 deberían haber cumplido los requisitos de la Ley 340-06 porque no se verificaron las excepciones legales que esta última ley permite. Es decir, que todas las concesiones debieron haber sido otorgadas al oferente seleccionado en una licitación pública. Esto no se cumplió.

Por lo expuesto, también las concesiones a generación renovable otorgadas en el marco de la Ley 57-07 que no implementaron el régimen especial retributivo allí previsto, sino que fueron negociadas entre la CDEEE y los concesionarios, parecen haber incumplido las reglas de la Ley 340-06.

Por lo mencionado anteriormente, parecería que todas las concesiones eléctricas otorgadas desde 2006 que no hayan sido precedidas por una licitación pública de una u otra manera, podrían haber incumplido las reglas impuestas por la Ley 340-06.

#### 4. Consideraciones finales

Las recomendaciones e interpretación contenidas en esta sección del informe fueron cuestionadas por el área legal del MEMRD alegando que “no existe tal conflicto en el sentido de que la Ley 125-01 y la 57-07 son instrumentos específicos del sector energético”. Posteriormente se nos indicó que “las demás condiciones ameritarán una revisión detallada de las mismas.

El Equipo TAF insiste en que hay una inconsistencia entre las Leyes 340-06 y la ley 125-01.

Estamos de acuerdo en que las Leyes 125-01 y 57-07 son leyes propias de un sector, el eléctrico (renovable y convencional) y establecen su marco legal e institucional. Pero ello no significa que leyes administrativas que son aplicables a la administración pública no sean aplicables al sector eléctrico.

Tal como se mencionó en la sección 4.2.1, la ley 340-06 es aplicable a toda la autoridad de la Administración Pública, tanto a la central como a la descentralizada/autónoma, a las empresas estatales, así como a cualquier entidad que contrate usando fondos públicos. Ello lo indica expresamente su artículo 2<sup>61</sup>.

Por lo tanto, las reglas de la Ley 340 deben ser obedecidas en todas las contrataciones de bienes, obras, servicios y concesiones que hagan u otorguen las autoridades de la administración central (a la que pertenece el MEMRD) o descentralizada (a la que pertenece la SIE), así como las que hagan las empresas estatales o toda entidad que, como indica la ley “contrate la adquisición de bienes, servicios, obras y concesiones con fondos públicos.”

La aplicación de normas de contratación pública a toda la administración, centralizada o autónoma, o que utilice fondos públicos es bastante común en el mundo, y es siempre recomendable. Es un instrumento fundamental y elemental para aumentar la transparencia en el uso de fondos públicos.

#### 4.2.2 ACLARACIONES CONCEPTUALES

##### A - EXPLICACIÓN SOBRE TÍTULOS HABILITANTES PARA EJERCER ACTIVIDADES:

Normalmente, las leyes que regulan el sector eléctrico establecen los requisitos en materia de títulos habilitantes para ejercer una actividad, es decir, aquellos documentos legales emitidos por una autoridad que autoriza a una persona (física o jurídica a ejercer una actividad en el sector).

Las actividades del sector eléctrico son generación, transporte, distribución y comercialización. Estas actividades pueden ser ejercidas en régimen regulado o no, y por distintos operadores/actores.

Dependiendo de los países y las características de su sector eléctrico, las legislaciones usualmente identifican los “títulos habilitantes” necesarios para ejercer una actividad (o más) en el sector eléctrico. Los más comunes son los siguientes: concesiones, licencias, permisos o autorizaciones.

---

<sup>61</sup> Art. 2.- Están sujetos a las regulaciones previstas en esta ley y sus reglamentos, los organismos del sector público que integran los siguientes agregados institucionales:

- 1) El Gobierno Central;
- 2) Las instituciones descentralizadas y autónomas financieras y no financieras;
- 3) Las instituciones públicas de la seguridad social;
- 4) Los ayuntamientos de los municipios y del Distrito Nacional;
- 5) Las empresas públicas no financieras y financieras; y
- 6) Cualquier entidad que contrate la adquisición de bienes, servicios, obras y concesiones con fondos públicos.

Párrafo I.- A los efectos de esta ley se entenderá por Gobierno Central, la parte del sector público que tiene por objeto la conducción político-administrativa, legislativa, judicial, electoral y fiscalizadora de la República, conformada por el Poder Ejecutivo, Poder Legislativo, Poder Judicial, la Junta Central Electoral y la Cámara de Cuentas.

Hay un aspecto principal a tener en cuenta a la hora de establecer requisitos legales para la obtención de estas concesiones, licencias, permisos o autorizaciones: si la actividad es regulada o desregulada, es decir, si se paga a través de una tarifa o precio regulado, o si está sujeta a condiciones de competencia.

### **Box 22: Concesiones y Licencias**

A partir de las políticas de desregulación del sector eléctrico verificado en gran parte del mundo luego de los años 90, hubo una tendencia a lo siguiente:

- (a) Se abandonó en muchos casos el concepto de concesión reemplazándolo por el de licencia, aunque muchas veces sólo cambió el título y no el contenido. En general, las actividades desreguladas (en condiciones de competencia) requirieron licencias. La pequeña generación o autoproducción de limitada capacidad instalada se permitió mediante autorizaciones, permiso o simple registración, que se otorgó luego de un proceso simplificado;
- (b) Se comenzó a diferenciar entre actividad regulada (remuneradas a través de una tarifa regulada) y desregulada (sujetas a competencia). La licitación, como proceso de selección del oferente al que se le otorgará la concesión/licencia, comenzó a limitarse a las actividades reguladas (distribución/transmisión) y al generador al que se le otorgaría un PPA;
- (c) No obstante, lo mencionado anteriormente, se promovió la generación renovable no convencional a través de variados programas de fomento, debido a que estas energías no eran competitivas. Los mecanismos de promoción implementados incluyen:
  - Precios regulados (o mecanismos de cálculo de dichos precios regulados) establecidos en forma previa por la autoridad o por una ley, tales como los precios preferentes (conocidos como *Feed-in-Tariffs*) o las primas (*Premium Tariffs*). En muchos países se establecieron en conjunto con un límite a la potencia total que sería instalada en base a estos mecanismos;
  - Licitaciones públicas para seleccionar uno o más oferentes en base al precio (a quienes se les otorga luego un PPA);
  - Mecanismos de mercado, tales como las cuotas obligatorias de energía renovable a ser suministrada a usuarios finales.

En general, el título habilitante requerido en la mayoría de los países para realizar actividades reguladas de transporte y distribución es la licencia o la concesión. La comercialización, cuando se la permite ejercer en condiciones de competencia y con cierto grado de separación de la actividad de distribución (en mercados desregulados), suele requerir una licencia.

No obstante, lo anterior, lo cierto es que la legislación de cada país le da un nombre al título habilitante que se exigirá a cada tipo de actividad, fija sus características y condiciones (plazos, etc.), y determina qué autoridades intervendrán en el proceso y en la emisión de dicho título.

El equipo TAF omitió de este análisis el de concesión provisoria, porque no se trata “en esencia” de una concesión, sino de un permiso vinculado a un derecho de servidumbre.

### **B- REGLAS ESTABLECIDAS EN LAS LEYES 125-01 Y 57-07**

Con relación a los títulos habilitantes, las leyes 125-01 y 57-07 previeron lo siguiente:

- (a) Hay un título habilitante mencionados por la Ley 125-01: la concesión definitiva. El artículo 24 inc. n) (sobre competencias de la SIE) que menciona a la licencia genera dudas respecto a esta última y a su posible aplicación a los casos en los que esa misma ley exime de la obligación de obtener una concesión. La licencia sí está definida en el reglamento de la Ley 125-01. La SIE debía dictar una norma para regir su otorgamiento, pero no lo hizo. El equipo TAF ignora si se han otorgado licencias hasta el

momento, pero cree que no. Tanto la concesión definitiva como la licencia autorizan a construir y operar obras eléctricas. La concesión provisional no es un título habilitante porque no autoriza a realizar actividad alguna. Tiene efectos sobre la posibilidad de inscripción. Tal como se detalla en la Tabla de Inconsistencias que se incluye en el Anexo 1, numeral 19, la concesión provisional parecería tener el objetivo de exigir derechos de servidumbre de paso para realizar estudios. Tal como allí se mencionan, no se advierte la justificación legal de que se otorgue un derecho de servidumbre a una empresa que ni siquiera tiene una concesión o licencia para actuar en el sector eléctrico. Asimismo, por éstas y otras inconsistencias que se mencionan en los numerales 19 y 20 de la Tabla de Inconsistencias, se recomienda eliminar la concesión provisional;

- (b) La diferencia entre el concepto de concesión definitiva y el de licencia no está vinculado al tipo de actividad o a la característica de regulado o desregulada de dicha actividad, sino al tamaño de las “obras eléctricas” que tanto la concesión como la licencia autorizan a su titular a construir y operar. En este sentido, se exige concesión cuando la demanda (en caso de distribución) o de potencia instalada (en el caso de generación), sea igual o superior a 2 MW. No se exige concesión, pero cabe preguntarse si se exige licencia o si no hay ningún tipo de título habilitante cuando la demanda o potencia instalada sea inferior a 2 MW (artículo 41 de la Ley 125-01 y artículos 56 y 60 del Reglamento de la Ley 125-01). No obstante, estas reglas, el equipo TAF entiende que nunca se otorgaron licencias;
- (c) No se sujeta el otorgamiento de una nueva concesión o permiso a un proceso de selección conforme a las normas de contratación pública exigidas por la ley 340-06. Sobre esta cuestión corresponde hacer algunas precisiones:
- Concesiones de generación que autorizan a generar energía eléctrica en condiciones de competencia: En estos casos es lógico que no se exija una licitación pública ya que el generador se instala a su riesgo, para vender su electricidad en los mercados Spot o de contratos. Esto es aplicable mientras no se le otorgue un PPA. Cuando la ley 125-01 fue adoptada se previó un clima de competencia, por lo cual es lógico que se haya previsto de esta forma. Si no hay obligación de pago por parte del Estado y la generadora se instala a su riesgo, no tiene sentido exigirle pasar por una licitación. El equipo TAF omitirá analizar ahora si la ley sobre contrataciones públicas en vigor cuando se promulgó la Ley 125-01 exigía o no la realización de una licitación como requisito para el otorgamiento de cualquier tipo de concesión. Pero es claro que desde la promulgación de la Ley 340-06 en 2006, la realización de la licitación se hizo necesaria, la inconsistencia entre las reglas de las leyes 340-06 y 125-01 surgió y se mantiene hasta la actualidad;
  - Concesiones de generación con PPA que implementan el régimen especial de retribución previsto por la Ley 57-07: tal como se explicó anteriormente, la no realización de una licitación pública en este caso sería compatible con la Ley 340-06 en el caso en que la concesión otorgada implementara el régimen retributivo especial previsto por la Ley 57-07. Pero ello nunca sucedió porque como la CNE no fijó los precios máximos y mínimos que se necesitaban para calcular las primas previstas por esta ley, como tampoco otros límites técnicos exigidos por la misma norma. Por lo tanto, el régimen retributivo especial no se implementó y en la práctica los PPA otorgados fueron negociados por la CDEEE. Esto último también resulta incompatible con los requisitos de contratación pública requeridos por la Ley 340-06;
  - Concesiones de generación con PPA que no implementan el régimen especial de retribución previsto por la Ley 57-07: todas estas concesiones están sujetas al resultado de una licitación pública que debe cumplir con las condiciones exigidas por la Ley 340-06.

- (d) No es claro cuál es el título habilitante para la actividad de comercialización, aunque en la práctica no haya comercializadores independientes. La Ley 125-01 no lo prevé, aunque debería. Este es un vacío legal. Se menciona esto también porque en caso de decidirse autorizar a personas a ejercer la comercialización para hacer recargas de vehículos eléctricos, esta cuestión debería aclararse;
- (e) Hay cierta imprecisión con respecto a las concesiones de transmisión. Por un lado, la ley 125-01 establece tanto en la definición de empresa de transmisión como en el artículo 41 párrafo II que la transmisión es realizada por una empresa estatal. Por otra parte, el artículo 41, párrafo I de forma explícita, y el artículo 24 inciso g) de manera implícita, parecen indicar que otras personas, privadas incluso, podrían solicitar concesiones de transmisión. Más allá de dicha imprecisión, entendemos, tal como se explica en el capítulo sobre “transmisión” de este informe, que no es posible otorgar concesiones de transmisión privadas en el marco de la Ley 125-01. Por lo tanto, se omiten consideraciones acerca de las concesiones de transmisión. No obstante, este tema se trata en detalle en el capítulo sobre transmisión de este informe, así como el estatus legal de la ETED, al cual nos remitimos.

### 4.3 PROPUESTAS PARA RESOLVER INCONSISTENCIAS SOBRE TÍTULOS HABILITANTES

Para resolver las inconsistencias entre las leyes 125-01 y 57-07 por un lado, y la Ley 340-06 por el otro, en materia de títulos habilitantes, se sugiere hacer una modificación legal que prevea lo siguiente.

#### 4.3.1 GENERACIÓN

Siguiendo el lineamiento propuesto en el capítulo sobre “marco legal”, en el sentido de mantener la organización del sector eléctrico bajo el modelo de desregulación en actividades potencialmente competitivas, se propone lo siguiente:

- (a) **Principio General:** Como principio, todos los nuevos generadores privados que se autoricen a producir electricidad a partir de fuentes convencionales o renovables no sujetos a régimen especial o a una licitación previa no deberían recibir un PPA con una empresa estatal, sino que solo se los autorizaría a hacerlo en condiciones de competencia: a vender su generación en los mercados Spot y de contratos;
- (b) **Excepciones:** Para evitar las confusiones que se produjeron con la incorrecta implementación de la Ley 57-07, se sugiere prohibir expresamente el otorgamiento de PPA excepto en las excepciones específicamente permitidas por la ley. Los PPAs deberían poder otorgarse solamente en dos casos excepcionales:
  - (i) **Cuando haya una licitación previa** (esto sería aplicable a todo tipo de generación, renovable o no). Las recomendaciones sobre licitación se incluyeron en el capítulo Marco Legal;
  - (ii) Cuando tratándose de **generación renovable no convencional, se pague dicha generación a través de un régimen especial establecido por una ley**. Esto último sería aplicable si en el futuro las autoridades implementaran el esquema retributivo previsto por la Ley 57-07.
- (c) **Explicación:** Si no se otorgan PPAs a la nueva generación convencional (excepto cuando haya habido una previa licitación) no se limitan las posibilidades del Estado de ir modificando su matriz eléctrica y energética en el tiempo, y de introduciendo generación renovable mediante distintos mecanismos de promoción (los de la Ley 57-07 y el que se recomienda en el Capítulo sobre Energías Renovables). Aunque en el largo plazo el país pretende, y el equipo TAF espera que logre modificar sustancialmente



su matriz energética, en el corto y mediano plazo seguirá habiendo generación convencional que se negociará en el mercado Spot o de contratos. Por lo tanto, el ingreso de cualquier tipo de generación sin PPA aumentará la competencia en el mercado de generación, otorgará liquidez al mercado Spot, y puede resultar necesaria para mejorar la seguridad del suministro, hacer frente a las fluctuaciones de generación renovable intermitente. Y al no darse PPA, no se compromete financieramente al país.

Subsidiariamente, en el capítulo sobre “Marco Legal”, el equipo TAF recomendó fijar en la ley una cuota máxima a la participación de un mismo generador privado. Esto debería aplicarse tanto cuando el generador actúa por sí mismo como cuando lo hace a través de empresas controladas o controlantes. Esto fue sugerido para evitar que los generadores con una importante cuota y poder de mercado, puedan seguir aumentándola y, con ello, aumentar su poder de influencia para: (i) limitar la constitución de oligopolios en generación y aumentar la competencia; (ii) presionar políticamente a autoridades y limitar cualquier plan tendiente a la promoción de energías renovables y descarbonización de la economía.

Asimismo, es necesario establecer mecanismos de fomento de energías renovables que sean adecuados y factibles, es decir, que luego puedan cumplirse y pagarse. Ello, para que no vuelva a pasar lo que sucedió con el régimen retributivo de la Ley 57-07 que nunca se aplicó como correspondía. Sobre esta cuestión, se incluyen recomendaciones específicas en el capítulo sobre energías renovables.

- (d) El equipo TAF propone que el título habilitante para realizar la actividad de generación, incluyendo a la autogeneración sea la licencia, en lugar de la concesión, pero con el alcance mencionado en los párrafos subsiguientes.** De esta forma, se evitan las incompatibilidades que surgirían en los casos en que se autorice nueva generación que realizará la actividad en competencia (sin recibir un PPA), con las reglas de la Ley 340-06. Como se mencionó, esta ley obliga a realizar una licitación y a garantizar la recuperación de la inversión más una rentabilidad razonable a todo aquel a quien se le otorgue una concesión;
- (e) En el caso en que la autogeneración sea realizada bajo la modalidad de Medición Neta y no supere 1 MW, no se requiere licencia, basta con el acuerdo que se firma con la distribuidora. El equipo TAF propone que esto se extienda también a los autogeneradores incluidos en el programa de Medición Neta que tengan una potencia instalada de hasta 1.5 MW;**
- (f) El equipo TAF propone que, en caso de autoproducción a base de energías renovables, cuya potencia instalada sea superior a 1.5 y no exceda 5 MW, que produzcan exclusivamente para su propio consumo sean exceptuadas de la obligación de obtener una licencia.** Se propone que estos autoprodutores solo deban obtener la misma autorización de la empresa de distribución o transmisión que se exige a los autoprodutores incluidos en el Programa de Medición Neta (ver detalles en el capítulo Medición Neta).

#### **4.3.2 DISTRIBUCIÓN**

Como la distribución es un monopolio natural y una actividad regulada. Actualmente hay tres distribuidoras estatales pero la legislación prevé el otorgamiento de concesiones de distribución en zonas aisladas a privados. Como esto se retribuye a través de una tarifa que deben pagar los usuarios, se recomienda evaluar la necesidad de cumplir con el requisito de la licitación pública previsto por la Ley 340-06.

Aún en el caso en que haya una “iniciativa privada” de un interesado en realizar distribución en una nueva zona no servida, la autoridad responsable de otorgar la concesión debería convocar a una licitación pública cumpliendo con la evaluación y requisitos exigidos por la Ley 340-06. Esta ley prevé también prerrogativas

para quien realizó dicha “iniciativa privada”. Todo ello, debería mencionarse en la legislación del sector eléctrico claramente. Las reglas que al respecto fija la ley 340-06 y su reglamento, se adecúan a lo que se consideran “buenas prácticas” internacionales, recomendadas por UNCITRAL, un organismo de Naciones Unidas<sup>62</sup>.

De lo contrario, debe establecerse una excepción a la exigencia de licitación establecida por la Ley 340-06, que fue dictada con posterioridad a la Ley 125-01, por lo que implícitamente la modificaría.

Con relación a los títulos habilitantes, se sugiere:

- (a) **La concesión como título habilitante para la realización de la actividad de distribución cuya demanda sea igual o superior a 2 MW.** La distribución es una actividad regulada que se realiza en condiciones de monopolio regional. Más allá de que las principales distribuidoras son hoy del Estado, se sugiere que el otorgamiento de una nueva concesión por principio esté sujeta a un proceso de licitación;
- (b) **La “licencia” como título habilitante para realizar actividad de distribución de limitada envergadura,** inferior al mínimo legal (2 MW). Se entiende que esto es aplicable para proyectos comunitarios pequeños, tales como barrios privados o proyectos turísticos.

#### 4.3.3 TRANSMISIÓN

Al igual que la distribución, la transmisión es considerada un monopolio natural y como tal, es una actividad regulada.

Por lo tanto, se recomiendan que el título habilitante para realizar la actividad continúe siendo la concesión.

#### 4.3.4 COMERCIALIZACIÓN

Se sugiere establecer la licencia como título habilitante para realizar la actividad de comercialización. Aunque no existen empresas de comercialización en la actualidad, la Ley 125-01 prevé la realización de esta actividad, pero no aclara cuál es el título que habilita su ejercicio. Esto es un vacío legal que debería resolverse. En particular, la comercialización de electricidad podría ser una alternativa para encuadrar la recarga de autos eléctricos.

Esta actividad debe continuar sujeta a reglamentación, pero la ley debe al menos determinar cuál será el título habilitante y qué autoridad lo otorgará. Estas cuestiones no se mencionan en la Ley 125-01 y ello implica un vacío legal a resolver. Los detalles de cómo operarán y los requisitos a exigirse para la obtención de dicha licencia, debe quedar sujeta a la reglamentación que luego se adopte.

Más allá de la venta de electricidad a usuarios finales, podría también haber comercializadores en movilidad eléctrica, aunque eso lo definirá la legislación especial sobre movilidad eléctrica.

### 4.4 PROPUESTAS PARA RESOLVER LAS INCONSISTENCIAS RELATIVAS AL PROCESO

En el título precedente el equipo TAF ha desarrollado propuestas relativas a los títulos habilitantes que resuelvan las inconsistencias entre la legislación del sector eléctrico y las normas sobre contrataciones públicas. Para ello, se propuso reemplazar la necesidad de obtener una concesión por el de una licencia para

---

<sup>62</sup> *United Nations Commission on International Trade Law* (Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional). Su sitio web es [www.uncitral.un.org](http://www.uncitral.un.org) y contiene modelos de ley y recomendaciones relativas a contrataciones públicas (public procurement).

las actividades de generación y comercialización. En este título se desarrollará las propuestas relativas al proceso que debería seguirse para el otorgamiento de títulos habilitantes y, en particular, la determinación clara de en qué casos se requerirá una licitación.

Como el equipo TAF no ha tenido acceso a los resultados y propuestas del proyecto de Ventanilla Única, se limita a mencionar algunas recomendaciones generales relativas al proceso. En el capítulo sobre “marco institucional” de este informe, se incluyeron explicaciones acerca de las competencias de las autoridades que aquí se mencionan, en materia de otorgamiento de títulos habilitantes y evaluación de pedidos de licencias y concesiones.

#### 4.4.1 RECOMENDACIONES CONCRETAS PARA CADA ACTIVIDAD

En función de lo mencionado en los párrafos precedentes el equipo TAF propone la aplicación de los siguientes procedimientos para los distintos tipos de títulos habilitantes:

- (a) **Se propone que el procedimiento para el otorgamiento de licencias de generación sin PPA y de comercialización (ambas en condiciones de competencia) sea el de “proceso de autorización”.** Bajo este último, todos los requisitos (económicos, financieros, técnicos, legales, etc.) para obtener la licencia deberán ser fijados por la legislación en forma previa, y las autoridades responsables de evaluar su cumplimiento estén obligadas a otorgar dichas licencias a todos aquellos que los cumplan;
- (b) **Se propone que el procedimiento de otorgamiento de nuevas licencias de generación renovable que esté sujeta a un régimen retributivo especial fijado en una ley sea el de “proceso de autorización”.** Un ejemplo de este tipo es el régimen retributivo especial fijado por la Ley 57-07, aunque no se haya implementado. Esto es compatible con la Ley 340-06.

Como la aplicación del régimen retributivo establecido por la Ley 57-07 fue inadecuada y generó problemas de interpretación, también se sugiere mencionar expresamente en la Ley las siguientes reglas:

- Que esta excepción solo será aplicable cuando el régimen de retribución aplicado se ajuste completamente a lo establecido por dicha ley. Así se evitarán las dudas de interpretación acerca del derecho a obtener un PPA que surgieron cuando las primas previstas por la Ley 57-07 no fueron adecuadamente implementadas;
  - Que no podrán otorgarse licencias en base al régimen retributivo de la Ley 57-07, hasta tanto toda la reglamentación, precios regulados y otros requisitos establecidos por la ley hayan sido adoptados.
- (c) **Se propone que el procedimiento de licitación se aplique para otorgar nuevas licencias de generación a la que se le otorgue un PPA** (siempre que no esté sujeta a un régimen retributivo especial). Las recomendaciones acerca de realizar licitaciones como mecanismo de promoción e instalación de nueva generación renovable se detallan en el capítulo sobre “Generación Renovable”;
  - (d) **Se propone que la licitación sea el procedimiento de otorgamiento de nuevas concesiones de distribución.** La ley 125-01 previó un régimen especial para cooperativas eléctricas en el que no habría licitación, pero esto nunca se reglamentó. Esto es incompatible con la Ley 340-06 y tiene sentido porque es una actividad regulada y realizada en condiciones de monopolio, por lo que algún tipo de procedimiento transparente de selección sería recomendable, incluso en el caso en que haya una demanda espontánea (a los que la Ley 340-06 le ofrece derechos especiales por ese motivo). Se recomiendan excepciones especiales a las cooperativas eléctricas, organizaciones comunitarias o

asociaciones sin fines de lucro que ya existan y que no cuenten con una concesión. No obstante, el equipo TAF no tiene suficiente información sobre la realidad de este tipo de proyectos comunitarios;

- (e) **Transmisión:** al igual que la distribución, la transmisión es considerada un monopolio natural y, por lo tanto, se recomienda que el título habilitante fuese una concesión.

Pero hay una diferencia con la distribución y es que la Ley 125-01 indica (aunque con cierta confusión que se detalla en el capítulo “Transmisión” de este informe) que la transmisión es una actividad reservada al Estado. Por lo cual, no debe haber un proceso alguno para seleccionar al operador al que se le dará la concesión. El operador será siempre una empresa estatal. Este tema se trata en detalle en el capítulo sobre “Transmisión”, al cual nos remitimos.

#### 4.4.2 RECOMENDACIONES GENERALES RELATIVAS AL PROCESO

El equipo TAF recomienda lo siguiente:

- (a) **En el proceso de autorización o en la licitación que se realice para otorgar licencias de generación o comercialización, debería intervenir una sola autoridad.** Por razones de eficiencia y para evitar duplicaciones de funciones, se recomienda que sea una misma autoridad quien reciba y evalúe todas las solicitudes de licencias, realice el proceso licitatorio y otorgue la licencia. Se recomienda que esa autoridad sea el MEMRD;
- (b) **En el caso de evaluación y otorgamiento de concesiones,** el proceso de licitación deberá ser iniciado y desarrollado por el MEMRD. La Ley 340-06 exige que las concesiones sean otorgadas por el Poder Ejecutivo. Por lo tanto, las leyes eléctricas no pueden otorgar competencia al MEMRD para otorgar la concesión. El MEMRD debería concluir su intervención con el resultado del proceso licitatorio;
- (c) **Otorgamiento de concesiones por parte del Poder Ejecutivo:** En virtud de la legislación sobre contrataciones públicas en vigor, es necesario que sea el Poder Ejecutivo quien otorgue las concesiones<sup>63</sup>. La Ley 125-01 es consistente con este requisito.

En el Informe de Resultados, se mencionó que este requisito extendía los plazos de otorgamiento de concesiones de generación y el equipo TAF tiene evidencia de que es así. Pero si se reemplaza la concesión por la licencia como “título habilitante” para realizar la actividad de generación, y si la licencia es otorgada por el MEMRD, se resuelve el problema mencionado.

No obstante, el otorgamiento el Poder Ejecutivo debería continuar siendo la autoridad que otorgue concesiones de distribución y transmisión. Las alternativas para obviar la intervención del Poder Ejecutivo serían dos:

- i. Modificar la Ley 340-06, lo cual parece difícil de lograr y, por ello, no recomendable; o
- ii. Analizar la posibilidad de que el Poder Ejecutivo haga una delegación de poderes en la autoridad responsable por la evaluación de la solicitud de concesión, para lo que debería evaluarse si esto es permitido por la Ley de Procedimientos Administrativos. La delegación podría hacerse al MEMRD, por ejemplo.<sup>64</sup> No obstante, no parece que la Ley 340-06 lo permita.

En el otorgamiento de concesiones de distribución (cuya demanda sea superior a 2 MW) o de transmisión, seguiría siendo necesaria la intervención del Poder Ejecutivo, Pero este tipo de

<sup>63</sup> El artículo 50 de la Ley 340-06 exige que las concesiones que se otorguen para construir y operar obras públicas que impliquen inversión por parte del concesionario y cuyo plazo sea superior a 5 años sean aprobadas por Decreto del Poder Ejecutivo

<sup>64</sup> En dicho caso, se recomienda que los abogados del Estado evalúen la constitucionalidad y legalidad de la delegación de poderes sugerida en base a los requisitos exigidos por las diversas leyes de Derecho Administrativo que resulten aplicables.

concesiones no es frecuente, se limita a actividades realizadas en condiciones de monopolio y que, si se otorgan, serán excepcionales. En estos casos, la concesión debe ser otorgada por el Poder Ejecutivo.

La nueva generación sería autorizada mediante licencias cuyos pedidos serían evaluados por el MEMRD, que haría una recomendación al respecto. Pero sería el MEMRD quien otorgaría la licencia.

- (d) **Cumplimiento de los requisitos establecidos por la Ley 340-06 relativos al otorgamiento de concesiones de distribución:** en todos los casos, se recomienda verificar que los procedimientos de otorgamiento de concesiones y de otros títulos habilitantes sean compatibles con los requisitos previstos por las leyes en vigor, en particular los de la Ley 340-06;
- (e) Aunque en otro país resultaría innecesario, se sugiere mencionar expresamente en la ley que las autoridades e instituciones deberán cumplir las normas sobre contrataciones públicas en vigencia. Tal como se detalló anteriormente, esto implica:
- Que deberá haber licitación, excepto que se trate de distribución con una demanda inferior a 2 MW, sujetas a licencia;
  - La convocatoria a licitación, los pliegos licitatorios, y todo el proceso licitatorio deben ser realizados por la autoridad competente. Se sugiere que la CNE, en lugar de la SIE, tenga competencia para ello. Luego, la concesión debe ser otorgada por el Poder Ejecutivo porque así lo exige la Ley 340-06, excepto si el Poder Ejecutivo hace alguna delegación de poderes en el MEMRD.

Es de resaltar que, aunque es posible que nunca se otorguen nuevas concesiones de distribución, o que sean pocas, la ley debería ser clara al respecto.

**Tabla 5: Propuestas sobre títulos habilitantes**

Actividad		Ley 125-01	Modificación Propuesta
<b>Generación</b>	Potencia instalada igual o superior a 2 MW	Concesión	Licencia
	Potencia instalada inferior a 2 MW	Licencia	Licencia
	Autogeneración bajo el programa de Medición Neta	No se requiere título habilitante*	No se requiere título habilitante*
	Autoproducción renovable superior a 1.5 hasta 5 MW, que produzcan exclusivamente para su propio consumo	-	No se requiere título habilitante*
<b>Distribución</b>	Demanda igual o superior a 2 MW	Concesión	Concesión
	Licencia: demanda inferior a 2 MW	Licencia	Licencia
<b>Transmisión</b>		Concesión	Concesión
<b>Comercialización</b>		No se menciona	Licencia

**Note: \*** En esos casos alcanzaría con el acuerdo de interconexión de la empresa de distribución (o transmisión) y, en el caso de autoprodutores incluidos en el programa de Medición Neta, con el acuerdo sobre medición neta también.

**Tabla 6: Propuestas sobre procedimiento para otorgar títulos habilitantes**

Actividad		Legislación y Práctica Actual	Modificación Propuesta
Generación	Sin otorgamiento de PPA (para generar en condiciones de competencia)	Procedimiento de autorización (Ley 125-01)	Procedimiento de autorización
	Con PPA bajo régimen retributivo especial (v.g. el previsto por Ley 57-07)	Procedimiento de autorización (Ley 125-01 y 57-07)	Procedimiento de autorización
	Con PPA por otro procedimiento	Procedimiento de autorización + negociación con las distribuidoras	Licitación
Distribución	Demanda igual o superior a 2 MW	Procedimiento de autorización (Ley 125-01)	Licitación, salvo excepciones especiales que se otorguen a cooperativas eléctricas, organizaciones comunitarias o asociaciones sin fines de lucro
	Licencia: demanda inferior a 2 MW	Procedimiento de autorización (Ley 125-01)	Procedimiento de autorización
Transmisión		N/A	N/A
Comercialización		No se menciona	Procedimiento de autorización

#### 4.4.3 CREACION DE UNA VENTANILLA UNICA PARA PROYECTOS DE ENERGIA

Durante las reuniones mantenidas en enero de 2020 en Santo Domingo por el equipo TAF con instituciones públicas y privadas del sector eléctrico y energético, la necesidad de implementación de un sistema de ventanilla única de inversión para proyectos de energía fue una opinión unánime. Tanto el Informe de Misión como las minutas de reunión allí incluidas lo indican.

El proyecto de Ventanilla Única fue financiado por la GIZ y contó con la colaboración de autoridades sectoriales y agentes privados.

**El Equipo TAF no estuvo involucrado en la realización de esta consultoría, ni le corresponde hacer una evaluación del trabajo de otros consultores, ni del resultado de la misma o de sus propuestas. Por lo tanto, las opiniones aquí vertidas son generales. No podemos asegurar tampoco cómo vaya a funcionar en la República Dominicana. Más aún, esta consultoría recomendó en éste y otros informes ir más allá de lo propuesto en el informe de Ventanilla Única, y sugirió una reforma institucional mediante la cual se otorgase competencia en materia de solicitudes de licencias a una sola autoridad sectorial, eliminando así gran parte de las inconsistencias y problemas del proceso.**

Más allá de las aclaraciones hechas en el párrafo precedente, y aún haciéndose la reforma institucional recomendada por el Equipo TAF, la solicitud y emisión de licencias requiere de la previa obtención de múltiples permisos, certificados de “no objeción” o similares, o intervención de alguna forma de múltiples autoridades o instituciones de otros sectores (turismo, medio ambiente e incluso bomberos). En este contexto, entendemos que una Ventanilla Única facilitaría la gestión de la solicitud.



Entendemos que esta herramienta permitiría la recepción de informaciones referente a unos determinados procesos ante una única entidad, lo cual se haría posible a través de la simplificación, homologación y automatización de los procesos de gestión <sup>65</sup>.

En este sentido, y más allá de cómo vaya luego a funcionar en la práctica en la República Dominicana, consideramos lo siguiente respecto a las ventanillas únicas en general:

- Sirven para agilizar y simplificar los flujos de información entre los solicitantes y las instituciones estatales, y aportar beneficios significativos para todas las partes involucradas;
- Son generalmente gestionadas de forma centralizada por un organismo rector, lo que permite a las autoridades competentes y organismos gubernamentales recibir o tener acceso a la información pertinente para su propósito;
- Exigen a las autoridades y organismos participantes coordinar sus controles. En algunos casos, la Ventanilla Única deberá proporcionar medios para el pago de tasas oficiales.

Por dichas razones, el equipo TAF recomienda la creación de una ventanilla única.

Si la misma fuera diseñada de una forma adecuada y se lograra el compromiso de las instituciones involucradas podría traer incluso ventajas de gestión y beneficios tales como los siguientes<sup>66</sup>:

- Agilizaría la gestión de trámites asociados a las solicitudes de licencia, reduciendo los tiempos para la obtención de las autorizaciones o permisos de otros sectores requeridas;
- Simplificaría el intercambio de información entre las instituciones que conforman la ventanilla única.
- Facilitaría la comunicación entre el gobierno y los inversionistas;
- Reduciría, consecuentemente, los costos de tramitación.

Si no se hiciera la reforma institucional recomendada por el Equipo TAF y varias autoridades del sector eléctrico (en lugar de una sola) continuarán estando a cargo de la evaluación de solicitudes de licencias, la ventanilla adquiriría aún mayor importancia.

Más allá de eso, insistimos en que las duplicidades de los procesos tienen su origen en leyes que se encuentran en vigencia. Por lo tanto, aunque la ventanilla única sirva para agilizar trámites, lo que se necesita es una reforma legal e institucional que evite solapamientos de funciones entre autoridades del sector eléctrico, que les permita funcionar de manera eficiente y que resuelva las inconsistencias identificadas por el Equipo TAF. Este informe contiene recomendaciones detalladas al respecto.

---

<sup>65</sup> <https://www.ventanillaunica.gob.mx/Beta/SobreVU/SobrelaVU/index.htm>

<sup>66</sup> Estas informaciones son fruto de investigación en internet de otras ventanillas únicas:  
<https://www.ventanillaunica.gob.mx/Beta/SobreVU/SobrelaVU/index.htm>  
<https://www.ventanillaunica.gob.mx/Beta/SobreVU/Beneficios/index.htm>  
<https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2013/10/ventajas-de-la-vuce-en-la-competitividad/>  
<https://www.mineduacion.gov.co/1759/w3-article-185482.html?noredirect=1>  
<https://aprenderly.com/doc/1284663/impacto--ventajas-y-desventajas-de-la-ventanilla-unica-de>

## **5. ENERGÍAS RENOVABLES**

### **5.1 RÉGIMEN ESPECIAL E INCENTIVOS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES**

#### **5.1.1 LÍMITES DE CAPACIDAD REGIONAL**

Hasta ahora, no han sido establecidos los límites a la concentración de electricidad renovable a nivel regional o provincial, ni la proporción máxima de capacidad permitida en cada subestación, que el artículo 4 de la Ley 57-07 y el artículo 6 de su reglamento ordenaron fijar. En contradicción con lo que articula la ley y el reglamento, una referencia a los criterios básicos de la oferta regional, en función de los recursos disponibles e infraestructuras necesarias no se ha implementado.

No obstante, por lo general, los inversores están desarrollando plantas a base de energías renovables en sitios donde tienen acceso a propiedades o tienen propiedad propia, y donde los recursos energéticos están suficientemente disponibles y las líneas de transmisión no se encuentran demasiado distantes. Por ello, el establecimiento de límites a la concentración regional o provincial de generación renovable podría restringir innecesariamente las opciones de desarrollo de proyectos que resultaran más adecuados. Si hubiese preocupaciones con respecto a la estabilidad de la red, dichas podrían, y deberían, ser evaluadas y expresadas por la ETED en cada caso en particular.

Por lo tanto, el equipo TAF propone que se elimine el artículo respectivo. En lugar de esto, las licitaciones que se lancen podrían dar preferencia a ciertas regiones para el establecimiento de futuras plantas. En otros casos, operaría también como límite la capacidad de transmisión que existiera en el lugar de conexión a la transmisión y/o en las líneas del sistema de transmisión que conecten el lugar de la generación con las regiones de la demanda de electricidad. Por eso, en lugar de establecer límites regionales, es preferible que se aliente a los municipios o los gobiernos provinciales junto con el OC a definir áreas que sean aptas para parques solares o eólicos de ciertos tamaños, sin entrar en conflicto con restricciones ambientales, perturbar el paisaje, tener una influencia negativa en los asentamientos cercanos y tienen las condiciones adecuadas para evacuar la energía generada. Lo anterior debe estar íntimamente vinculado a la planificación energética definida por la autoridad competente conforme a los lineamientos de política energética.

#### **5.1.2 LIMITACIÓN DE LA CAPACIDAD PARA PARQUES EÓLICOS**

La limitación a la capacidad aplicable a los parques eólicos (50 MW) que fija el artículo 5, inciso “a” de la Ley 57-07 (y el artículo 2, párrafo 1 de su reglamento), no tiene justificación técnica o económica. Por lo tanto, el equipo TAF recomienda que se elimine. En este sentido, la capacidad máxima de los parques eólicos depende principalmente del recurso existente en el sitio en particular, y de la capacidad de las redes de transmisión para absorber y transportar la electricidad generada. La limitación de capacidad de 50 MW (o hasta 100 MW en una segunda fase) es arbitraria y no se basa en ningún argumento justificado. Si hubiese razones técnicas y justificables para limitar la capacidad de los nuevos parques eólicos en un proyecto en particular sometido a licitación, esto se podría hacer fijando dichos límites en los documentos licitatorios, y dichos documentos licitatorios deberán tomar en cuenta los planes de expansión de generación y transmisión resultantes del sistema de planificación integral.

#### **5.1.3 EXENCIONES FISCALES PARA EQUIPOS DE ENERGÍA RENOVABLE**

La Ley 57-07 contiene en su artículo 9, párrafo 2, una lista de equipos y productos que están totalmente exentos del pago del impuesto de importación, del Impuesto sobre Transferencia de Bienes Industrializados



y Servicios (ITBIS) y del impuesto sobre las ventas. El equipo TAF no tiene conocimiento de que la CNE haya recomendado la ampliación u otra modificación de esta lista de equipos, partes y sistemas que por su utilidad y por el uso de fuentes renovables de energía sean susceptibles de beneficiarse, tarea que le ordenó cumplir el artículo 2, párrafo VII del Reglamento de la Ley 57-07.

Por otra parte, el párrafo correspondiente ha abierto la puerta a un posible mal uso, ya que incluye equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI para proyectos basados en fuentes renovables sin aportar más especificaciones en la lista mencionada anteriormente. Es evidente que los equipos utilizados para tales fines no pueden distinguirse del uso en otras aplicaciones.

En el futuro, esta lista debería ser actualizada periódicamente en estrecha cooperación entre las autoridades energéticas con el Ministerio de Hacienda y con la Dirección General de Impuestos Internos. El equipo TAF propone además que se autorice al MEMRD, o alternativamente al Consejo de Ministros o al Poder Ejecutivo para aprobar modificaciones a la lista contenida en el artículo 9 de la Ley 57-07. En este sentido, los cambios tecnológicos y otras cuestiones obligan a realizar revisiones y actualizaciones periódicas que requieren actualizaciones permanentes que puedan decidirse rápidamente. Su modificación por ley, por la complejidad y demoras que ello conlleva, es incompatible con la implementación de una actualización oportuna.

#### **5.1.4 EXENCIÓN DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y CRÉDITO FISCAL**

El artículo 10 de la Ley 57-07 estableció una exención del pago del impuesto sobre la renta que se aplicó a la venta de electricidad y otros tipos de energía secundaria basada en recursos renovables, la venta e instalación de equipos con un valor añadido nacional mínimo del 35 %, y a las empresas que operan plantas para alimentar la electricidad en la red pública, para producir biocombustibles o que se dedican de otro modo a la explotación de fuentes renovables para la producción de energía se había limitado hasta 2020 (Ley 57-07 , artículo 10). Este artículo ha sido derogado por la Ley 253-12.

Con relación a esta cuestión, el equipo TAF recomienda que se considere una renovación de esta exención especialmente para proyectos renovables más pequeños y los de cooperativas u otros en los que la tasa de retorno de la inversión sea baja. En este contexto, debería definirse de forma más adecuada el tipo de empresas y otras entidades que podrán beneficiarse de dicha exención del impuesto sobre la renta. Además, debería tenerse en cuenta si la cadena de valor puede ser objeto de un seguimiento suficiente para determinar qué productos pueden estar exentos del impuesto sobre la renta.

El equipo TAF considera también que el crédito fiscal sobre el impuesto sobre la renta, que el artículo 12 de la Ley 57-07 otorga a los autogeneradores y que es de 3 años, debería extenderse posiblemente a 5 años en el caso de los sistemas residenciales, por lo que también debe considerarse que generalmente exime a todos los ingresos de la venta de electricidad excesiva a la red. Asimismo, se debe revisar el tema de la discreción del porcentaje sobre la inversión. El MEMRD debe establecer cuáles son los rangos de valores aceptables por tecnología para definir qué porcentaje de la inversión se reconoce para los incentivos previstos.

#### **5.1.5 PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE A PEQUEÑA ESCALA**

Los proyectos pequeños de generación de electricidad instalados por comunidades, grupos de interés social e inversores con capacidad financiera limitada, como son las asociaciones de productores y cooperativas, realizados con el fin de alimentar exclusivamente la electricidad a la red, no se han beneficiado del esquema

de promoción existente. Estos actores y este segmento de generación han sido descuidado por completo y, por ello, no se han realizado proyectos de menor escala en el pasado.

El artículo 13 de la Ley 57-07 (y el artículo 22 del Reglamento) prevé financiación para proyectos de hasta 500 kW para uso comunitario, pero esto de hecho nunca se ha materializado debido a la falta de medios financieros. El "fondo del petróleo" que debió usarse para su financiamiento no se utilizó y, además, fue luego abolido en 2012.

Por ello, el equipo TAF recomienda que se proporcionen créditos con tasas de interés preferenciales por parte de las instituciones financieras del Estado para instalaciones de generación que usen energías renovables de hasta 10 MW, que sean desarrolladas por instituciones de interés social, comunidades, cooperativas y otros inversores menores. Además, se aconseja que se ordene por ley al MEMRD la elaboración de un plan específico para apoyar con asistencia técnica a las cooperativas y a otros inversores pequeños para el desarrollo de instalaciones de generación a pequeña escala.

La promoción a la generación a pequeña escala deberá ser realizada sobre la base de una reglamentación técnica y comercial desarrollada para estos fines, la cual deberá contener todos los aspectos regulatorios necesarios para la presentación de solicitud de autorización, proceso de autorización, puesta en servicio, certificación de las instalaciones, fiscalización de la operación técnica y comercial, resolución de conflictos y disolución.

#### **5.1.6 VENTA DE ELECTRICIDAD RENOVABLE**

El equipo TAF recomienda también que se permita a los generadores comprendidos dentro del Régimen Especial a vender electricidad directamente a clientes no regulados y distribuidores privados a precios negociados o en el mercado Spot, a menos que hayan firmado un PPA a largo plazo con uno de los distribuidores estatales por la totalidad de su producción. Asimismo, el equipo TAF recomienda lo siguiente:

- (i) Todos los nuevos desarrollos de generación renovable, según la definición en el artículo 5 de la Ley 57-07 que no sean autoprodutores y que tengan una capacidad superior a 10 MW y vendan electricidad a los distribuidores estatales, sean objeto de un proceso de licitación. De esta forma, los precios serían determinados por la oferta y contratados en un PPA por 20 años. Todos los nuevos desarrollos de generación renovable que no sean autoprodutores y tengan una capacidad de hasta 10 MW deberían vender la electricidad a los distribuidores de acuerdo con lo establecido en el régimen especial retributivo creado por la Ley 57-07;
- (ii) El exceso de electricidad generado por parte de los autogeneradores con una capacidad de hasta 2 MW pueda venderse a la red a precios del mercado Spot (a costos marginales), más o menos una prima fija, de acuerdo con el régimen especial retributivo creado por la Ley 57-07, artículo 18, y los artículos correspondientes del Reglamento. Para ello, la SIE debería fijar anualmente niveles mínimos y máximos de precios para dicha remuneración. A tal fin, los artículos 108-112 del Reglamento de la Ley 57-07 deben revisarse por completo proporcionando únicamente indicaciones sobre cómo se determinarán los niveles de precios. Las tarifas de remuneración deben publicarse preferentemente en resoluciones anuales.

#### **5.1.7 CUOTAS Y OBJETIVOS A LARGO PLAZO**

El equipo TAF recomienda el establecimiento de cuotas obligatorias a las que se refiere el artículo 19 de la Ley 57-07, para los biocarburantes, pero que no se apliquen al sector eléctrico. Como se expone en el

capítulo sobre planificación, los planes de generación deberían determinar la contribución de la electricidad renovable en el futuro.

El objetivo a más largo plazo de la contribución de las energías renovables en el sector eléctrico, tal como se establece en el artículo 21 de la Ley 57-07, debería ser obligatorio y jurídicamente vinculante. Con la modificación de la ley, el horizonte temporal debería ampliarse hasta 2030 y más allá.

## 5.2 TIPOS DE GENERACIÓN Y CONTRATACIÓN

Tabla 7: Propuesta sobre Tipos de Generación y Contratación

Tipo de Generación	Modo de Selección	Contratación Explotación	Contratación Comercial	Explicaciones
>10 MW en base de energías fósiles	Sin procesos de selección, desarrollados por iniciativa de inversionistas.	Licencia	Contratos privados, venta de las cantidades de electricidad producidas en el mercado Spot o a grandes clientes no-regulados a través de contratos directos.	Licencia otorgada por el MEMRD.
>10 MW en base de energías fósiles	Licitación de la CNE, en base de la planificación del sector eléctrico.	Licencia	PPA sobre la base de una licitación anterior para el suministro de capacidad de reserva; Contrato con las EDES <sup>67</sup> .	Las licitaciones y la selección de los proyectos son llevadas a cabo por el MEMRD. En particular, esta puede especificar la fuente de energía.
>10 MW en base de energías renovables	Licitación de la CNE, en base de la planificación del sector eléctrico.	Licencia	<p>1. PPA con las EDES sobre la base de una licitación anterior; la capacidad de licitación anual se define en la planificación del sector eléctrico. Contrato de 20 años, a continuación, la comercialización directa o la venta en el mercado Spot;</p> <p>2. Contratos con clientes directos (clientes mayoristas no-regulados y empresas distribuidoras privadas); cantidades de electricidad no vinculadas contractualmente pueden venderse en el mercado Spot.</p>	Licitaciones y la selección de los proyectos son llevadas a cabo por el MEMRD. Esta puede establecer directrices para la tecnología, la selección de la ubicación de acuerdo con la planificación eléctrica, la capacidad mínima y máxima de cada proyecto, etc. También regula las condiciones que deben cumplir las ofertas para poder participar en la licitación (v.g. permisos ya recibidos).
>1 hasta 10 MW en base de energías renovables	Sin invitación previa a licitación. Proyectos en régimen especial	Licencia	PPA con las EDES, clientes mayoristas no-regulados y distribuidoras privadas. El precio de la alimentación en SENI es determinado por CNE sobre la base de proyectos modelo para tecnologías	Esta escala de proyectos está especialmente orientada a involucrar a los más pequeños inversores, municipios, etc.

<sup>67</sup> Estas opciones se analizarán en el próximo informe, en el cual se hará una propuesta.

Tipo de Generación	Modo de Selección	Contratación Explotación	Contratación Comercial	Explicaciones
<p>Hasta 5 MW en base de energías renovables para autoconsumo en industria, comercio, agricultura, turismo, etc.</p>	<p>Sin procesos de selección, desarrollados por iniciativa de inversionistas.</p>	<p>Acuerdos de interconexión con parte de las empresas distribuidoras después de evaluación de la compatibilidad con la red; no hay exportación regular de electricidad a la red; (ninguna remuneración); en el caso de la generación de electricidad fuera del lugar de uso, el operador paga un peaje para el transporte.</p>	<p>Como es autoconsumo, la generación no requiere ningún tipo de contratación. Es necesario establecer el contrato con las EDEs que contenga aspectos técnicos y comerciales.</p>	<p>La empresa distribuidora cobrará al cliente por la capacidad de reserva si se utiliza.</p>
<p>Hasta 1.5 MW en el Programa Medición Neta, sólo energías renovables. En el capítulo sobre Medición Neta el equipo TAF propuso elevar de 1 a 1.5 MW el límite aplicable a dicho programa.</p>	<p>Sin procesos de selección, desarrollados por iniciativa de inversionistas.</p>	<p>Acuerdo de conexión y de medición neta. Esta forma de autorizar los proyectos es llevada a cabo por las EDEs; los proyectos de hasta 25 kW no están sujetos a restricciones de conexión a la red; para proyectos de más de 25 kW, se requiere una evaluación de compatibilidad con la red. Las plantas pequeñas pueden producir cualquier excedente que las EDEs paguen según el reglamento vigente. Las plantas más grandes deben estar orientadas a la demanda del cliente.</p>	<p>Acuerdo de Medición Neta con el distribuidor.</p>	<p>Ajustes requeridos en el reglamento actual.</p>

## 6. PLANIFICACIÓN

### 6.1 INTRODUCCIÓN

En el informe de resultados, y en este mismo informe, el equipo TAF ha identificado varias inconsistencias relativas a la planificación y política sectorial:

- (a) Hay inconsistencias legales, en particular entre las leyes 125-01 y la 100-13 respecto a qué autoridad tiene competencias para proponer y aprobar la política nacional energética y la planificación del sector energético en general, y eléctrico en particular. Tanto el MEMRD, como la CNE e incluso la CDEEE han hecho su propia y distinta interpretación sobre la cuestión;
- (b) En el ámbito del sector eléctrico, no son las autoridades sino la CDEEE, que es una empresa estatal y no una autoridad, quien realiza la planificación en la práctica y/o quien toma decisiones en materia de inversión que incide en todo el sector eléctrico y en la matriz energética. Ello es incompatible con el artículo 9 de la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247 de 2012 (en adelante “Ley 247-12”) que ordena separar las actividades de regulación de las de operación, prohibiendo transferir (de iure o de facto) las actividades reguladoras a entidades de derecho comercial, aunque sean empresas públicas;
- (c) La CDEEE adopta y publica planes que inciden en la política y planificación de todo el sector (véase el Plan Estratégico 2017 – 2020 de la CDEEE)<sup>68</sup>;
- (d) La CNE ha realizado algunas planificaciones, pero ellas no han sido continuas. No obstante, las mismas tampoco han sido obedecidas, ni tenidas en cuenta por otras autoridades y empresas del sector. Esto viola el artículo 12 incisos 1, 2, 3, 4 y 5 de la Ley 247-12;
- (e) En lo que respecta al sector energético, la ausencia de una planificación integral y continua, que abarque tanto el abastecimiento, almacenamiento, la generación, transmisión como distribución constituye una barrera fundamental para el desarrollo de un sector energético sustentable que cumpla con los objetivos de descarbonización y cambio climático asumidos por el país.

Esta propuesta de planificación energética ha sido realizada tomando en cuenta las recomendaciones de este Equipo TAF relativas a la absorción de la CNE por parte del MEMRD (ver capítulo sobre Marco Institucional). Por lo tanto, las funciones necesarias para la realización de la planificación recaerán en el MEMRD, que contará con el soporte técnico de una nueva Agencia de Energía propuesta en el punto 2.5.5, letra B, de este informe. Esta agencia realizaría las tareas preparatorias y necesarias para que el MEMRD pueda realizar la planificación energética a medio y largo plazo. Las tareas que la Agencia de Energía debería realizar comprenden la recopilación y el mantenimiento de datos sobre el desarrollo de la demanda de energía, y la prospectiva de la oferta nacional e internacional.

Mientras dicha Agencia de Energía no sea creada y establecida, todas las funciones y referencias a dicha agencia deberían ser interpretadas como correspondientes al MEMRD.

### 6.2 PROPUESTAS GENERALES

El equipo TAF hace las siguientes recomendaciones generales para la adopción de una política nacional energética y planificación del sector eléctrico y energético:

---

<sup>68</sup> Disponible en el sitio web de la CDEEE.

- (a) Las inconsistencias relativas a competencias en materia de política energética y de planificación sectorial deben ser resueltas. Para ello, una nueva ley deberá modificar todos aquellos artículos de la Ley 125-01, 57-07 y 100-13 correspondientes;
- (b) La política energética deberá establecer metas y objetivos obligatorios en materia de modificación de la matriz energética y reducción de emisiones contaminantes en todos los sectores consumidores de energía, y en particular el eléctrico, el transporte, el sector industrial, agropecuario, comercial y residencial;
- (c) La planificación energética debe identificar y contemplar los recursos económicos y financieros que se utilizarán para cumplir con los objetivos establecidos en la política nacional. En el pasado, los mecanismos de financiación previstos por la ley No. 57-07 no se cumplieron. Un ejemplo de ello es el fondo establecido en la Ley de Hidrocarburos N° 112-00 que debía destinarse a financiar, entre otros, programas de energías renovables y eficiencia energética, lo que nunca sucedió. Esto debería evitarse;
- (d) Los planes para desarrollar programas de eficiencia energética requieren de recursos económicos y/o financieros, tanto por parte del Estado (por ejemplo, para desarrollar transporte público), como de particulares (por ejemplo, para afrontar los costos iniciales de equipos más eficientes);
- (e) Hay distintos mecanismos para la construcción de una política energética y como formalizar su contenido. Puede surgir como un *'bottom-up'* o como una propuesta del ejecutivo y validada por los actores de la sociedad civil. En ambos casos, el diseño de la política energética debe seguir un proceso participativo, en el que se someta a opinión de todos los interesados, que incluya tanto a sectores productores, consumidores de energía, operadores, así como al público en general. Al respecto, en virtud de lo establecido por los artículos 12 inciso 13) y 3 de la Ley 247-12, todas las personas tienen derecho a participar en el diseño (y control/seguimiento) de las políticas públicas adoptadas por la administración centralizada y autónoma. Por ello, se recomienda que las autoridades involucradas mantengan un sitio web actualizado y que incluyan sus propuestas en uno o más "Documentos de Consulta" (disponibles en la web), los sometan a consulta y permitan a cualquier interesado tener la posibilidad de hacer comentarios a las propuestas.

### **6.3 POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL**

La política energética es la vía por la cual gobiernos, entidades o empresas establecen la forma en la cual los recursos energéticos serán obtenidos, y cómo será la forma de producir, transmitir, distribuir, consumir y comercializar la energía.

En la República Dominicana la realización de la política energética se encuentra prevista por el marco normativo, el cual además es respaldado por tratados internacionales como el Protocolo de Kioto y los Acuerdos de París, y cubre aspectos como incentivos a la inversión, (mayormente para las energías renovables), eficiencia energética y el desarrollo de planes energéticos a mediano y largo plazo.

Para que la República Dominicana pueda contar con un desarrollo energético más estable y saludable, el equipo TAF recomienda ampliar el contenido de sus políticas energéticas a los siguientes temas:

- (a) Autosuficiencia energética: El país debe reducir su dependencia energética, para lo cual deberá poner atención en el aprovechamiento de sus recursos naturales renovables, como el sol, el viento, la foresta y otros;

- (b) Conformación de una matriz energética adecuada: La República Dominicana debe conformar una matriz energética adecuada que permita lograr la reducción de emisiones contaminantes, la transición a la descarbonización y cumplir con los acuerdos internacionales<sup>69</sup>;
- (c) Uso racional de la energía y eficiencia energética: La República Dominicana debe establecer los lineamientos de la forma en la cual la energía en el futuro será consumida, qué equipos y prácticas de consumo serán desalentadas o promovidas, y bajo qué normas constructivas serán desarrollados las futuras instalaciones eléctricas;
- (d) Cobertura del servicio y seguridad energética: La República Dominicana desde hace décadas ha venido luchando para proveer a todos los dominicanos energía constante, suficiente, a buen precio y amigable con el medio ambiente<sup>70</sup>. Sin embargo, esto ha resultado muy difícil, una gran cantidad de dominicanos aún no cuenta con un servicio de electricidad adecuado y constante, y además la falta de electricidad aún sigue siendo un tema cotidiano;
- (e) Sostenibilidad económica y financiera del sector energía<sup>71</sup>. El sector energético de la República Dominicana, en su conjunto, desde hace décadas ha venido operando bajo un esquema de insostenibilidad financiera y grandes subsidios al sector energético. Ello tiene importantes consecuencias transversales a todo lo largo de la cadena de valor del sector, al tiempo que afecta de forma importante el presupuesto nacional, esto debe ser adoptado como una política de desarrollo y energética;
- (f) Planificación energética sistemática: La política energética debe asegurar que la planificación energética tenga un adecuado respaldo institucional. La planificación debe ser integral y continua, y contar con recursos humanos bien formados en las áreas técnicas y económicas para que de manera constante las planificaciones energéticas sean realizadas y fiscalizadas;
- (g) Estos lineamientos generales de política energética deberán ser internalizados en todas las instituciones y empresas del sector energético dominicano y las mismas tendrán diferentes especificaciones a nivel sub-sectoriales.

Partiendo del hecho de que los procesos energéticos están conformados por diferentes niveles, que van desde la importación de combustibles, el almacenamiento, la transformación, la generación de energía secundaria, la transmisión, la distribución, y la comercialización, así también deberán estar conformadas las políticas energéticas, generales (precios, financieras, institucionales, ambientales, de eficiencia, formación de recursos humanos, y otros) y las políticas energéticas sub-sectoriales (petroleras, gasíferas, eléctricas, carboníferas, de fuentes nuevas y renovables).

De igual forma, la política energética debe abarcar las interacciones interiores o entre los diferentes niveles, como también las interacciones entre el sistema energético y los demás sistemas que se alimentan de ella.

#### **6.4 DEBER DEL ESTADO EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA INTEGRAL**

Dentro de las inconsistencias relacionadas con la planificación energética sectorial el primer punto que resalta es su ausencia misma. El Estado Dominicano, según lo que el equipo TAF pudo identificar en las reuniones y conforme a lo que se detalló en el Informe de Resultados, no ha sido constante en la realización

<sup>69</sup> Esto es coincidente con lo expresado en los puntos 9.5.1, a); 9.8.1 y 9.8.3 del Pacto Eléctrico.

<sup>70</sup> La ley No. 1-12, Que establece la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030, en el Objetivo General 3.2 establece Energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible

<sup>71</sup> Ver el siguiente título del Pacto Eléctrico, 8. SOSTENIBILIDAD FINANCIERA DEL SUB-SECTOR ELÉCTRICO.



de la planificación energética sectorial. Este vacío fue cubierto por la CDEEE, que en los últimos años ha venido tomando decisiones que inciden directamente en la política sectorial.

En estos momentos, caracterizados por la amenaza del cambio climático, resulta de vital importancia que todos los países y en este caso la República Dominicana, cuenten con un adecuado y constante sistema de planificación que le permita alcanzar el equilibrio de la oferta y la demanda de la electricidad en el largo plazo.

La planificación energética debe ser integral, es decir, debe incluir todas las fuentes de energía, de tal forma que permita una visión coherente y articulada entre los planes sub-sectoriales de energía eléctrica, combustible y fuentes renovables. Asimismo, la planificación; en los sistemas energéticos liberalizados, como es el sistema eléctrico de la República Dominicana; debe ser indicativa, en el sentido de instrumentar la visión del desarrollo del sector, a través de la identificación de alternativas de inversión, surgidas del análisis de la perspectiva sectorial, y al mismo tiempo los resultados de esta planificación deberán ser vinculante para el estado, de modo que el estado deberá ajustarse a los resultados de la planificación.

La planificación contribuirá a que los agentes económicos, público y privados, tengan menor incertidumbre al momento de tomar sus decisiones. La planificación debe ser la brújula que oriente la dirección del futuro energético permitiendo la formulación, evaluación y seguimiento de las acciones necesarias para alcanzar la seguridad energética y el desarrollo económico y sostenible.

La planificación integrada del sistema energético de la República Dominicana es una tarea crucial para alcanzar su desarrollo sustentable. Existen diversos aspectos relacionados con la importancia de la Planificación Energética y el rol fundamental del Estado. Ello se debe a la complejidad de la energía, tanto en sus dimensiones técnicas, como socioculturales, geopolíticas, económicas y ambientales.

Debemos partir del hecho de que “la energía no es un bien como los demás”, sino que es parte de un servicio público esencial para el desarrollo económico y social del país. Al mismo tiempo, la disponibilidad de la energía es estratégica, por lo que es comprensible que los distintos poderes públicos involucrados busquen controlar o supervisar el acceso, desarrollo y funcionamiento de estos mercados.

El sector energético se caracteriza por tener costos fijos muy altos, es “intensivo en capital” por lo que la programación de las inversiones en el sector debe ser planificada a largo plazo, de 15 a 20 años.

Como la energía, por su alcance e importancia, debe ser considerada de forma integral, la necesidad de intervención mediante políticas públicas se hace notoria. Por ello, la planificación energética, como instrumento de tales políticas debe comprender diversos aspectos de la actividad política, económica y cultural.

El Estado tiene la responsabilidad ineludible de diseñar y poner en práctica la política energética. No puede dejar en manos de los actores del sistema, sean públicos o privados, tomar decisiones de manera descentralizada, puesto que no necesariamente sus decisiones serán coincidentes con lo planteado por la sociedad a nivel global.

Por lo tanto, el equipo TAF recomienda que el Estado dominicano realice la planificación integral del sector energético<sup>72</sup>, para evitar descoordinación e insostenibilidad en el sector energético. El Estado dominicano debe:

---

<sup>72</sup> Esto es consonante con lo dispuesto en el pacto eléctrico en su punto 4.2, cuando dispone que todos los actores del subsector eléctrico se comprometen a actuar apegados a la legalidad, ... y todo esto bajo un esquema de planificación y regulación de la industria eléctrica.

- Garantizar el suministro energético de una forma equilibrada y acorde a su realidad de desarrollo económico y social;
- Cumplir su rol planificador y contar con la posibilidad de realizar acciones directas, identificando e implementando las modificaciones regulatorias necesarias para seguir el camino resultante de la planificación;
- Cuando sea necesario, debe desarrollar los incentivos para orientar la inversión privada en consonancia con los intereses colectivos y en cumplimiento de los lineamientos de una planificación energética sólida.

En este sentido, el Estado dominicano debe liderar los procesos de planificación y de la expansión de infraestructura energética para garantizar el abastecimiento y, a la vez, detectar y proponer correcciones oportunas cuando sean necesarias.

## **6.5 PROCESO DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA**

La planificación energética es un subproducto de las políticas y estrategias energéticas y en muchos casos diferenciar estos procesos puede resultar difícil. La planificación energética ofrece respuestas definidas a los lineamientos de la política energética y decisiones estratégicas establecidas previamente.

En cada una de las etapas que componen la planificación energética, deben ser realizados los estudios de impacto económico, sociales, y ambientales, que permitan determinar la viabilidad y posibilidad de desarrollo de los planes.

Las energías renovables han traído diversos beneficios para el país y para los inversionistas en autoproducción, sin embargo, se debe mencionar que la falta de observación de los estudios de impacto económico ha afectado importantes iniciativas en este subsector, entre los que cabe mencionar el Programa de Medición Neta. Ello se debe a que, para este programa, no fue considerado adecuadamente el impacto económico que tendría por ejemplo la realización de los estudios eléctricos y, la compra de excedentes, ni tampoco fue evaluado el impacto económico que los incentivos a la generación renovable tendrían en la recaudación del Estado por concepto de exenciones aduaneras y créditos fiscales. Los anteriores puntos han sido las causas de constantes conflictos alrededor de este programa que en el futuro deberían evitarse. Lo mismo sucedió con el fondo creado por la Ley 112-00, que nunca se implementó.

El equipo TAF recomienda que la República Dominicana ponga especial atención en la evolución de los impactos de los programas y objetivos de la planificación, en términos generales. Así, antes de adoptar mecanismos de promoción deberían realizarse los estudios económicos necesarios.

La planificación arrojará diferentes presupuestos relacionados con los segmentos del sector energía, abastecimiento, almacenamiento, transformación, transmisión, distribución, y la suma de cada uno de estos presupuestos dará el presupuesto general de desarrollo, el cual se ira actualizando en la medida en que las estrategias y los planes se van ejecutando.

Juntamente con el diseño de los planes deben identificarse los recursos financieros para su desarrollo. De igual forma, deberá estimarse o imponer límites temporales o económicos al sacrificio del Estado en el caso de actividades promocionales o de otorgamiento de incentivos.

## 6.6 INSTITUCIONALIDAD DE LA PLANIFICACIÓN

Como se detalló en el capítulo 2 y en el título 6.1 (a), de este capítulo, existen inconsistencias legales respecto de las competencias de las autoridades en materia de planificación energética.

Por ello, abajo se detallan recomendaciones relativas a roles y funciones de las instituciones en la materia.

### 6.6.1 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Según el artículo 24 de la Ley Orgánica de la Administración Pública, No. 247-12, los ministerios son los órganos de planificación, dirección, coordinación y ejecución de la función administrativa del Estado, encargados en especial de la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias, planes generales, programas, proyectos y servicios en las materias de su competencia y sobre las cuales ejercen su rectoría, en tal virtud, constituyen las unidades básicas del Poder Ejecutivo.

En materia energética, el MEMRD es el órgano de mayor jerarquía por lo que el equipo TAF recomienda que con relación a la planificación energética, tenga las siguientes responsabilidades:

- (a) Formular y proponer al Poder Ejecutivo las propuestas normativas las cuales deberán ser realizadas sobre la base de los lineamientos de políticas energéticas;
- (b) Adoptar los lineamientos de la política energética nacional;
- (c) Fijar y emitir los objetivos y alcances de la política de cada subsector energético en particular, que servirán de base para la planificación y las medidas que serán apropiadas para alcanzar su logro;
- (d) Fiscalizar la adecuada realización de los estudios de prospectiva de la demanda y la oferta que serán ejecutados por la Agencia de Energía;
- (e) Aprobar los resultados de los estudios de prospectiva de la demanda y la oferta realizados por la Agencia de Energía;
- (f) Fiscalizar el adecuado cumplimiento del proceso de seguimiento a la planificación que será realizado por la Agencia de Energía; los cuales deberán ser orientados según los objetivos de la política energética;
- (g) Proponer las mejores y más eficientes medidas para el cumplimiento de los objetivos de planificación;
- (h) Realizar todas las coordinaciones necesarias para la adecuada ejecución del proceso de planificación;
- (i) Solicitar, dar seguimiento y validar todas las informaciones requeridas para realizar el proceso de planificación;
- (j) Realizar el proceso de planificación del abastecimiento energético y de generación de electricidad;
- (k) En caso de que sea necesario realizar estudios de planificación de una manera tan robusta que sobrepasen sus herramientas y capacidades, podrá contratar los servicios de empresas consultoras;
- (l) En el caso del subsector eléctrico:
  - Entregar a las EDEs y la ETED los resultados de los estudios de prospectiva de la demanda para que estas puedan hacer sus planes de expansión;
  - Ordenar a las EDEs y a la ETED, la realización de los estudios de planificación.
- (m) Fiscalizar, validar para su aprobación y emisión final, la planificación de redes realizada por las EDEs y la ETED;

- (n) Emitir por medio de resolución, los resultados del proceso de planificación, de cada subsector energético.

En el caso del subsector eléctrico, la planificación que preparará el MEMRD deberán ser realizadas de forma tal que cumplan con los objetivos de la política energética, y dentro de un ambiente de sostenibilidad económica y financiera del sector energía. Deberá contemplar lo siguiente:

- **Planificación de las redes de distribución:** Deberá estar orientada a proponer soluciones en el corto plazo, como mejorar las redes de distribución, reducir las pérdidas técnicas, aumentar la cobertura de servicios hacia zonas aisladas, y en el largo plazo, cumplir con los objetivos definidos en la prospectiva de la demanda en cuanto a cobertura del servicio energético, tomando en consideración las condiciones socio-económicas y geográficas de los usuarios, metas de eficiencia energética, movilidad eléctrica, alumbrado público, mantener las medidas técnicas en niveles adecuados, cumpliendo con los criterios de seguridad y calidad del servicio exigidos por la normativa;
- **Planificación del abastecimiento energético:** Deberá estar orientado a proponer soluciones a los problemas del corto plazo, como es la nivelación de la oferta con la demanda, y en el largo plazo satisfacer la demanda proyectada, procurar la autosuficiencia energética, tener una matriz energética adecuada, contar con una cobertura total del servicio de electricidad y seguridad energética;
- **Planificación de las redes de transmisión:** La planificación deberá estar orientada a proponer soluciones a los problemas actuales del sistema, como es la falta de líneas requeridas para el desarrollo de proyectos de energía renovables, las congestiones y deficiencia de la capacidad de transmisión y en el largo plazo. Ello puede requerir adecuaciones, repotenciación de redes existentes o nuevos circuitos de transmisión tendentes a resolver de forma óptima las necesidades de transmisión, cumpliendo con los criterios de seguridad y calidad del servicio exigidos por la normativa, todo lo anterior realizado dentro de un ambiente de participación y consultas públicas.

### 6.6.2 AGENCIA DE ENERGIA

Con relación a la planificación, el equipo TAF recomienda que la Agencia de Energía, propuesta en el punto 2.5.5, B de este informe, tenga las siguientes funciones:

- (a) Realizar o coordinar los estudios de Diagnostico del sector energético, tal y como lo establece el punto 6.10 de este informe;
- (b) Realizar a requerimiento del MEMRD los estudios de prospectiva de la demanda y la oferta de energía que serán utilizados por el MEMRD en la planificación energética;
- (c) En caso de que sea necesario realizar estudios de prospectiva de demanda y de oferta de una manera tan robusta que sobrepasen sus herramientas y capacidades, podrá contratar los servicios de empresas consultoras;
- (d) Remitir al MEMRD para su validación los informes de resultados de las prospectivas de la demanda y la oferta;
- (e) Identificar (nuevas capacidades de generación que en el corto plazo será necesario instalar y los tipos de tecnología/fuentes de energía a base de las cuales generar electricidad) propuestos para la planificación, los cuales podrán ser el resultado de análisis económicos y estratégicos definidos como política de Estado, por las autoridades del sector energético o ser propuestos por los agentes del sector;

- (f) Definir las metas de planificación en el corto, mediano y largo plazo, tal y como lo establece el punto 6.9 de este informe;
- (g) Solicitar, dar seguimiento y validar todas las informaciones requeridas para realizar proceso de prospectiva de la demanda y la oferta;
- (h) Mantener actualizada la base de datos de las variables macroeconómicas y sociodemográficas utilizadas en la planificación;
- (i) Hacer las actualizaciones periódicas requeridas por el sistema de planificación tal como lo establece el punto 6.12.1 de este informe;
- (j) Dar seguimiento y fiscalizar el cumplimiento de la planificación, incluyendo de los planes sectoriales de la energía, tal y como lo establece el punto 6.12.2 de este informe;
- (k) Mantener informado al MEMR de los resultados de las actualizaciones de la planificación resultantes de la actualización de las variables macroeconómicas.

### 6.6.3 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Las EDEs deben ser responsables de la planificación de sus sistemas de distribución y tener las siguientes responsabilidades:

- (a) Usar como base los resultados de los estudios de prospectiva de la demanda realizada por la Agencia de Energía y dirigidos y aprobados por el MEMRD<sup>73</sup>;
- (b) Realizar los estudios de la planificación de los sistemas de distribución correspondiente, en términos de eficiencia técnica, económica, estrategia y ambiental;
- (c) Mantener actualizadas las variables macroeconómicas relacionadas con la planificación del sistema de distribución;
- (d) Entregar los resultados de los planes de expansión de distribución, al MEMRD para su validación y para la aprobación final. Con los planes de distribución aprobados, el MEMRD podrá realizar sus estudios de planificación del abastecimiento y la ETED podrá realizar sus estudios de expansión de la red de transmisión.

### 6.6.4 LA ETED

La ETED debe ser responsable de:

- (a) Usar como base los resultados de los estudios de planificación de distribución y de abastecimiento emitidos por el MEMRD;
- (b) Realizar los estudios de planificación de la transmisión en términos de eficiencia técnica, económica, estrategia y ambiental;
- (c) Mantener actualizadas las variables macroeconómicas relacionadas con la planificación del sistema de transmisión;
- (d) Entregar los resultados de los planes de expansión de transmisión, al MEMRD para su aprobación final.

---

<sup>73</sup> En los estudios de prospectiva deberán ser introducidos los proyectos de electrificación de zonas no electrificadas propuestas por el MEMRD, según lo establece el punto 5.3.10 del Pacto Eléctrico

## **6.7 OBJETIVOS DE LOS PLANES ENERGÉTICOS**

### **6.7.1 OBJETIVOS A CORTO PLAZO**

Los objetivos a corto plazo de la planificación energética deberán estar orientados a resolver los problemas estructurales actuales o coyunturales y, a la vez, crear las bases para la transición al desarrollo del sistema energético diseñado para el largo plazo.

Los objetivos del corto plazo podrán ser identificados luego de un proceso de diagnóstico del sector energético, donde se podrán analizar las diferentes causas y los problemas que atañan al subsector eléctrico. En función de ello, deberá luego diseñarse un plan que permita enderezar el sistema hacia el camino deseado.

En este sentido el equipo TAF recomienda que, antes de los procesos de planificación, o como parte de este, el Estado deberá hacer un diagnóstico del sector energético en su conjunto para, de esta forma, conocer los problemas actuales y sus causas. Luego, se podrán desarrollar las estrategias para superarlos.

### **6.7.2 OBJETIVOS A LARGO PLAZO**

El plan energético de la República Dominicana deberá perseguir varios objetivos a largo plazo, 15 – 20 años, entre los que cabe mencionar: garantía y seguridad del suministro, orientación y eficiencia en el consumo, desarrollo coordinado de los mercados de energía, adecuado equilibrio con el ambiente natural a efectos de evitar cambios irreversibles así como adaptación a los propios cambios de dicho ambiente natural, contribución a objetivos sociales, especialmente alivio de la pobreza, desarrollo de áreas de interés y contribución al desarrollo sustentable del sistema productivo.

La planificación energética integral de largo plazo debería tener como objetivo el desarrollo energético sustentable y plantear estrategias coherentes, viables y factibles.

Las instituciones de planificación energética de la República Dominicana deberán tener conciencia de que sus objetivos son parte de los objetivos nacionales, considerando que el sistema energético es un elemento especialmente crucial del plan integral de desarrollo económico y progreso social de un Estado.

## **6.8 FORMULACIÓN Y ESTABLECIMIENTO DE LA POLITICA ENERGETICA**

La formulación de las propuestas de política energética debe estar a cargo del personal perteneciente al ámbito público. Los técnicos de las diferentes áreas deberán ser los líderes en la formulación de las propuestas de políticas energéticas y la formulación de los planes basados en dichas propuestas.

En el caso de la formulación de las políticas energéticas, el equipo TAF recomienda que las mismas sean dirigidas, organizadas y recopiladas por el MEMRD y en dicho proceso deberán tener vinculación todas las dependencias del Estado que tengan vinculación con el sector energético, de forma que se pueda cubrir todos los diferentes aspectos del sector.

La política energética nacional debe ser aprobada y publicada por el MEMRD. Asimismo, el mecanismo para su preparación y adopción, y las competencias correspondientes deben estar indicados en la legislación. De lo contrario, habrá desorientación y hasta el enfrentamiento ya experimentado entre las diferentes instituciones del Estado.

Las políticas energéticas deben ser la base de la planificación y del ejercicio de las funciones regulatorias, de modo que exista coherencia entre sus lineamientos y las inversiones realizadas para el desarrollo del sector.

## **6.9 METAS DE LA PLANIFICACION**

La definición de metas en el corto, mediano o largo plazo, en algunas ocasiones pueden formar parte de las políticas energéticas. Estas metas pueden estar orientadas en las siguientes áreas:

- Eficiencia energética y uso racional de la energía;
- Incorporación de energías renovables;
- Cambios en la matriz energética;
- Uso de incentivos para promoción;
- Saneamiento financiero del sector;
- Revisión normativa.

La definición de las metas dará dirección a todos los aspectos siguientes de la planificación, por lo tanto, requiere de la participación de técnicos con conocimientos y experiencias en geopolítica energética, así como con una visión energética estratégica.

El equipo TAF recomienda que la Agencia de Energía defina los planes generales del sector energía, lo cuales definirán el rumbo del sector energético nacional y, por lo tanto, deberá ser realizado tomando en cuenta los lineamientos de la política energética, y utilizando especialistas con conocimiento de la situación global de la energía.

## **6.10 DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ENERGÉTICO**

El resultado del diagnóstico deberá ser la descripción de la situación actual del sistema energético y las condiciones del entorno internacional para, a partir de esta situación, diseñar las estrategias para mejorar el sistema.

El diagnóstico incluye el analizar la situación energética internacional, especialmente en aquellos aspectos que interactúan e inciden sobre la situación, actividades y desarrollo del sector energético interno y, por lo tanto, condicionarán la formulación, implementación y evaluación de la planificación energética en la medida de su interrelación e interacción con la situación y evolución energética nacional.

A nivel nacional, el proceso de diagnóstico involucra un análisis integral del sector energético y sus subsectores, entre los que se deben considerar se encuentran: análisis de la demanda energética, disponibilidad de recursos energéticos, reservas, oferta energética, tecnologías empleadas y potencialidad de acceso a nuevas tecnologías, impacto económico del sector energético, impactos sociales y ambientales.

El equipo TAF recomienda que la República Dominicana, como parte de su proceso de planificación incluya la realización de un diagnóstico profundo de su sistema energético, que contemple la situación nacional e internacional, y que sus resultados sean utilizados como base para la planificación en general.

## **6.11 PROSPECTIVA DE LA DEMANDA Y LA OFERTA**

La prospectiva se apoya en la investigación a través de los métodos científicos y empíricos, para realizar análisis en diversas áreas y determinar o tener una idea bastante próxima de lo que puede suceder en el futuro.

Como se puede apreciar, la prospectiva busca plantear escenarios futuros de demanda y de fuentes de abastecimiento a fin de establecer en el presente cuáles son las mejores acciones o medidas a tomar en el área energética, bajo criterios de optimización.

La prospectiva de la demanda permite simular y evaluar el uso de estrategias e instrumentos de políticas, tales como el abastecimiento energético con calidad<sup>74</sup>, la promoción de la eficiencia energética, uso racional de la energía, cambio de los patrones de consumo, alumbrado público <sup>75</sup>, apoyo al desarrollo de MIPYMES<sup>76</sup>, movilidad y cocción eléctrica, y en lo que respecta la oferta; promoción de autoproducción, promoción de las energías renovables; permite disminuir el grado de incertidumbre que enfrentan las decisiones de inversión.

El resultado final de la prospectiva de la oferta y demanda es proveer los escenarios que servirán de base para el diseño de las mejores estrategias, así como los programas y proyectos, para llevar el sistema energético a los niveles deseados, y estos escenarios deben ser alimentados con experiencias, estrategias, conocimientos y puntos de vista sobre los aspectos vinculados a la evolución de dicho sistema.

Puesto que los resultados de los estudios de prospectiva de la demanda y la oferta son el insumo principal para la realización de una buena planificación energética, el equipo TAF recomienda que estas sean realizadas tomando en cuenta todos los elementos y requisitos necesarios para lograr su éxito, como presupuesto, tiempo, herramientas computacionales y recursos humanos, también se recomienda que los resultados de la prospectiva sean orientados a ofrecer las informaciones según las características requeridas por el sistema de planificación.

## **6.12 PLANES PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO, USO DE MODELOS**

Contando con políticas energéticas bien definidas, el diagnóstico del sector energético, los escenarios resultantes de visión estratégica, la prospectiva de la demanda y la oferta, y contado con otras informaciones del sector, el país estará listo para realizar los planes de abastecimiento energético.

El resultado de estos planes deberán ser las mejores alternativas para llevar el sistema energético al lugar deseado, deberá proveer la capacidad y los emplazamientos de las infraestructuras de recepción, almacenamiento y transformación energética, necesarias para el adecuado desarrollo del sector<sup>77</sup>, profundizando en el uso de recursos energéticos renovables.

El equipo TAF recomienda establecer un sistema de planificación energético orientado al cumplimiento de las políticas y planes energéticos y los demás temas planteados en este informe, de manera que el mismo sirva para orientar las acciones del sector energético.

---

<sup>74</sup> Esto está en armonía con lo dispuesto en los puntos 5.3.10 y 9.6.1, a) del Pacto Eléctrico, cuando tomamos en cuenta que el abastecimiento energético se estima en la prospectiva de la demanda y en base a esta se realiza la planificación energética.

Para tratar el tema del abastecimiento energético, en los estudios de la prospectiva de la demanda debe participar la UERS.

<sup>75</sup> Según los requerimientos del título 6.7 del Pacto Eléctrico

<sup>76</sup> De acuerdo con lo establecido en el punto 6.5.4 del Pacto Eléctrico

<sup>77</sup> Según lo establecido en el punto 9.5.1 d, del Pacto Eléctrico.



### 6.12.1 ACTUALIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN

Como se mencionó en el Informe de Resultados, el Equipo TAF ha identificado que no se ha realizado la planificación energética de forma continua ni regular, y que tampoco se han mantenido actualizadas las variables macroscópicas que son las bases de los estudios.

La planificación energética es un proceso continuo, no es un evento circunstancial. El plan energético como un producto entregable por sí mismo carece de valor si las estrategias contenidas en el mismo no son efectivamente ejecutadas y monitoreadas con el objetivo de utilizar en mayor medida los recursos disponibles e implementar los ajustes necesarios.

Teniendo en cuenta que, al momento de realizar cualquier planificación, las variables que las envuelven tienen cierto grado de incertidumbre, resulta necesario que en la medida en que la incertidumbre de dichas variables se vaya despejando y convirtiéndose en reales, la planificación pueda ser actualizada. Así, se podrá contar con resultados más robustos, y con soluciones más precisas y ajustadas a la realidad.

Un plan energético es la base para guiar las actividades y los recursos de un sistema energético, permite reducir las incertidumbres e identificar opciones más seguras y confiables. Sin embargo, se debe considerar que, con la adopción de un plan, no se renuncia al dinamismo o la flexibilidad. La planificación no se limita a establecer decisiones presentes, sino en estimar el impacto de dichas decisiones y la forma en la cual los planes serán revisados ante los posibles cambios de las variables macroeconómicas y en las condiciones del entorno.

La planificación es un proceso continuo, dinámico y adaptable a la evolución de las variables del sistema para el cual fue diseñado: cambios en variables económicas, avances tecnológicos, cambios políticos, etc. La planificación energética es así una metodología que procesa convenientemente información de la demanda, transformación y suministro de energía, y genera estrategias para alcanzar los objetivos definidos en diferentes plazos.

Por todo lo expuesto, en la República Dominicana debe ser instaurado un sistema de planificación que, como máximo, cada cuatro años pueda realizar una planificación energética completa en la que las variables macroeconómicas y ambientales que forman la base de dicha planificación sean actualizadas en periodos de tiempo más cortos<sup>78</sup>.

Para lograr lo anterior, el equipo TAF recomienda que la República Dominicana debe contar con infraestructura física y administrativa, así como con el personal y las herramientas necesarias para el adecuado cumplimiento de estas tareas. También deben considerarse los nuevos requerimientos energéticos, los desarrollos tecnológicos y las coyunturas del entorno.

### 6.12.2 FISCALIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN

El equipo TAF pudo detectar que, aunque en el pasado diversas planificaciones han sido realizadas, las mismas no han sido tomadas en cuenta por los agentes, ni por el mismo Estado al momento de tomar decisiones de inversión. Ello pone en evidencia la inexistencia de un sistema de fiscalización y seguimiento de los resultados de la planificación.

Es importante planificar el sistema energético, pero es aún más importante asegurar que el sistema energético opere conforme a lo planificado. Si el Estado dominicano no cuenta con la fuerza para hacer

---

<sup>78</sup> Estos periodos pueden ser de 1 o 2 años.

cumplir la planificación energética, de poco le servirá planificar y diseñar el futuro adecuado del sector energético.

El Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana es liberalizado y opera en régimen de competencia, lo cual permite que cualquier empresa privada, luego de cumplir con los requerimientos necesarios pueda instalar, bajo su propio riesgo, un sistema de generación sin tomar en cuenta las recomendaciones de la planificación integral. Sin embargo, el Estado debería identificar el tipo de nueva generación que el país necesita y también implementar mecanismos de promoción que sean necesarios para lograr que las inversiones de empresas privadas se adecúen a ello. Además, las inversiones del Estado también deben desarrollarse conforme a lo que se previó en la planificación.

Es por todo lo anterior, que el equipo TAF recomienda que, en la República Dominicana, juntamente con el sistema de planificación, se instaure un sistema de fiscalización de la planificación, con el objetivo de lograr el adecuado cumplimiento de lo planificado. El sistema de fiscalización estará bajo la responsabilidad de la Agencia de Energía y deberá abarcar los planes subsectoriales del sector energético.

## **6.13 PLANIFICACION SUB-SECTOR ELECTRICO**

### **6.13.1 GENERACIÓN**

El objetivo de la planificación de la generación es proveer las capacidades de generación junto con la tecnología y la fuente de energía que son necesarios para abastecer la demanda presente y futura resultante de la prospectiva de la demanda y la planificación de distribución.

El equipo TAF recomienda que la planificación de la generación sea realizada tomando como base las metas de planificación y las políticas energéticas en cuanto a autosuficiencia energética, conformación de una matriz de generación de electricidad adecuada, y sostenibilidad económica y financiera del sector eléctrico.

El resultado de la planificación de la generación será un conjunto de capacidad de generación, que junto con sus respectivas tecnologías, localización geográfica y fuentes de combustibles abastecerán la demanda proyectada de energía a mínimo costo y con menor impacto ambiental.

### **6.13.2 ASPECTOS GENERALES PLANIFICACIÓN DE REDES**

La planificación de los sistemas de redes tiene el objetivo de obtener las opciones más convenientes de unir la demanda con fuentes de abastecimiento existentes o proyectadas. Ello deberá tener como punto de partida los análisis de prospectiva de demanda y la oferta, pasando por las diferentes opciones tecnológicas que pueden influir en las mismas, su impacto ambiental y los recursos económicos vinculados con las diferentes opciones.

Como la planificación de las redes de transmisión y distribución es sumamente importante, y se requieren conocimientos técnicos profundos de los sistemas que serán planificados, el equipo TAF recomienda que las planificaciones de las redes sean desarrolladas por las empresas que operan dichos sistemas, en el caso del sistema eléctrico por la ETED y las EDEs en combinación con la UERS. Estas planificaciones deberán ser propuestas en función de los lineamientos establecidos por la política energética en general y los lineamientos emitidos por el MEMRD.

También, se debe tomar en cuenta que en la práctica quienes han estado realizando las planificaciones de las redes son las mismas empresas operadoras y esto es debido a que son los técnicos de estas empresas los que conocen dichos sistemas y por ende están capacitados para hacer dichas planificaciones.

### **6.13.3 DISTRIBUCIÓN**

El objetivo de la planificación de las redes de distribución de electricidad es definir las estructuras de redes y subestaciones necesarias para llevar la electricidad desde los centros de abastecimiento que son las subestaciones hasta las demandas puntuales de los consumidores.

El equipo TAF recomienda que para la planificación de las redes de distribución se debe contar con un buen estudio de prospectiva de la demanda de electricidad, el cual deberá establecer el comportamiento de la demanda a futuro, previamente considerando los programas de eficiencia energética y ahorro de energía; cambios en el consumo de energía, por ejemplo, la movilidad o la cocción eléctrica; programas de autoproducción de energía, áreas de crecimiento o de decrecimiento económico o de la población. También deberá desarrollarse un plan para realizar las ampliaciones y mejoras a la red que resulten necesarias para ir mejorando progresivamente la calidad de servicio, que hoy es inadecuada. Ello deberá realizarse conforme a las normas de distribución vigentes y las pautas establecidas en el punto 9.7 del Pacto Eléctrico.

Aparte de las infraestructuras de las redes, el resultado de la planificación de la distribución arrojará las demandas puntuales que deberán ser abastecidas por el sistema de generación de energía a través de las redes de transmisión.

### **6.13.4 TRANSMISIÓN**

El objetivo de la planificación de las redes de transmisión de electricidad es definir las estructuras de redes y subestaciones necesarias para llevar la electricidad desde los centros de generación hacia las subestaciones de distribución, y tomando en cuenta la factibilidad económica, resolver los problemas de congestión existentes, cumpliendo con los requerimientos de calidad contenidos en la normativa<sup>79</sup>.

La planificación del sistema de transmisión debe considerar la infraestructura necesaria para posibilitar la interconexión con el SENI de las nuevas inversiones consideradas en los Planes Indicativos de Generación y de Distribución. Estos últimos deben incluir los pronósticos de demanda de energía y potencia, en base a la normativa de calidad y en cumplimiento con las normas técnicas y ambientales, así como la electrificación de las zonas propuestas en la estrategia nacional de desarrollo.

El resultado final de la planificación del sistema de transmisión debe ser un conjunto de opciones de mejora de las redes y transformadores existentes y propuestas de nuevos desarrollos.

Los resultados del plan de expansión de la transmisión deben ser aprobados por el MEMRD, y esto constituirá el documento rector de la expansión de la transmisión y deberá ser tomado en cuenta y respetado por todos los proyectos que serán vinculados con el sistema de transmisión.

---

<sup>79</sup> Esto está de acuerdo con lo planteado en el Pacto Eléctrico, en el título 9.6 PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.

## 7. TRANSMISIÓN

### 7.1 INTRODUCCIÓN

En el Informe de Resultados se señalaron los siguientes problemas relativos a la actividad de transmisión y al ejercicio de sus funciones por parte de la ETED, identificados en las reuniones:

- (a) Ausencia de adecuada planificación, incluyendo la falta de criterios para la realización de la expansión de transmisión;
- (b) Ausencia de recursos suficientes por parte de la ETED para realizar la expansión de sus redes, debida, en particular, a la falta de pago de las EDEs;
- (c) Ausencia de redes o insuficiente capacidad para interconectar nuevos proyectos de energías renovables en algunas zonas, en particular en el norte. Esto obliga a los desarrolladores a financiar la infraestructura de transmisión, aumenta los costos de los proyectos y en algunos casos impide su realización;
- (d) Insuficiente recuperación por parte de los inversores en generación de las inversiones en transmisión que deben realizar ante la ausencia de interconexión;
- (e) Cuestionamiento a la supuesta ausencia de independencia del Centro de Control de Energía (CCE), alegada por algunos entrevistados. Por ello, propusieron que el CCE dejara de pertenecer a la ETED para transformarse en un organismo independiente.

Las alternativas de soluciones propuestas por los entrevistados, señaladas en el Informe de Resultados, fueron las siguientes:

- (a) La solución ideal planteada sería que la ETED se ocupara de la expansión de la transmisión para permitir el desarrollo de proyectos de energías renovables como un objetivo de política nacional. Un desarrollador propuso que las líneas de transmisión se construyeran con fondos del Estado y que se pagaran mediante un fondo;
- (b) Se propuso que, si la opción precedente no fuese posible, se revisara el modelo regulatorio aplicable al sistema de transmisión de manera de permitir alguna de las siguientes alternativas:
  - Que, por medio del peaje, los proyectos de generación puedan recuperar el total de sus inversiones hechas en la construcción de la línea;
  - Que se permitiese la construcción de líneas privadas que sean operadas por la ETED, pero que los propietarios fuesen quienes la construyeran (los privados) y que se les permitiese a estos últimos cobrar un peaje a quienes la usasen. Se sugirió que la existencia de líneas privadas podría constituir un buen negocio del cual la ETED podría beneficiarse y que, por lo tanto, esta posibilidad debería ser estudiada y analizada;
  - Que se le permitiese a la empresa que hizo la inversión en la línea de transmisión obtener el repago de la inversión a través de deducciones en el pago de peaje de todos los proyectos de esa empresa, y no solamente del proyecto vinculado a la línea construida.
- (c) Otra alternativa sugerida por algunas empresas fue que se permitiera que el sistema de transmisión fuese realizado por operadores privados. Se sugirió que, aunque la propiedad de las líneas construidas por desarrolladores privados se transfiera a la ETED, debería permitirse la existencia de un operador privado del sistema de transmisión.

## **OPINIÓN DE LA ETED:**

La ETED informó al equipo TAF lo siguiente:

- (a) Que estaba trabajando en un plan de expansión que tomaba en cuenta los recursos energéticos renovables disponibles en las diferentes zonas del país;
- (b) Propuso modificaciones a la legislación para mejorar la gestión de la transmisión:
  - “Exigir a los productores de energías renovables su participación en la regulación de frecuencia y tensión del sistema de transmisión”;
  - “Flexibilizar la normativa a fin de que puedan crearse nuevos mercados de servicios complementarios”.

## **7.2 OTRAS INCONSISTENCIAS**

El equipo TAF considera que el principal problema de la actividad de transmisión es la ausencia de planificación.

Además de ello, el equipo TAF ha identificado los siguientes problemas adicionales:

- (a) Las ampliaciones de transmisión son decididas por la ETED sin ninguna participación, ni intervención de las autoridades estatales;
- (b) La legislación es ambigua respecto a si pueden otorgarse concesiones de transmisión a privados.

## **7.3 PROPUESTAS PARA RESOLVER INCONSISTENCIAS RELATIVAS A LA TRANSMISIÓN**

### **7.3.1 PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN**

El equipo TAF coincide con la opinión expresada por todos los desarrolladores entrevistados en República Dominicana, en el sentido de que la ETED debe tener la obligación de expandir el sistema de transmisión.

Tal como se detalla en el capítulo sobre Planificación, el equipo TAF considera que la expansión de la transmisión no debe continuar siendo planificada por la ETED exclusivamente, y no debe intervenir la CDEEE, que es otra empresa, cuya disolución se recomendó en el Capítulo Marco Institucional y también se determinó recientemente por Decreto. El equipo TAF cree que es de fundamental importancia que la ampliación del sistema de transmisión que opera la ETED sea debidamente desarrollado de acuerdo con los parámetros establecidos en la planificación del sector eléctrico.

Con relación a los criterios, periodicidad y contenido que debe incluir los planes y planificación del sector eléctrico en general y de la transmisión (que una producción y consumo) en particular, así como los detalles de las empresas y autoridades intervinientes, han sido detalladas en el capítulo sobre Planificación de este informe. Por lo tanto, el equipo TAF se remite a las recomendaciones allí mencionadas.

### **7.3.2 CONTROL DE LAS AMPLIACIONES PROPUESTAS POR LA ETED**

Actualmente, la ETED decide por sí misma y sin participación alguna, ni intervención de las autoridades del sector<sup>80</sup> todas las ampliaciones al sistema de transmisión. Es probable que en la práctica haya habido

---

<sup>80</sup> Esto surge de la legislación y también de las respuestas al cuestionario emanado por la ETED.

algún tipo de control o autorización por parte de la CDEEE, pero, como ya dijimos, la CDEEE no es quien deberá realizarlo, porque no es una autoridad y porque además será disuelta.

La expansión de la transmisión es de vital importancia para el desarrollo del sector eléctrico, ya que es el medio que permite unir la generación con la demanda y, de esta forma, tiene un impacto fundamental sobre el desarrollo de otras actividades, de las energías renovables y de todo el sector eléctrico en su conjunto.

### **Box 23: Autorización para Ampliar la Red de Transmisión**

Es común que las ampliaciones de transmisión estén sujetas a la aprobación de una autoridad reguladora.

Esto es así aún en países con sectores eléctricos muy desarrollados y bien dimensionados. Un ejemplo de ello es Alemania. En Alemania, el regulador federal de redes, la *Bundesnetzagentur*, tiene las siguientes competencias relativas a las ampliaciones al sistema de transmisión eléctrica<sup>81</sup>:

- Aprueba el marco de escenarios en el que los operadores del sistema de transmisión exponen los posibles desarrollos en el panorama energético del país;
- Examina y confirma los planes de desarrollo de la red, cada uno enumerando las medidas de expansión necesarias durante la próxima década, y presenta estos planes en forma de un proyecto de plan de requisitos federales al gobierno federal al menos cada cuatro años;
- Evalúa el impacto ambiental de los proyectos planificados y sigue su progreso como autoridad de aprobación en la planificación sectorial federal y los procedimientos de aprobación de planificación.

En España, la construcción de nuevas instalaciones de transmisión, distribución y producción, o la modificación de las existentes, no pueden ser realizadas sin obtener previamente diversas autorizaciones descritas por la ley que regula el sector<sup>82</sup>. Dichas autorizaciones, incluyen tanto a la autorización del anteproyecto técnico, así como a las autorizaciones de construcción y de explotación. Asimismo, el regulador - la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - realiza el seguimiento de los planes de inversión de los transportistas, y presenta un informe al ministro<sup>83</sup>.

También en países del continente las autoridades intervienen en las decisiones, por ejemplo:

- En Chile, las autoridades no solo intervienen en la planificación de la transmisión, sino que además las proponen y deciden<sup>84</sup>. En este sentido, en ese país es el Ministerio de Energía quien determina las ampliaciones del sistema de transmisión cuya licitación debe iniciarse en los doce meses

<sup>81</sup> Síntesis realizada por el propio regulador en su sitio web: , al 15 de junio 2020, con relación a las competencias que le otorgaron las leyes mencionadas en este título.

<sup>82</sup> Artículo 53 de la Ley N° 24 de 2013

<sup>83</sup> Artículo 4 inciso 7 de la Ley N° 24 de 2013

<sup>84</sup> Tal como se detalló en el Informe Benchmarking, la planificación de la transmisión tiene las siguientes características:

- (a) Cada 5 años el Ministerio de Energía debe realizar la planificación de la expansión de la generación y consumo con un horizonte de largo plazo (al menos 30 años), que incluye oferta y demanda de energía, polos de desarrollo, intercambios internacionales de electricidad y políticas medioambientales.
- (b) La Comisión Nacional de Energía (CNE) realiza un proceso de planificación de la transmisión con un horizonte de 20 años, planteando una propuesta anual de expansión para los distintos segmentos de transmisión. Luego, la CNE convoca a los promotores de proyectos para que presenten sus propuestas de expansión. Posteriormente, la CNE define su propuesta de expansión del sistema de transmisión nacional, tomando en consideración los lineamientos de la planificación del Ministerio de Energía, las propuestas de proyecto presentados por los promotores y la propuesta anual del Coordinador Eléctrico Nacional. Esta propuesta es sometida a consulta, y puede recibir observaciones de participantes e interesados, que deben ser respondidas por la CNE. Estos últimos pueden presentar discrepancias respecto al plan de expansión de la CNE, en cuyo caso el Panel de Expertos debe emitir un dictamen;
- (c) Luego de recibir el informe técnico de la CNE, el Ministerio de Energía determina las ampliaciones al sistema de transmisión cuya licitación debe iniciarse en los 12 meses siguientes. Deben incluirse los estudios técnicos y ambientales para definir la franja de la línea de transmisión, que permitirá luego la constitución de las servidumbres respectivas.

siguientes. En dicha decisión deben incluirse los estudios técnicos y ambientales para definir la franja de la línea de transmisión, que permitirá luego la constitución de las servidumbres respectivas.

En Argentina, el regulador eléctrico federal (ENRE) aprueba las ampliaciones al sistema de transmisión<sup>85</sup>, luego de realizar una audiencia pública y aprobar los estudios técnicos y el estudio de impacto ambiental. El regulador no puede dar curso a una solicitud de ampliación que no se encuentre incorporada en el plan de expansión del sistema de transporte previamente aprobado por dicha autoridad regulatoria. No se aceptan ampliaciones que no se adecúen a lo establecido en la planificación<sup>86</sup>. Asimismo, el regulador eléctrico federal adoptó tempranamente reglamentaciones ambientales más específicas con requisitos ambientales mucho más estrictos que las vigentes en ese momento, y realiza una aprobación de dicho estudio<sup>87</sup>.

El equipo TAF recomienda que las ampliaciones particulares que la ETED proponga, no solo deban adecuarse a lo establecido en la planificación, sino que además deban ser aprobadas por una autoridad. Este rol podría ser cumplido por el MEMRD o por la SIE. Las ventajas de que lo haga la SIE estarían dadas en el hecho de que es el regulador principal del sector eléctrico y quien también define luego las tarifas que deben pagarse por el uso de la red de transmisión.

Por otra parte, la ventaja de que este rol sea cumplido por el MEMRD se vincula al hecho de que este ministerio es responsable de realizar y fiscalizar la planificación sectorial. Por lo tanto, el MEMRD parece estar en una mejor posición para evaluar si cada ampliación propuesta por la ETED cumple o no con los planes y planificación sectorial y, en virtud de ello, autorizarla o rechazarla.

Por último, la ampliación del sistema de transmisión requerirá de la constitución de servidumbres sobre heredades de privados. Como se detalló en el capítulo sobre Marco Legal sería razonable y más eficiente que la autoridad que apruebe las ampliaciones de transmisión sea la misma que realice la “afectación” a servidumbre de terrenos privados. La aprobación de los planos de la nueva línea que la ETED debería acompañar junto con la solicitud de ampliación. Para la autoridad, la autorización de una nueva línea conllevaría la afectación de las servidumbres correspondientes.

### 7.3.3 REPAGO DE INVERSIONES EN TRANSMISIÓN POR PARTE DE PRIVADOS

Aunque en algún momento se logre una adecuada planificación de la ampliación de la transmisión, es muy probable que siga habiendo cuellos de botella o limitaciones de capacidad.

En el caso de que la planificación no previese la construcción de una nueva línea, o la ampliación de una existente, y no hubiese capacidad de transmisión para el desarrollo de un proyecto en particular, según la Ley 125-01 los desarrolladores pueden realizar las ampliaciones al transporte y recuperar el total de sus inversiones hechas en la construcción de la línea, y no en base a los costos de la ETED (Ley 125-01, Art. 82, inciso b). El inconveniente es que no se les repaga la inversión completa, sino una parte, de acuerdo con los costos de la ETED.

Al respecto, el equipo TAF considera lo siguiente:

---

<sup>85</sup> Ley 24.065.

<sup>86</sup> Artículo 17 de la Resolución 2 de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico. Esta resolución hizo modificaciones al reglamento que establece los requisitos y procedimiento para autorizar ampliaciones de transmisión.

<sup>87</sup> Resolución ENRE N°236 de 1996, disponible en el sitio web del regulador y en el siguiente enlace.



- (i) Resulta razonable que se le permita a la empresa que hizo la inversión en la línea de transmisión obtener el repago de la inversión a través de deducciones en el pago de peaje de todos los proyectos de esa empresa, y no solamente del proyecto vinculado a la línea construida;
- (ii) Una de las propuestas de los inversores, ante la ausencia de repago completo de la inversión, fue que se les permitiera la construcción de líneas privadas que sean operadas por la ETED, pero que los propietarios sean quienes la construyeron (los privados) y que se les permita a estos últimos cobrar un peaje a quienes la usen. En muchos países se permiten líneas privadas, es una opción que debería evaluar las autoridades;
- (iii) Con relación a la propuesta de que el sistema de transmisión sea operado por una empresa privada, sugerido por inversores privados, el equipo TAF considera:
  - Que el Gobierno está de acuerdo con la previsión legal de que la ETED continúe siendo una empresa pública;
  - Que no hay motivos para creer que una empresa privada funcionaría mejor. Además, en general, la opinión acerca del funcionamiento de la ETED fue buena.

Por lo tanto, no se sugieren modificaciones en esta cuestión.

#### **7.3.4 AMBIGÜEDAD ACERCA DE CONCESIONES DE TRANSMISIÓN**

El equipo TAF menciona que la legislación es ambigua respecto a si pueden otorgarse concesiones de transmisión a privados. En este sentido, la Ley 125-01 establece en la definición de empresa de transmisión y en el artículo 41 párrafo II que la transmisión es realizada por una empresa estatal. Por otro lado, el artículo 41, párrafo I de forma explícita, y el artículo 24 inciso g) de manera implícita, parecen indicar que otras empresas privadas podrían solicitar concesiones de transmisión. No parece que se refieran a la concesión a otorgarse a una empresa pública, sino a una privada. El texto de la ley debería ser claro, y no dejar lugar a dudas de interpretación.

Con relación a este tema, se recomienda que se modifiquen los artículos de la Ley 125-01 que suscitan dudas de interpretación, en particular las referidas a concesiones de transmisión.

#### **7.3.5 PROPUESTA DE INDEPENDIZAR EL CCE DE LA ETED**

Conforme lo dispuesto por el artículo 2 de la Ley 125-01, el Centro de Control de Energía (CCE) constituye una dependencia de la ETED. El artículo 1 del Reglamento para la Aplicación de la Ley 125-01 establece que el CCE está encargado de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), de acuerdo con las directrices del Organismo Coordinador.

Es muy común que la empresa de transmisión esté a cargo de la operación del sistema también. Hay algunos países donde hay un organismo separado, a veces a cargo también del despacho económico.

La opinión del equipo TAF es la siguiente:

- (a) El equipo TAF no tiene evidencia de que haya irregularidades por parte del CCE en el ejercicio de sus funciones;
- (b) Si las hubiera, podría ser necesario considerar una estructura institucional distinta, por ejemplo, fusionar el OC-SENI con la CCE.



## **8. MEDICIÓN NETA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Este capítulo se refiere a las modificaciones propuestas a los Reglamentos sobre la Medición Neta y la Interconexión de Generación Distribuida, ambos de julio 2012, que regula lo establecido por la Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales. Asimismo, el equipo TAF ha considerado los resultados del informe de la GiZ “Actualización del Estudio de Revisión y Modificación de los Reglamentos de Generación Distribuida y Medición Neta en República Dominicana” de agosto 2019.

### **8.1 REDEFINICIÓN DE LOS LÍMITES DE CAPACIDAD DEL PROGRAMA MEDICIÓN NETA Y DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN GENERAL**

Según el Reglamento de la Ley 57-07, el régimen aplicable a la autoproducción a base de energías renovables, afuera del Programa de Medición Neta (PMN), que permite vender el exceso de electricidad a la red, fija un límite a la capacidad instalada permitida a cada autoprodutor de 1.5 MW (artículo 95). También se exige que al menos el 50% de la energía producida sea para consumo propio. El límite de potencia instalada puede ser elevado por la CNE, previa solicitud, cuando la fuente primaria de combustible sea residuos de biomasa o subproductos de biomasa procedentes de la producción de biocombustibles (artículo 96). Asimismo, en virtud de la Ley 125-01, los autoprodutores cuya potencia instalada no supere 2 MW no necesitan obtener una concesión.

Con el fin de armonizar algunos de los diferentes límites, el equipo TAF recomienda que el límite para generar bajo el programa de medición neta, también se eleve a 1.5 MW. Así, toda la autoproducción que no supere este límite debería poder vender el exceso de electricidad a la red de distribución o de transmisión. Esto debería hacerse a precios de mercado, mediante el cual un balance positivo (electricidad alimentada a la red menos electricidad extraída de la red) será remunerado mensualmente al precio medio del mercado Spot. En el caso de que los clientes opten por el Programa de Medición Neta (PMN) el saldo positivo se remunerará anualmente bajo las condiciones existentes establecidas en el Reglamento de Medición Neta.

El equipo TAF propone también que los sistemas de generación para la autoproducción que oscilen entre 1.5 y 5 MW de capacidad instalada, y que produzcan electricidad exclusivamente para consumo propio, deberían también ser exceptuados de la obligación de obtener una concesión (o licencia, según se propone en el capítulo de Concesiones). Estos autoprodutores solo deberían necesitar el acuerdo con la empresa de distribución o transmisión, respectivamente.

### **8.2 PERMITIR EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA UN EXCESO DE ELECTRICIDAD HASTA EL MONTO DE AUTOCONSUMO**

Actualmente, la participación en el PMN está restringida por el requisito de que la instalación para la generación de electricidad se utilice principalmente (“primordialmente, en todo o en parte” para cubrir la demanda de energía del cliente (Reglamento Medición Neta, art. 8, párrafo 2h.). El equipo TAF propone de hacerlo algo más concreto y alinearlo con el requisito establecido en el Reglamento de Ley 57-07, art. 95), es decir, que al menos el 50% de la energía generada sea gestionada al consumo del autoprodutor. Esto permitiría a los participantes de PMN vender electricidad a la red de distribución (o transmisión) hasta la misma cantidad que su autoconsumo.

### **8.3 MANTENER EL RANGO TARIFARIO EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA**

En el pasado, se han planteado afirmaciones de que los clientes de PMN se beneficiarían al menos dos veces:

- (a) De reducir su consumo de electricidad de la red a través de la autogeneración; y
- (b) Al caer con el consumo reducido en una clase tarifaria de electricidad más baja (y a menudo subvencionadas).

Por lo tanto, el equipo TAF está de acuerdo con la propuesta formulada en el informe de la GiZ (capítulo 7.2, inciso 2.) de que la cantidad autogenerada y consumida de electricidad se añada a la electricidad extraída de la red, con el fin de determinar el nivel tarifario para el pago de energía y el cargo fijo mensual. Esto requerirá una modificación del art. 11, párrafo 2a. en el Reglamento de Medición Neta. Al implementar dicha propuesta, también se evitaría que, en particular, los clientes residenciales y pequeños comercios de la categoría tarifaria Baja Tensión Simple (BTS), que no pagan un cargo por potencia máxima, abandonen el pago de sus contribuciones adecuadas al acceso a la red y a la capacidad de reserva, siempre que las fuentes renovables no estén suficientemente disponibles.

### **8.4 VENDER ELECTRICIDAD AUTOPRODUCIDA A OTROS CONSUMIDORES EN EL MISMO PREDIO**

El reglamento actual impide además que los autogeneradores dentro del PMN puedan vender electricidad a otros clientes, aunque esos clientes puedan estar situados en la misma propiedad (Reglamento de Medición Neta, artículo 6, párrafo 2b). Esto crea una clara desventaja para los inquilinos, en particular en el sector residencial o comercial, que no tienen opción de instalar sistemas fotovoltaicos en la azotea. Por lo tanto, el equipo TAF recomienda que se ofrezca la posibilidad de que, siempre que el dueño de una propiedad opere un generador basado en energía renovable, tenga el derecho de vender electricidad a otros clientes en la misma propiedad.

El equipo TAF también sugiere que el Reglamento de Medición Neta se modifique de manera tal que los participantes de PMN puedan vender electricidad a otros clientes en la misma propiedad a precios negociados. Esto también debería incluir la propiedad conjunta y la operación común de los sistemas de generación por parte de diferentes beneficiarios en el mismo predio. En particular, estimularía la autogeneración en edificios de apartamentos plurifamiliares con espacio en el techo o el terreno de propiedad conjunta.

Dentro de los estudios tarifarios deben ser considerados los impactos económicos que pudieran ser ocasionado a las EDEs por la reducción de mercado, cuando los usuarios del Programa de Medición Neta vendan su energía a otros clientes de las EDEs, y dicho impacto deberá ser reconocido en tarifa y socializado entre todos los clientes de las distribuidoras, lo cual se justifica en los beneficios que todos los dominicanos recibirán por la reducción de sus emisiones contaminantes.

### **8.5 ELIMINAR EL LÍMITE DEL 15% DE LA DEMANDA PICO ANUAL DE CADA RED TRONCAL**

Una razón continua de insatisfacción expresada por los instaladores de plantas, por los interesados en participar en el PMN y por otros autoprodutores que utilizan energía renovable ha sido la limitación del 15% de la capacidad en los puntos nodales de la red de distribución (Reglamento de Interconexión, artículo

17, inciso a). Esta limitación no tiene justificación técnica, y simplemente se copió de modelos en otras jurisdicciones. Es necesario señalar que este límite se refiere explícitamente a la electricidad renovable y no hace distinción acerca de que, si la electricidad autoproducida se inyecta en la red, o si se absorbe completamente por la propia demanda.

El equipo TAF recomienda eliminar este límite técnico global y en muchos casos injustificado, y obligar a las empresas distribuidoras a mostrar en sus sitios web los posibles cuellos de botella y la capacidad disponible para conectarse sin reforzar la red local. Como ejemplo, puede citarse a las empresas de distribución en Colombia que han puesto en marcha una política transparente similar a la aquí sugerida.

## **8.6 SIMPLIFICACIÓN EN LOS PROCESOS DE SOLICITUD**

En general, el proceso de solicitud de interconexión y participación en el PMN debe seguir un enfoque común que elimine la duplicación de requisitos, como la presentación separada de diseños técnicos para ambas aplicaciones. Además, debe ser posible que todo el proceso de solicitud se pueda realizar de forma remota a través de Internet. Los planes de sitio que incluyan la ubicación sólo deben solicitarse para instalaciones de más de 25 kW (en vez de mayor o igual a 10 kW como establecido en el Reglamento de Interconexión Distribuida, artículo 14, párrafo 2a.), ya que, para los sistemas más pequeños, el conocimiento por la empresa distribuidora de la ubicación concreta en una determinada propiedad es irrelevante.

## **8.7 COSTOS DEL REFUERZO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

El equipo TAF recomienda también excluir a los operadores de pequeños sistemas de generación en base de energías renovables (hasta 25 kW) de cualquier obligación de pagar por el refuerzo de la red de distribución. Estos pequeños productores deberían cargar únicamente con los costos de instalación y equipamiento, incluidos los medidores. Cualquier otro costo adicional hará que la autoproducción de electricidad sea poco atractiva y la inversión no se justifique. Además, el fortalecimiento de la red de distribución pertenece a la obligación operativa habitual de la empresa de distribución por lo que debe ser cargado a todos los clientes a través de sus facturas de electricidad. Esto puede ser diferente para sistemas de mayor generación, donde el refuerzo se vuelve especialmente necesario para un autoproducer específico. En este último caso, los costes adicionales podrán transferirse, al menos parcialmente, al solicitante.

## **8.8 AMPLIACIÓN DEL REGLAMENTO DE INTERCONEXIÓN**

El equipo TAF ha observado que el Reglamento para la Interconexión de Generación Distribuida solo está dirigido a sistemas de hasta 1 MW conectados a la Red de Distribución (aunque erróneamente en el art. 4, párrafo 1 también se refiere a la transmisión). Dado que, como se ha señalado anteriormente, las instalaciones que alimentan el exceso de electricidad en la red pueden ser tan grandes como 1.5 MW, el equipo TAF recomienda ampliar el reglamento a los tamaños de capacidad que puedan necesitar conectarse directamente a la línea de transmisión.

## **8.9 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FUERA DEL LUGAR DE CONSUMO**

Por último, le gustaría al equipo TAF sugerir que, al menos para los sistemas de autogeneración más grandes, se reconsidere el estricto requisito de identidad entre el sitio de generación y el lugar de consumo.

Las instalaciones fotovoltaicas de hasta 1 MW necesitan mucho espacio y otras fuentes de energía renovable (como la eólica) pueden no estar disponibles de forma fácil y suficiente en el lugar de la demanda. Por lo tanto, es recomendable que se permita a un consumidor más grande instalar sus instalaciones de generación de forma remota y transportar la electricidad desde ese punto a su ubicación contra el pago de un peaje de transporte. Esta generación remota que utiliza energía renovable es una práctica común en muchos países, que sin duda estimularía la generación distribuida y el uso de energía limpia.

La alternativa que se implementa en la actualidad es formar un pool de usuarios no regulados que compren a un generador de energía renovable construido bajo el Régimen Especial sin PPA con las EDEs.

## **9. MOVILIDAD ELÉCTRICA**

A continuación, el equipo TAF se ocupa de la movilidad eléctrica principalmente desde el punto de vista de los vehículos ligeros de cuatro ruedas, cuya electrificación ha ganado mayor atención en los últimos años en todo el mundo. Esto incluye a vehículos eléctricos puros o híbridos eléctricos enchufables. Asimismo, los autobuses eléctricos son también cada vez más utilizados en el mundo en el transporte público. En el caso de la República Dominicana, debe considerarse el creciente número de vehículos eléctricos sobre dos ruedas, especialmente en las categorías de bajo rendimiento. El aumento de estos vehículos y el desarrollo de la movilidad eléctrica requerirá del desarrollo de planes para la ampliación de las redes eléctricas que permita la recarga de sus baterías lo más cerca posible de la ubicación del empleo o de los hogares.

### **9.1 DESARROLLO DE UN PLAN PARA IMPLEMENTAR LA INFRAESTRUCTURA DE RECARGA**

La falta de una infraestructura de recarga suficiente, junto con la autonomía limitada de vehículos totalmente eléctricos, es una barrera esencial para la electromovilidad. Las estaciones de recarga públicas para vehículos ligeros de cuatro ruedas deben colocarse lo más cerca posible de la casa o del trabajo y cubrir todo el territorio del país. Por ejemplo, los proveedores de aparcamiento público, incluso en los centros comerciales, deberían estar obligados, en general, a autorizar la instalación de puestos de recarga por parte de terceros operadores en su territorio o en sus estacionamientos o a instalarlos por sí mismos. Del mismo modo, se debe exigir a los edificios de apartamentos, las grandes empresas comerciales o instituciones estatales y semiestatales que proporcionen estaciones de recarga para los automóviles de los residentes o empleados, siempre y cuando el sistema de transmisión y distribución lo permite.

Las distribuidoras de electricidad deberían elaborar planes adecuados para fortalecer la red e implementarlos de manera oportuna. Es probable que esta inversión en la expansión de la red sea de su propio interés, ya que la expansión de la electromovilidad dará lugar a una nueva y creciente área de negocios.

Con el fin de garantizar una distribución equilibrada de la infraestructura de recarga y tener en cuenta todos los tipos de carga y una instalación adecuada de estaciones de recarga rápida, el Estado o una autoridad a la que se le haya asignado dicha tarea, debe desempeñar un papel de liderazgo y, en su caso, gestionar el desarrollo de la infraestructura de recarga mediante especificaciones adecuadas.

El equipo TAF recomienda que el MEMRD, de forma conjunta con otros ministerios, lleve a cabo un pronóstico del desarrollo del mercado en el ámbito de la movilidad eléctrica y elabore las medidas necesarias para crear una infraestructura adecuada. Esto también incluye una evaluación de los refuerzos y ampliaciones de redes necesarios y sus costos correspondientes.

El equipo TAF recomienda también que se evalúe si es necesario promover con incentivos fiscales la adquisición e instalación de estaciones de recarga, y de qué tipo (aduaneros y/o impositivos). Esto debería considerarse al hacerse la política/planificación. Se sugiere principalmente evitar establecer incentivos en una ley que luego no podrán cumplirse. El incumplimiento de la ley genera incertidumbre, inseguridad jurídica, afecta las inversiones y además genera juicios contra el Estado por incumplimiento de derechos adquiridos no reconocidos en la práctica. Es mejor ir de a poco pero seguro, otorgar mecanismos de promoción más acotados, pero cumplirlos.

El grado de distribución y la disponibilidad de infraestructuras de recarga accesibles al público son factores decisivos que influyen en su facilidad de uso y, por lo tanto, factores de éxito para el establecimiento nacional de la electromovilidad. Con el fin de proporcionar una buena impresión general de la infraestructura de recarga, debe publicarse en línea una lista oficial de todas las instalaciones accesibles al público para los vehículos eléctricos. Esto debe incluir información sobre los equipos técnicos respectivos de la estación de recarga, las opciones y la capacidad de recarga existentes, así como la disponibilidad actual.

Esa información acerca de los puntos de recarga hará más transparente la disponibilidad de infraestructura de recarga accesible al público, aumentará la competencia entre los operadores de infraestructuras de recarga, aumentará la confianza de los potenciales compradores de vehículos en la movilidad eléctrica e impactará en el temor predominante al respecto de la autonomía de los vehículos.

## **9.2 ENCUADRE LEGAL DE LA ACTIVIDAD DE RECARGA Y FIJACIÓN DE TARIFAS**

El equipo TAF propone que la electricidad para ser utilizada por automóviles eléctricos debe poder ser vendida directamente por las empresas de distribución de electricidad, o a través de proveedores de servicios especiales.

En general, las opciones son las siguientes:

- Que las distribuidoras existentes sean las únicas autorizadas a operar las estaciones de recarga;
- Que se permita la instalación y operación de estaciones de recarga exclusivamente por otras empresas, que establezcan puntos de recarga en infraestructuras ya existentes, tales como estaciones de expendio de combustibles y centros comerciales, entre otros. Estos proveedores de servicios también serían responsables de la construcción de las estaciones de recarga, su mantenimiento y la facturación con los destinatarios de la electricidad;
- Que se autorice la coexistencia de estaciones de recarga a cargo de las distribuidoras con otros agentes que sean comercializadores en un marco de competencia.

El equipo TAF propone la tercera opción. Las razones son las siguientes:

- (a) Aunque en el Pacto Eléctrico no se habló de esto específicamente, sí hay lineamientos tendientes a permitir la competencia en todos los segmentos donde ella es factible, y a reglamentar los comercializadores. El equipo TAF desconoce por qué no se trató este tema. Quizás no surgió, o quizás no hubo acuerdo. Pero la orientación pro-competencia en segmentos potencialmente competitivos, que incluye la recarga de vehículos eléctricos, es la constante de todos los puntos acordados;
- (b) Se puede aprovechar infraestructura ya existente en estaciones de expendio de combustibles y centros comerciales, entre otros, que ya actúan como proveedores de servicio;
- (c) Se permite obtener ingresos adicionales a las distribuidoras interesadas y capaces de desarrollar la actividad. Así, las distribuidoras podrían tener recursos derivados de esta nueva actividad sin necesitar un monopolio, es decir conviviendo con privados.

En particular las distribuidoras estatales tienen problemas de gestión y financieros muy importantes, esto permitiría cuestionar si podrán realizar esta actividad eficientemente mediante un monopolio y sin competencia. Si luego las distribuidoras no pudieran realizar esta actividad correcta y eficientemente, se crearían barreras enormes a la movilidad eléctrica en su conjunto.

Además, las distribuidoras podrían aumentar sus ingresos por esta actividad sin necesitar estar directamente involucradas en la recarga. En el caso que los proveedores puedan comprar la electricidad directamente de los generadores, siempre podrían tener recursos derivados del cobro del peaje.

La cuestión es el encuadre legal que se les dará a los actores nuevos en el sector eléctrico, es decir, si se los autorizarán a actuar en el mercado eléctrico como comercializadores, o como usuarios no-regulados (con una potencia mínima de carga de 1 MW). El equipo TAF está consciente de que, en este caso concreto, se estaría ampliando lo que está sucediendo en el mercado eléctrico para incluir a los actores de comercialización de electricidad. En qué medida esa expansión del mercado de la electricidad también tiene sentido para otros sectores de consumo es una cuestión por decidir.

Quedan otras cuestiones abiertas que deberán ser definidas por la legislación:

- (a) Si el precio a cobrar por la recarga debe ser regulado por la SIE o desregulado (fijado por quienes que realizan esta actividad);
- (b) Si será necesario exigir algún tipo de segmentación vertical (creación de una empresa distinta o al menos separación contable) para evitar subsidios cruzados entre la actividad desregulada de recarga y la regulada de distribución eléctrica a usuarios finales.

El equipo TAF propone que se defina claramente el encuadre que tendrán quienes hagan la recarga, en la legislación específica, porque si bien la Ley 125-01 prevé las figuras de comercializador, usuario no regulado y usuario final, en la recarga hay una diferencia importante: quien la realiza está revendiendo energía que no adquiere para consumo propio. Es decir, no es un usuario final regulado o no regulado común, es alguien que está comercializando energía.

El equipo TAF recomienda que la fijación de los precios de recarga realizadas por terceros (estaciones de recarga) sea establecida principalmente en el mercado, ya que depende, entre otras cosas, de factores de calidad, como la capacidad ofrecida por la estación de recarga y el tiempo de recarga asociado.

Con relación a la recarga domiciliaria (en casas particulares o edificios) podría ser recomendable imponer una tarifa eléctrica de suministro diferenciada por horario para no recargar en horas pico de consumo. Además, puede ser necesario desde el punto de vista reglamentario garantizar que las tarifas para la recarga no excedan las tarifas habituales domésticas o comerciales a fin de evitar la recarga dentro de los edificios a los niveles más bajos de capacidad y, por lo tanto, de sobrecargar las redes en esta área.

### **9.3 ELECTRICIDAD PREFERENTE PROCEDENTE DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES**

La movilidad eléctrica puede reproducir su ventaja de emisión, especialmente si la electricidad proviene de fuentes de energía renovables. Dado que en este momento los clientes finales en la República Dominicana no tienen ninguna influencia en las fuentes de las que obtienen electricidad, es necesario determinar cómo se puede garantizar un cierto origen de la electricidad.

Es concebible introducir un modelo de certificado, que generalmente proporciona información sobre el origen de la electricidad generada y comercializada. Esto permitiría a todos los clientes de electricidad comprar sólo electricidad "verde" si fuera necesario y de interés, y ello podría proporcionar un impulso adicional a la generación de electricidad renovable. En cualquier caso, debe garantizarse que el "mix" eléctrico tenga unas emisiones de CO<sub>2</sub> más bajas para que la sustitución de combustibles fósiles en el

sector del transporte por electricidad proporcione una ventaja significativa. Eso es un tema de política energética y de diseño de la matriz energética.

Sería concebible ampliar la autoproducción de electricidad a partir de energías renovables por ley para permitir, por ejemplo, vender electricidad de sistemas fotovoltaicos para cargar vehículos eléctricos. Entre otras cosas, las plazas de aparcamiento podrían ser cubiertas con sistemas solares y la electricidad generada podría ser transferida directamente a las estaciones de carga por los respectivos propietarios y operadores.

Al respecto, es posible que la ley específica que regule la movilidad eléctrica:

- (a) Establezca reglas precisas sobre esta cuestión; o
- (b) Establezca que la cuestión se definirá mediante el decreto que reglamente dicha ley; u
- (c) Otorgue competencias a una autoridad para tomar una decisión o que debería basarse en la planificación.

Como existe una consultoría específica en curso para hacer recomendaciones sobre el tema de movilidad eléctrica, el equipo TAF considera que esta cuestión no necesita ser determinada ahora, sino luego de hacerse las evaluaciones correspondientes.

#### **9.4 PROMOCIÓN DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA**

La promoción de la movilidad eléctrica ya se realiza principalmente mediante la reducción de los impuestos a la importación y la reducción del costo del registro inicial (50% en comparación con los vehículos operados convencionalmente) de conformidad con la Ley 103-13 de incentivo a la importación de vehículos de energía no convencional. Sin embargo, es importante asegurarse de que estos incentivos no permanezcan en las manos del importador, sino que beneficien al cliente final.

El artículo 22 en la Ley 256-12 sobre el Fortalecimiento de la Capacidad Recaudatoria del Estado para la Sostenibilidad Fiscal y el Desarrollo Sostenible estableció las bases para la introducción de un impuesto dependiente de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, hasta donde sabemos, este gravamen aún no se ha aplicado porque los datos sobre el consumo de combustible o las emisiones de los vehículos no están disponibles en su totalidad. Para la recogida de gravámenes (tasa sobre el valor costo, seguro y flete - CIF<sup>88</sup>), sin embargo, el equipo TAF recomienda adaptar los valores de emisión a los desarrollos tecnológicos, por ejemplo, de esta manera:

- (a) Automóviles con un peso bruto de hasta 1,500 kg y emisiones inferiores a 80 g CO<sub>2</sub>/km = 0% del CIF;
- (b) Automóviles con un peso bruto de hasta 1,500 kg y emisiones mayores a 80 y hasta 100 g CO<sub>2</sub>/km = 1% del CIF;
- (c) Automóviles con un peso bruto de hasta 1,500 kg y emisiones mayores de 100 y hasta 130 g CO<sub>2</sub>/km = 2% CIF.
- (d) Vehículos de motor con emisiones superiores a 153 g CO<sub>2</sub>/km = 3%.

El valor medio del “mix” de electricidad debe utilizarse para determinar las emisiones de los vehículos eléctricos. Asimismo, sería posible reducir la carga fiscal de las compras de electricidad para contrarrestar los costos de compra aún más elevados de los vehículos eléctricos.

---

<sup>88</sup> CIF = Cost, Insurance, Freight.



También debe tenerse en cuenta el control de la importación de vehículos estableciendo niveles medios máximos de emisiones de CO<sub>2</sub>. Estos podrían, por ejemplo, basarse en los requisitos europeos de los valores de la flota con el fin de influir en la decisión de compra para los vehículos de bajas o con cero emisiones.

Otros incentivos no fiscales podrían incluir la exención de los peajes en las autopistas o los cargos de estacionamiento de los vehículos eléctricos o la asignación de carriles específicos en carreteras más grandes.

Con el fin de acelerar el cambio a la movilidad eléctrica, un cambio sobre la propia flota de vehículos puede ser útil para todas las instituciones públicas y afiliadas al gobierno. Este cambio debe tener lugar, en particular, cuando el rendimiento de conducción frecuente en el entorno urbano coincide con distancias relativamente cortas. Por ejemplo, en el sector postal y servicios comparables. Las iniciativas similares también deben ser puestas en marcha y apoyadas en general por proveedores de servicios privados dedicados a entregas de bienes y paquetes a clientes finales u ofreciendo servicios comparables con un alto volumen de viajes con una distancia limitada.

## **9.5 MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO**

El equipo TAF recomienda que todos los requisitos normativos y sistemas de incentivos para la movilidad eléctrica se incorporen a una ley específica sobre movilidad eléctrica.

Dicha ley debería:

- (a) Constituir el marco normativo y regulatorio de la actividad;
- (b) Determinar a qué actores se les permitirá realizar recarga, los títulos habilitantes que se requerirán (autorizaciones, licencias, permisos, otro);
- (c) Determinar los roles y funciones las autoridades que deberán intervenir, tanto del sector eléctrico como del sector de transporte, y de las competencias que tendrán (desde planificación, reglamentaciones técnicas y de seguridad, emisión de títulos habilitantes hasta las inspecciones técnicas y de seguridad);
- (d) Si la actividad de recarga será libre o regulada, y cómo se definirán los precios, así como aspectos de transporte de la energía mediante redes de transmisión y distribución específicos que puedan ser necesarios.

Una cuestión que deberá determinar el MEMRD, u otra autoridad en el marco de sus funciones en el subsector eléctrico, es si los precios de electricidad para la recarga en domicilios y edificios de particulares será la misma que para el abastecimiento eléctrico.

El marco normativo y regulatorio debe abordar las definiciones e interacciones de la nueva demanda de electricidad con el subsector eléctrico. Para ello, el equipo TAF recomienda realizar un análisis detallado de las principales leyes que afectarían el desarrollo del mercado de los vehículos eléctricos e identificar las barreras o vacíos legales.

La Superintendencia de Electricidad ya emitió la resolución SIE 56-2016 con el Código Eléctrico Nacional que contiene regulaciones dirigidas a los establecimientos de recarga de vehículos eléctricos. Estas normas requieren una actualización continua y pueden servir de base técnica para regir la instalación, funcionamiento y monitoreo de las estaciones de recarga en los sectores residencial, comercial e industrial.

En particular, el equipo TAF recomienda diseñar programas de incentivos basados en créditos fiscales y dar un trato preferencial a las energías renovables en los mercados mayoristas de electricidad, entre otros. Estos incentivos también pueden acompañarse del desarrollo de campañas publicitarias dirigidas a sensibilizar a los conductores sobre el menor impacto medio ambiental que tienen los vehículos eléctricos.

A largo plazo, también es necesario considerar cómo los vehículos eléctricos o sus baterías pueden tener un efecto estabilizador de la red como elementos de almacenamiento. Dado que se trata técnicamente de una inyección descentralizada a la red, en este caso se requerirán reglamentos legales y arancelarios especiales.

## **10. EFICIENCIA ENERGÉTICA**

### **10.1 ANTEPROYECTO DE LEY DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO RACIONAL DE ENERGÍA**

El MEMRD pidió al equipo TAF que adoptara una visión crítica del anteproyecto de ley de eficiencia energética y uso racional de la energía sin revisar el proyecto en su totalidad.

El borrador de la Ley de Eficacia Energética al cual el equipo TAF se refiere aquí está precedido por una larga historia, que se remonta al menos al año 2012. En 2016, con el apoyo de la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional JICA, se presentó un anteproyecto de ley muy completo que ya se discutió ampliamente entre los actores relevantes. Este proyecto fue tomado por el MEMRD y modificado en algunos puntos. En particular, las responsabilidades principales se transfirieron del CNE al MEMRD.

En este análisis, el equipo TAF se refiere aquí a la versión del Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana (MEMRD) del 16 de junio de 2020 (Primera revisión CJPE). Se utilizó en comparación el borrador de la CNE de septiembre de 2016.

Además, el equipo TAF respecto como referencia al análisis y las recomendaciones de OLADE de mayo de 2019<sup>89</sup>. Asimismo, se consideró el borrador de la Ley de Eficiencia Energética del MEMRD del 30 de agosto 2018, que difiere en partes del último borrador.

### **10.2 MARCO INSTITUCIONAL**

Por su naturaleza el tema de Eficiencia Energética afecta todos los sectores de la infraestructura de un país, como los medios de producción y transporte, el suministro de edificios con energía, aparatos electrodomésticos, el suministro de agua potable y otros demás.

La planificación a largo plazo de la ruta de eficiencia energética y del desarrollo de programas y proyectos específicos suele recaer en el Ministerio responsable para la política energética, en el caso de la República Dominicana el Ministerio de Energía y Minas. La responsabilidad de la implementación de las medidas individuales está compartida entre el MEMRD, otros ministerios u otras instituciones estatales debido al impacto de una amplia gama de aplicaciones energéticas.

Al igual que en otros sectores energéticos, no se han hecho demarcaciones claras en el pasado y por eso existen duplicaciones parciales entre la CNE y el MEMRD en el ámbito de la eficiencia energética.

#### **10.2.1 FUNCIONES Y TAREAS DE LA CNE EN EL ÁREA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA**

Los objetivos y temas en el área de la eficiencia energética se han mostrado en el Plan Estratégico Institucional 2018-2020 de la CNE, véase Tabla 8<sup>90</sup>. De esta descripción se desprende claramente que en el pasado parece no haber habido coordinación con el MEMRD, que también es responsable de la eficiencia energética. Como se puede ver a continuación, esto duplica claramente las tareas con el MEMRD.

---

<sup>89</sup> OLADE, Anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética de la República Dominicana, Análisis y Recomendaciones, Primer Borrador, Mayo 2019

<sup>90</sup> Tercera versión de diciembre de 2017.

**Tabla 8: Objetivos y temas de la CNE en Eficiencia Energética**

OBJETIVO	TEMA	COMENTARIOS DEL EQUIPO TAF
<b>Objetivo General 1.2</b>	<b>Fortalecer el marco normativo del sector energético nacional.</b>	
<b>Objetivos Específicos</b>	1.2.2. Elaborar el marco normativo de la Ley de Eficiencia Energética y uso Racional de Energía.	Esta tarea ha sido asumida por el MEMRD mediante la elaboración de sus propios borradores sobre la base de la plantilla de la CNE.
<b>Objetivo General 1.3</b>	<b>Promover la adopción de prácticas de uso racional y eficiente de la energía acorde con lo establecido en la Ley de Eficiencia Energética y Uso Racional de la Energía.</b>	Esta tarea deberá ser realizada por la nueva Agencia de Energía.
<b>Objetivos Específicos</b>	1.3.1. Fortalecer la figura del gestor energético en las instituciones públicas.	Véase los artículos 20 y 21 del anteproyecto del MEMRD de junio de 2020 para una Ley de Eficiencia Energética.
	1.3.2. Realizar auditorías energéticas a instituciones públicas con enfoque a resultado.	Las auditorías energéticas deben ser realizadas principalmente por expertos del sector privado, no por la CNE, (ni tampoco por el MEMRD). El anteproyecto de ley antes mencionado no se refiere a las auditorías energéticas, pero estas formaban parte del borrador de la CNE de septiembre de 2016 (artículo 21).
	1.3.3. Incrementar el número de personas capacitadas en ahorro y eficiencia energética.	Esta tarea debe ser organizada y coordinada por el MEMRD, dirigido por la Agencia de Energía, pero llevada a cabo por instituciones educativas apropiadas.
	1.3.4. Implementar el Proyecto de Mejoramiento de la Eficiencia Energética Gubernamental.	Aunque este proyecto forma parte indirectamente del anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética, no se menciona como tal.

### 10.2.2 FUNCIONES Y TAREAS DEL MEMRD EN EL ÁREA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Con la creación del MEMRD en el año 2013, los objetivos de eficiencia energética se definieron de la siguiente manera (Ley 100-13, art. 3):

- Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía, así como promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía;
- Realizar permanentemente el estudio y evaluación de la interacción de energía y transporte y formulación de planes y proyectos para su eficientización;
- En coordinación con el Ministerio de Industria y Comercio, promover el ahorro y consumo racional de hidrocarburos.

Dentro del MEMRD, el **Viceministerio de Ahorro Energético Gubernamental**<sup>91</sup> es responsable del tema de eficiencia energética.

Esto define sus funciones y tareas principales en 24 puntos, como se muestra en la Tabla 9. Esta lista es completa y suficiente, pero en unos puntos va más allá del alcance más estrecho de la eficiencia energética al referirse a las "energías renovables".

Una evaluación y comentario de las respectivas funciones por parte del equipo TAF, así como una recomendación para la ejecución y posiblemente la reubicación institucional se pueden encontrar en la columna derecha de la Tabla 9.

El equipo TAF está de acuerdo con la recomendación de OLADE en su elaboración del octubre de 2017 titulada *"Propuesta de Marco Institucional de Eficiencia Energética y Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eficiencia Energética en el Sector Turismo en República Dominicana"* en que las tareas operativas esenciales en el campo de la eficiencia energética deben transferirse a una institución fuera del MEMRD.

Con respecto a una "agencia de energía" el equipo TAF se refiere aquí a la recomendación mencionada anteriormente de reorganizar parte de la CNE actual como institución independiente y delegar en ella tareas que no son competencia del Ministerio, pero que le proporcionan un apoyo útil en la ejecución de programas y proyectos.

---

<sup>91</sup> Título de este viceministerio bajo el gobierno del presidente Danilo Medina hasta el 15 de agosto 2020. Con el nuevo gobierno se cambió el nombre a "Viceministerio de Ahorros y Eficiencia Energética".

**Tabla 9: Funciones y tareas del MEMRD en Eficiencia Energética**

<b>FUNCIONES Y TAREAS DEL MEMRD EN RELACIÓN CON EFICIENCIA ENERGÉTICA<sup>92</sup></b>	<b>COMENTARIO Y RECOMENDACIONES</b>
<p>Asesorar al Ministro en la formulación y administración de la política nacional de ahorro y eficiencia energética, de conformidad con la política energética nacional.</p>	<p>Esto debería incluir, en particular, una estrategia de largo plazo y el establecimiento de metas de eficiencia energética. Será necesario que el MEMRD realice análisis y estudios de estos temas, preferiblemente con el apoyo de una agencia de energía.</p>
<p>Elaborar y someter para su aprobación las medidas regulatorias y promocionales que sean necesarias con relación a la producción, transporte, transformación, distribución, comercialización y consumo en los sectores residencial, productivo, servicios, público y transporte.</p>	<p>Esta función indica que el Viceministerio no se limita al sector público, sino que tiene la vista puesta en todos los sectores de consumo. Debe consistir en elaborar planes de acción en el marco de estrategias a largo plazo mencionadas arriba. Una tarea esencial del MEMRD después de la adopción de la Ley de Eficiencia Energética será la elaboración de un conjunto correspondiente de reglamentos en colaboración con otros ministerios e instituciones involucrados.</p>
<p>Promover y coordinar la implementación de medidas y programas específicos de ahorro de energía y eficiencia energética, relativos al transporte público de pasajeros, parque vehicular, calidad de los combustibles, importación de vehículos usados viejos y vehículos con tecnologías más eficientes y que produzcan menos emisiones al ambiente, edificios, iluminación pública y residencial, entre otras.</p>	<p>La eficiencia energética en el sector del transporte es tradicionalmente parte de las competencias del Ministerio con responsabilidad en el tránsito, o de su autoridad adscrita (INTRANT). Las medidas de eficiencia energética en el sector de la construcción deben ser dirigidas por el Ministerio de Obras Públicas. De lo contrario, la aplicación de medidas y programas específicos (como en el caso de la electromovilidad) debería ser principalmente competencia del MEMRD, posiblemente con el apoyo de una agencia de energía.</p>
<p>Analizar y organizar diagnósticos respecto a la situación actual de los diferentes sectores del país en cuanto a consumos, potenciales, ahorros y brechas de eficiencia, identificando las líneas de actuación para el cumplimiento de parámetros de sostenibilidad energética.</p>	<p>Las auditorías energéticas (diagnósticos) deben ser realizadas principalmente por profesionales del sector privado. La CNE reorganizada (o el MEMRD respectivamente) debe ser responsable de aplicar las medidas de cualificación adecuadas y organizar la certificación de estos profesionales.</p>
<p>Impulsar el mercado de eficiencia energética y de las energías renovables.</p>	<p>Las energías renovables no pertenecen a un viceministerio dedicado al tema de eficiencia energético según su título.</p>
<p>Promover el desarrollo de programas de investigación científica y tecnológica aplicada al uso eficiente de la energía y las energías renovables.</p>	<p>A tal fin, el MEMRD debería elaborar programas de apoyo adecuados, cuya implementación está supervisado por una agencia de energía.</p>
<p>Evaluar opciones de sustitución de fuentes de energía convencionales por renovables, en coordinación con el viceministerio de Energía, para contribuir a la reducción de la dependencia energética externa.</p>	<p>Esta tarea no está comprendida en el ámbito de un Viceministerio de Eficiencia Energética.</p>

<sup>92</sup> <https://mem.gob.do/nosotros/Viceministerios/Viceministerio-de-ahorro-energetico-gubnamental/>, visto 18 de agosto 2020.

FUNCIONES Y TAREAS DEL MEMRD EN RELACIÓN CON EFICIENCIA ENERGÉTICA <sup>92</sup>	COMENTARIO Y RECOMENDACIONES
<p>Analizar y evaluar la información técnica, económica y financiera, así como recopilar, procesar y analizar la información estadística vinculada a la eficiencia energética y las energías renovables, estimando de manera periódica los valores de los indicadores de eficiencia energética.</p>	<p>Esta tarea más bien técnica debe ser asumida por una agencia de energía. En principio, los datos deben ser recopilados y evaluados allí, que sirven de base para la toma de decisiones del MEMRD.</p> <p>Las energías renovables no pertenecen a esta área temática.</p>
<p>Participar en la elaboración del Balance Energético Nacional y el Plan Energético Nacional.</p>	<p>Una agencia de energía debería elaborar anualmente el Balance Energético Nacional para el MEMRD. Esto incluye un trabajo técnico sobre la actualización periódica del Plan Nacional de Energía.</p>
<p>Promover la cultura del uso responsable, racional y eficiente de los recursos energéticos para impulsar el desarrollo sostenible del país. En este sentido, organizar y realizar actividades de educación, divulgación de conocimientos y difusión de logros alcanzados en acciones concretas.</p>	<p>El MEMRD debe establecer las condiciones marco adecuadas, incluso proporcionando recursos financieros suficientes.</p> <p>La organización y coordinación de las actividades educativas debe estar principalmente en manos de una agencia de energía en conjunto con las instituciones de formación adecuadas.</p>
<p>Coordinar juntamente con los vice- ministerios del ámbito energético, el diseño y la ejecución de programas o proyectos de uso de residuos sólidos como fuentes alternativas de energía.</p>	<p>Esta tarea no pertenece a la cartera del Viceministerio de Eficiencia Energética.</p>
<p>Desarrollar e implementar programas de certificación y reconocimiento de las instituciones públicas y privadas que implementen planes de ahorro de energía y eficiencia energética exitosos.</p>	<p>No está claro lo que esto significa. Si esta función se refiere al premio para proyectos excelentes, esto debe ir acompañado principalmente por una agencia de energía (o el MEMRD respectivamente).</p>
<p>Contribuir con medidas de ahorro de energía y eficiencia energética a la reducción de la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), midiendo la efectividad de los impactos de tales medidas.</p>	<p>Con este fin, una agencia de energía (o el MEMRD respectivamente) debe recopilar datos (véase el inciso 8) y entregarlos al Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales para su posterior evaluación.</p>
<p>Impulsar el uso de fuentes de energía renovables en las instituciones del gobierno y el alumbrado público.</p>	<p>Esto no pertenece al área de la eficiencia energética.</p>
<p>Diseñar, evaluar y actualizar el Programa Anual de Normalización en materia de eficiencia energética, juntamente con el Instituto Dominicano para la Calidad (INDOCAL) y las unidades del ámbito energético del Ministerio.</p>	<p>MEMRD debe sentar las bases legales para ello, en particular con respecto al control del cumplimiento de las normas y la información para los consumidores.</p>
<p>Fungir como Secretaría del Comité Técnico Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos, coordinando sus actividades para contribuir a la elaboración de las Normas Técnicas Dominicanas (NORDOM).</p>	<p>La elaboración de normas y su control de aplicación, así como la certificación de productos es principalmente tarea del INDOCAL.</p>
<p>Coordinar las actividades de apoyo y promoción de la certificación de productos, procesos y servicios con las NORDOM de Eficiencia Energética.</p>	



<b>FUNCIONES Y TAREAS DEL MEMRD EN RELACIÓN CON EFICIENCIA ENERGÉTICA<sup>92</sup></b>	<b>COMENTARIO Y RECOMENDACIONES</b>
Elaborar, aprobar y expedir disposiciones administrativas en materia de ahorro de energía y eficiencia energética, de conformidad con las disposiciones jurídicas aplicables.	
Emitir recomendaciones a las autoridades nacionales, regionales y municipales en relación con las mejores prácticas en materia de aprovechamiento sustentable de la energía.	
Dirigir la integración, elaboración, actualización y emisión del catálogo de los equipos y aparatos que deberán incluir la información del suministro de energía para su funcionamiento y que cumplan con los criterios que se señalen en los documentos normativos y reglamentarios correspondientes.	En la medida en que esto se refiere a la recopilación de información para los consumidores relativa a determinados grupos de dispositivos, el MEMRD debe desempeñar un papel destacado en esto, pero debe basarse en la experiencia de la CNE (agencia de energía respectivamente) y del INDOCAL en la obtención de información.
Coordinar la recepción de la información de fabricantes e importadores, respecto al consumo energético de los equipos y aparatos considerados en el catálogo, verificando que cumpla con los requisitos establecidos.	Véase las explicaciones en el inciso 15.
Definir y proponer los lineamientos para la elaboración y ejecución de los programas permanentes de las dependencias y entidades de la Administración Pública, para el ahorro y aprovechamiento eficiente de la energía.	Cabe remitirse aquí al Art. 21 en el anteproyecto de MEMRD de junio de 2020 para una Ley de Eficiencia Energética, que se refiere al papel de coordinación de la CNE (o el MEMRD respectivamente) en el establecimiento de Comités de Gestión Energética.
Definir y coordinar el desarrollo del programa de visitas de verificación, así como los requerimientos de información a las empresas e instituciones que realicen actividades relativas al ahorro de energía y eficiencia energética, a fin de fomentar su difusión y replicar las buenas prácticas.	Véase el capítulo IV y el artículo 39 del anteproyecto del MEMRD de junio de 2020 para una Ley de Eficiencia Energética y el papel correspondiente de la CNE (o el MEMRD respectivamente) en la aplicación de medidas de eficiencia energética.
Otras que correspondan al ámbito común de funciones de los Viceministerios o sean establecidas mediante reglamento.	



### **10.3 ANÁLISIS DEL ANTEPROYECTO DE LEY DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA**

A la consideración básica de externalizar ciertas funciones en el ámbito de la eficiencia energética del Ministerio también le sigue el anteproyecto de ley del MEMRD. Sin embargo, la creación de un Comité Técnico Nacional de Eficiencia Energética (CTNEE) es otra institución con amplias competencias y poderes de decisión. El equipo TAF cree que el establecimiento de un órgano de coordinación con representantes de diversas autoridades públicas es, en principio, lo correcto. Sin embargo, a este órgano se le debe dar una función meramente consultiva y de acompañamiento o supervisión, pero no debe dotarse de un presupuesto en el sentido de una institución independiente y tener poderes de decisión.

Esto privaría a los propios ministerios de importantes funciones de supervisión. Además, es cuestionable si un comité compuesto únicamente por representantes de los ministerios y otras instituciones del Estado puede asumir en absoluto las tareas que se le asignan en el proyecto de ley sin personal adicional. Es de suponer que esto crearía una institución completamente nueva, cuyo poder no puede distinguirse claramente del MEMRD. En la Tabla 10 siguiente se examina y se comenta los diversos ámbitos temáticos de la legislación sobre eficiencia energética. El equipo TAF se refiere a la última versión del anteproyecto del MEMRD de junio de 2020. Si esta versión excluye áreas temáticas en comparación con los borradores anteriores, se utilizaron, cuando parecieron importantes, en el proyecto de esta ley.

**Tabla 10: Proyectos de Ley sobre Eficiencia Energética**

<b>TEMA</b>	<b>REFERENCIA MEM, ANTEPROYECTO DE LEY DE EE, 16 DE JUNIO 2020</b>	<b>OTRA REFERENCIA</b>	<b>COMENTARIO Y RECOMENDACIÓN</b>
<p><b>Marco Institucional</b></p>	<p>Art. 5 <b>Comité Técnico Nacional de EE (CTNEE)</b>                      En el párrafo V se define las funciones de la CTNEE, entre otros “coordinar con la Administración central, descentralizada y autónoma del Estado Dominicano, así como entidades del sector privado la <b>ejecución</b> de programas y proyectos de eficiencia energéticas”.</p>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El CTNEE debe desempeñar un papel consultivo, pero no debe desempeñar un rol operativo, p.ej. el CTNEE no debe ocupar una función en la ejecución de programas o proyectos;</li> <li>2. Es de temer que el elevado número de instituciones representadas limite la capacidad de la CTNEE para actuar. Debe reconsiderarse la participación del INDHRI (suficientemente representado por el CDEEE) y de DGII (representado por el Ministerio de Hacienda) como de SIE (regulador en el mercado de la electricidad sin impacto en la eficiencia energética). Si la CNE está integrada en las estructuras del MEM, sólo una de las dos instituciones debe estar representada en el CTNEE.</li> </ol>
<p><b>Planificación</b></p>	<p>Art. 6 <b>Estrategia Nacional de Eficiencia Energética (ENEE)</b>                      En el Párrafo I se define que el MEM elaborará la ENEE, y la someterá para su aprobación al CTNEEE.                      En el Párrafo III se dice que la ENEE será revisada cada 4 años por la CTNEE.</p>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. También en este caso, el CTNEE debería desempeñar esencialmente un rol consultivo, mientras que el desarrollo de la ENEE es una tarea fundamental del MEM. La adopción de la ENEE debe tener lugar en el Gabinete, a menos que se obtenga la aprobación del Parlamento;</li> <li>2. En ningún caso el CTNEE debe tener la tarea de revisar la ENEE cada 4 años;</li> <li>3. El equipo TAF está de acuerdo con OLADE en que, si es posible, la ley ya debería incluir metas (específicas para cada sector) para aumentar la eficiencia energética.</li> </ol> <p>También en este caso se asigna al CTNEE una tarea que no tiene y que no puede cumplir. Esta es una tarea fundamental del MEMRD.                      Alternativa: “... por el MEMRD con participación activa del CTNEE”.</p>
<p><b>Sector Transporte</b></p>	<p>Art. 8 <b>Programas de Eficiencia Energética</b>                      “Los programas de EE serán elaborados por el CTNEE”.</p> <p>Art. 9 <b>Revisión Técnica Vehicular</b>                      “Se incorporará a la Revisión Técnica Vehicular ... la verificación de las emisiones de monóxido de carbono (CO) de los vehículos de motor. ....</p>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La referencia al CO como determinante de eficiencia energética es incorrecta, ya que este indicador no dice nada sobre el consumo. Se trata del grado de combustión del combustible utilizado. Además del CO, también deben</li> </ol>

TEMA	REFERENCIA MEM, ANTEPROYECTO DE LEY DE EE, 16 DE JUNIO 2020	OTRA REFERENCIA	COMENTARIO Y RECOMENDACIÓN
	CO como parámetro de la eficiencia energética ...”		<p>medirse otros parámetros contaminantes. La eficiencia energética de un vehículo no se puede determinar durante esta revisión técnica;</p> <p>2. Como alternativa el equipo TAF se refirió al texto más detallado y correcto en la versión de la CNE de septiembre de 2016 (Art. 9):</p> <p><b>“Inspección Técnica de Vehículos.</b> Se creará el Sistema Nacional de Inspecciones Técnicas Vehiculares, con el objeto de certificar periódicamente el buen funcionamiento y mantenimiento de los vehículos de motor, el cumplimiento de las condiciones y requisitos técnicos establecidos en la normativa nacional y garantizar la seguridad del transporte y tránsito terrestre. Estas inspecciones incluirán la prueba de la medición de las emisiones del motor de los vehículos, de conformidad con los estándares establecidos en el reglamento pertinente. Solo podrán circular por las vías públicas aquellos vehículos que hayan aprobado las referidas inspecciones. Los vehículos que no pasen dichas inspecciones deberán ser tratados de acuerdo a la normativa establecida para estos casos en el reglamento;</p> <p><b>Párrafo I.</b> El Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC), en coordinación con la Oficina Técnica de Transporte Terrestre (OTTT) y la Autoridad Metropolitana de Transporte (AMET), elaborará el Reglamento Nacional de Inspecciones Técnicas Vehiculares, estableciendo el procedimiento y las condiciones de operación de los Centros de Inspección Técnica Vehicular autorizados, quienes realizarán la inspección y emitirán los Certificados correspondientes;</p> <p><b>Párrafo II.</b> El Instituto Dominicano para la Calidad (INDOCAL) creará el mecanismo para verificar la metodología e instrumentos de inspección utilizados para la revisión de los vehículos, conforme al Reglamento Nacional de Inspecciones Técnicas Vehiculares.”</p>

TEMA	REFERENCIA MEM, ANTEPROYECTO DE LEY DE EE, 16 DE JUNIO 2020	OTRA REFERENCIA	COMENTARIO Y RECOMENDACIÓN
	<p><b>Art 11 Entrega de Información del Sector Transporte</b></p> <p>“... todas las empresas .... que intervengan en el sector transporte de carga y pasajeros, deberán entregar anualmente la información sobre su consumo y/o ventas de combustibles ...”</p>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El equipo TAF considero que la recolección de los valores de consumo de combustible de todos los actores del transporte de carga o pasajeros es al menos problemática y poco eficaz, ya que no se pueden extraer conclusiones de ello sobre un uso más o menos eficiente;</li> <li>2. El equipo TAF esta también de acuerdo con OLADE en que no es realista recoger los datos de las muchas pequeñas empresas de transporte;</li> <li>3. El equipo TAF se refiere a los acuerdos voluntarios con empresas de transporte contenidos en la versión CNE de septiembre de 2016 (artículo 15) con el fin de reducir gradualmente el consumo de combustible y que se considera como un medio más eficaz para aumentar la eficiencia energética.</li> </ol>
	<p><b>Art. 12 (sin título)</b></p> <p>“ El CTNEE podrá requerir directamente información en materia de producción, exportación, importación, consumo y/o venta de combustibles ...”</p>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Este artículo parece una repetición del artículo anterior;</li> <li>2. La información sobre la venta y exportación de combustibles no parece adecuada en este contexto.</li> </ol>
	<p><b>Art. 13 Información sobre consumo y emisiones</b></p> <p>El artículo habla de “vehículos” que incluyera cualquier tipo de vehículos.</p> <p>El párrafo define que las especificaciones de las etiquetas sean establecidas por el MEM.</p>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El equipo TAF recomienda de limitar la obligación de incluir información sobre el consumo de combustible y las emisiones (¡CO<sub>2</sub> – no CO!) por el momento en los vehículos livianos;</li> <li>2. Con el fin de adaptarse a etiquetas comparables con las para electrodomésticos, se cree que es necesario integrar el INDOCAL.</li> </ol>
	<p><b>Art. 16 Información Estadística</b></p> <p>“INTRANNT deberá realizar anualmente un levantamiento que contenga los índices de consumo de combustible y las emisiones de CO ...”</p>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Es necesario examinar qué organismo es el más adecuado para mantener tales estadísticas;</li> <li>2. También aquí las emisiones deben estar relacionadas al CO<sub>2</sub>.</li> </ol>
		<p>MEM-versión del 30 de agosto 2018, Art. 13 and 14 <b>Estaciones de recarga para vehículos eléctricos</b></p>	<p>Estos artículos sobre estaciones de recarga para vehículos eléctricos han sido omitidos de la versión actual por razones desconocidas para nosotros. Al menos deberían incluirse en una ley de movilidad eléctrica.</p>

TEMA	REFERENCIA MEM, ANTEPROYECTO DE LEY DE EE, 16 DE JUNIO 2020	OTRA REFERENCIA	COMENTARIO Y RECOMENDACIÓN
Sector Edificaciones	<p>Art. 17 <b>Eficiencia Energética en Edificaciones</b></p> <p>„Párrafo I. El reglamento complementario referente al desempeño energético de las edificaciones ... será de obligatorio cumplimiento en edificaciones de nueva construcción.”</p>	<p>CNE (Sept. 2016), Art. 13 <b>Impuesto sobre emisiones de dióxido de carbono</b> y Art. 14 <b>Incentivos para vehículos de bajas emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)</b></p>	<p>Debido al gran número de medidas del reglamento propuesto, el equipo TAF considera que un tamaño mínimo de los edificios es apropiado para la obligación.</p>
Sector Público	<p>Art. 18 <b>Calificación Energética de Edificaciones</b></p> <p>Art. 21 <b>Comités de Gestión Energética</b></p> <p>“Cada institución del sector público ... constituirá un Comité de EE ...”</p> <p>“<b>Párrafo II.</b> Los Comités de Gestión Energética ... serán coordinados por la CNE, la cual reportará al CTNEE ...”</p>	<p>CNE-versión de septiembre 2016, art. 26 <b>Energía por el suministro y consumo de agua</b></p>	<p>Aquí, también, el equipo TAF considera que es apropiado un tamaño mínimo del edificio para el compromiso.</p> <p>Debido al gran número de instituciones en el sector público, el equipo TAF no cree que tenga sentido incluir al CTNEE en los informes.</p>
Medidas Transversales	<p>Art. 24 <b>Entrega de Información sobre Consumos Energéticos</b></p> <p>“... todas las empresas ... deberán entregar anualmente la información sobre sus compras y/o ventas de electricidad y/o combustibles a la CNE ...”</p>		<p>El sector del agua potable es el mayor consumidor público de electricidad. Por lo tanto, debe reconsiderarse la supresión de este artículo en la versión actual del MEM.</p> <p>La recopilación central de datos de consumo de empresas privadas sólo es útil si esto se combina con una evaluación significativa y consecuencias asociadas. El equipo TAF cuestiona esto y recomienda que no se recopile dichos datos en este momento.</p>

TEMA	REFERENCIA MEM, ANTEPROYECTO DE LEY DE EE, 16 DE JUNIO 2020	OTRA REFERENCIA	COMENTARIO Y RECOMENDACIÓN
	<p>Art. 25 <b>Sistemas de gestión energética</b></p> <p>“El MEM con la colaboración de la CNE diseñará las directrices necesarias para la implementación de estímulos de gestión energética en el sector privado, los cuales seguirán los requisitos de la normativa ISO 50001 y sus actualizaciones, .... Este sistema facilitará el monitoreo periódico a la notificación de los avances logrados en la reducción del consumo de energía.”</p>		<p>El equipo TAF se refiere aquí a la presentación mucho más detallada y precisa en la versión CNE de septiembre de 2016 (art. 27), que también se dirige a las empresas que prefieren llevar a cabo auditorías energéticas regulares.</p> <p>Este artículo cubre los siguientes temas:</p> <p>Párrafo I: Principios del sistema de gestión energética;</p> <p>Párrafo II: Opción de auditorías energéticas;</p> <p>Párrafo III: Ejecución de las auditorías energéticas;</p> <p>Párrafo IV: Intercambia de conocimientos.</p>
	<p>Art. 26 <b>Proveedores de servicios energéticos</b> y Art. 27 <b>Acreditación de proveedores</b></p> <p>“La CNE fomentará el desarrollo de la capacidad nacional de proveedores de servicios energéticos ...”</p> <p>“El ODAC ... acreditará a la CNE para certificar proveedores de servicios energéticos.”</p>		<p>Aquí también el equipo TAF se refiere a la presentación mucho más detallada en la versión de la CNE de septiembre de 2016 (Art. 31). No se considera apropiado acreditar a la CNE como organismo de certificación.”</p> <p><b>Párrafo I.</b> Los proveedores de servicios energéticos podrán ser expertos individuales o empresas especializadas ...;</p> <p><b>Párrafo II.</b> Estos proveedores de servicios deberán estar debidamente certificados y registrados .... La CNE, en coordinación con el MIC y el MOPC, establecerá ... los requisitos para el ejercicio de la actividad profesional ...;</p> <p><b>Párrafo III.</b> La certificación de los proveedores de servicios energéticos se realizará por instituciones debidamente acreditados ...”</p>
	<p>Art. 28 <b>Capacitación de profesionales.</b></p> <p>“Las universidades y centros de formación, técnicos y superiores incluirán en los programas de estudio las asignaturas referidas específicamente a la eficiencia energética y uso racional de la energía, para las carreras de ingeniería, arquitectura y afines. ....”</p>		<p>En este caso, también, la presentación en la versión de la CNE de septiembre de 2016 (Art. 32) es mucho más detallada y da un rol central al Ministerio responsable para la Educación superior:</p> <p>“El MESCYT en coordinación con las correspondientes asociaciones de profesionales, centros de formación ocupacional y las diferentes universidades e institutos de educación superior desarrollará programas de entrenamiento, capacitación y formación de técnicas y especialistas .... Estos programas se implementarán por modelo de cursos de formación dual y continúa, cursos técnicos y de postgrado a diplomados especializados....”</p>



TEMA	REFERENCIA MEM, ANTEPROYECTO DE LEY DE EE, 16 DE JUNIO 2020	OTRA REFERENCIA	COMENTARIO Y RECOMENDACIÓN
	<p>Art. 30 <b>Eficiencia energética de equipos, dispositivos y materiales</b></p> <p>“La CNE presentará para fines de aprobación al CTNEE los criterios y parámetros mínimos de eficiencia energética .... Estos criterios y parámetros deberán ser presentados a fines de ser actualizados por el CTNEE dentro de un plazo máximo de 5 años.”</p>		<p>Debe reconsiderarse el rol del CTNEE en este contexto. El equipo TAF recomienda una función puramente consultiva para el CTNEE.</p>
	<p>Art. 32 <b>Fomento de la EE por empresas de suministro de energía</b></p> <p>“Las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad .... fomentarán el conocimiento .... sobre el uso racional y eficiente de energía a través de diferentes canales de información y comunicación.”</p>		<p>Compare la versión de la CNE de septiembre de 2016, Art. 34, con una presentación mucho más detallada.</p> <p>“.....</p> <p><b>Párrafo I.</b> Las EDES de cualquier forma de energía deben fomentar el uso eficiente de energía entre sus clientes, informando a los mismos acerca de conceptos y buenas prácticas de uso racional y eficiente de los equipos de consumo energético”;</p> <p><b>Párrafo II.</b> Las EDES ..... estarán obligadas a establecer en todos sus sucursales centros de información sobre equipos eléctricos eficientes y sus usos racionales;</p> <p><b>Párrafo III.</b> Las EDES deben incluir en las facturas a sus clientes información relacionada al tema de eficiencia energética.”</p>
		<p>CNE - Versión de Septiembre 2016, Art. 36 <b>Ajustes en las tarifas eléctricas</b></p> <p>“La SIE, al aprobar ajustes in las tarifas eléctricas, velará porque los mismos refuercen la motivación de los clientes hacia el incremento de la eficiencia energética en el consumo de energía eléctrica. Estos ajustes no contribuirán a disminuir la calidad de vida de los beneficiados por el acceso a los servicios eléctricos</p> <p><b>Párrafo:</b> La SIE evaluará distintas alternativas regulatorias</p>	<p>Este artículo no está incluido en la versión actual del MEM, aunque la estructura tarifaria actual en el sector eléctrico se considera un factor esencial para el uso poco eficiente de la energía.</p>

TEMA	REFERENCIA MEM, ANTEPROYECTO DE LEY DE EE, 16 DE JUNIO 2020	OTRA REFERENCIA	COMENTARIO Y RECOMENDACIÓN
<p><b>Gravámenes e Incentivos</b></p>	<p><b>Art. 34 Gravamen de equipos ineficientes</b>            “Todos los equipos y dispositivos que tengan una eficiencia energética por debajo del mínimo .... serán objeto de un incremento en la carga impositiva del 50% adicional a los impuestos aduanales establecidas en la normativa vigente .....”</p>	<p>y tarifarias a fin de establecer mecanismos permanentes de promoción de la eficiencia energética en el ámbito de las Empresas Distribuidoras de Electricidad”</p>	<p>No se deben comercializar todos los equipos que no cumplen con la eficiencia energética mínima. Por lo tanto, el equipo TAF considera que un impuesto sancionado es superfluo. En principio, las lámparas incandescentes deben prohibirse en el mercado.</p>
	<p><b>Art. 35 Incentivos Fiscales y Arancelarios</b>            “Exclusivamente para los dispositivos de iluminación, refrigeración, climatización y sistemas de bombeo, se establece una reducción del 50% de los impuestos aduanales vigentes a los equipos más eficientes....”</p>		<p>El equipo TAF no considera necesario especificar los tipos y porcentajes de reducción de impuestos en la ley (ver también la recomendación de OLADE). Estos deben hacerse en el siguiente reglamento. Además, sería necesario determinar con precisión qué nivel de eficiencia energética es suficiente para la desgravación fiscal.</p>
	<p><b>Art. 36 Promoción de la producción y ensamblaje local de equipos, dispositivos y materiales</b>            “El MICM .... desarrollará programas para el fomento de la producción y ensamblaje local de equipos, dispositivos y materiales, que cumplan con los requisitos mínimos de Eficiencia Energética ....”</p>		<p>No hay ninguna indicación en este artículo en cuanto a la forma en que se debe proporcionar apoyo. Además, el cumplimiento de las normas mínimas de eficiencia no es suficiente, ya que éstas ya son vinculantes y deben cumplirse.</p>
		<p>CNE-Versión de Septiembre 2016,  <b>Art. 38 Fondo de Promoción de Eficiencia Energética</b>            “Se creará el Fondo de Promoción de Eficiencia Energética como mecanismo financiero para promover programas y/o proyectos de inversión, asistencia técnica,</p>	<p>Con el fin de financiar medidas, programas y proyectos de eficiencia, el borrador de la CNE propuso la creación de un fondo que se financiará con parte de la fiscalidad de los combustibles fósiles (véase también la recomendación de la OLADE a este respecto sobre la recaudación de una tasa general que no agobia el presupuesto estatal). El equipo TAF cree que una vía de financiación en esta dirección, que no tendrá una carga adicional para el presupuesto estatal, es fundamental y absolutamente necesaria. Se considera suficiente la financiación basada en supuestos ahorros de</p>



TEMA	REFERENCIA MEM, ANTEPROYECTO DE LEY DE EE, 16 DE JUNIO 2020	OTRA REFERENCIA	COMENTARIO Y RECOMENDACIÓN
		capacitación, divulgación, investigación, desarrollo y otras actividades relacionadas con el uso racional y eficiente de la energía...”	energía o tasas de penalización (véase la versión MEM, Art. 60).
		CNE-Versión de Septiembre 2016, Art. 41 <b>Exención de ITBIS para servicios energéticos,</b> Art. 42 <b>Depreciación acelerada,</b> Art. 43 <b>Inmuebles arrendados,</b> Art. 44 <b>Impuesto al financiamiento externo,</b> Art. 46 <b>Crédito único al impuesto sobre la renta.</b>	El equipo TAF recomienda que se vuelva a examinar la inclusión de estos artículos, que se refieren a la desgravación fiscal y no están incluidos en la versión MEM.
<b>Disposiciones Transitorias y Finales</b>	Art. 60 <b>Provisión de Fondos</b> “En el presupuesto general de la nación se deberá contemplar las partidas presupuestarias que requiera el CTNEE ...” (debería decir Comité Técnico en vez de Comisión Técnica).	CNE-Versión de septiembre 2016, Art. 56 – 65: “Art. 56: <b>Reglamentos de Aplicación. ....</b> ” “Art. 57: <b>Estrategia Nacional de Eficiencia Energética. ....</b> ” “Art. 58: <b>Programas de Eficiencia Energética. ....</b> ” “Art. 59: <b>Reglamento de Inspecciones Técnicas Vehiculares. ....</b> ” “Art. 60: <b>Etiqueto voluntaria y norma de comparación. ....</b> ”	El CTNEE no debería recibir un presupuesto independiente, ya que sólo representa a las autoridades públicas.  Al igual que en la versión de la CNE, el equipo TAF cree que es necesario definir con precisión las responsabilidades y los plazos para la aplicación de medidas esenciales.

TEMA	REFERENCIA MEM, ANTEPROYECTO DE LEY DE EE, 16 DE JUNIO 2020	OTRA REFERENCIA	COMENTARIO Y RECOMENDACIÓN
Otros Comentarios		<p>“Art. 61: Reglamento del código energético. ....”</p> <p>“Art. 62: Reglamento de la calificación energética. ....”</p> <p>“Art. 63: Reglamento para instalaciones solar térmicas. ....”</p> <p>“Art. 64: Implementación del sistema de gestión del suministro de agua. ....”</p> <p>Art. 65: Implementación del Fondo de Promoción de Eficiencia Energética. ....”</p>	
			<p>Faltan los títulos en los <b>artículos 10</b> (Eficientización del transporte de pasajeros y de cargas), <b>12</b> (Entrega de información al CTNEE), <b>45</b> (Plazo de sanciones), <b>46 y 47</b> (Pago de multas), <b>48</b> (Auxilio administrativo o judicial) y <b>49</b> (Aplicación de otras sanciones).</p>
			<p>En todo el texto se sustituirá “monóxido de carbono (CO)” por “dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)”.</p> <p>No se hace referencia al seguimiento y la presentación de informes periódicos con respecto a la aplicación y el alcance de los objetivos.</p>

## 11. LEY ARMONIZADA

### 11.1 INTRODUCCIÓN

En los capítulos del presente informe, en particular en el capítulo sobre Marco Legal, el equipo TAF recomendó resolver los distintos tipos de vacíos legales y otras inconsistencias. Ello debería hacerse mediante la adopción de las siguientes leyes:

- (1) **Una “Ley Armonizada”<sup>93</sup>** que implemente la reforma legal e institucional recomendada en este informe. Hay dos alternativas para hacerlo:
  - (i) Mediante una nueva ley que derogue completamente y reemplace a las Leyes 125-01 y 57-07 para constituir el nuevo marco legal del subsector eléctrico, que incluiría también al marco aplicable a las energías renovables. Esta ley debería además modificar los artículos de la Ley 100-13 referidos a competencias y viceministerios del MEMRD, conforme las recomendaciones y detalles mencionados en el capítulo Marco Legal. Esta opción permitiría establecer una legislación sectorial más consistente y, de ser posible lograrlo, sería la más recomendable;
  - (ii) Alternativamente y debido a que el equipo TAF entiende que quizás la opción antes indicada podría ser difícil de lograr, se sugiere considerar una segunda alternativa, que consistiría en adoptar una ley que solo modifique o derogue artículos puntuales de las Leyes 125-01 y 57-07. Esta ley también debería modificar los artículos sobre competencias y viceministerios de la Ley 100-13.

Esta ley armonizada debería también modificar artículos de otras leyes que sean inconsistentes con su contenido, o con las recomendaciones vertidas en este informe, por ejemplo, las referidas a destino del impuesto a los combustibles fósiles establecido por la Ley 112-00. En este informe el equipo TAF recomienda restablecer su uso para financiar programas de energías renovables y eficiencia energética, tal como originalmente se había previsto, antes de la reforma introducida por la Ley 253-12.

- (2) **Una Ley de Hidrocarburos:** tal como se detalló en el capítulo sobre Marco Institucional de este informe, el equipo TAF recomienda adoptar una ley específica sobre hidrocarburos (o alternativamente dos, una para el *upstream* y otra para el resto de la cadena). Esta legislación debería establecer el marco legal e institucional de este subsector, y:
  - Regular todo el subsector de hidrocarburos y todas las actividades de este (vinculadas tanto al *upstream*, como al *midstream* y *downstream* de esa industria);
  - Otorgar competencias a las autoridades correspondientes;
  - Derogar todas las múltiples y dispersas leyes que regulan solo algunos aspectos de este subsector (exploración y explotación, competencias del MICM, competencias del MEMRD, etc.) que se han modificado unas a otras, sin derogar artículos incompatibles con las nuevas reglas.
- (3) **Una Ley sobre Movilidad Eléctrica:** El equipo TAF recomienda aprobar una ley específica sobre este tema conforme a las recomendaciones mencionadas en el capítulo homónimo.

---

<sup>93</sup> Se utiliza el nombre de “ley armonizada” que fue mencionado por los representantes del MEMRD en la Reunión Informativa al inicio de esta consultoría.

- (4) **Una Ley sobre Eficiencia Energética y Uso Racional de la Energía:** El equipo TAF recomienda tomar en consideración el anteproyecto de ley detallado en el capítulo sobre Eficiencia Energética, así como las observaciones y recomendaciones allí incluidas.

## 11.2 CONTENIDO DE LEY ARMONIZADA

Hay dos opciones para implementar la reforma legal e institucional recomendada:

- 1) Mediante una nueva ley que derogue a las Leyes 125-01 y 57-07, modifique algunos artículos de la Ley 100-13, y constituya la nueva ley general del subsector eléctrico;
- 2) Alternativamente, una sola ley que modifique artículos puntuales de las Leyes 125-01, 57-07 y 100-13 que sean inconsistentes con las recomendaciones legales e institucionales detalladas en este informe.

La primera opción permitiría establecer una legislación sectorial más consistente. Por otra parte, el equipo TAF entiende que quizás esta mejor opción podría ser más difícil de lograr, en cuyo caso se recomienda una segunda alternativa.

En cualquiera de los casos, la nueva ley (ley armonizada) debe:

- (1) Mantener las reglas cuya modificación no se sugirió en este informe, o en el de Diagnóstico relativo a:
  - La organización del subsector eléctrico;
  - Actividades del sector, incluyendo requisitos de entrada, títulos habilitantes;
  - Derechos y obligaciones de los distintos actores del sector, así como de los usuarios;
  - Las normas especiales aplicables a la energía renovable;
  - Competencias de la SIE y del MEMRD cuya modificación no se recomendó;
  - Si se adoptara una nueva ley sectorial, se sugiere revisar y mejorar la redacción de muchos artículos.
- (2) Implementar todas las modificaciones institucionales recomendadas el capítulo Marco Institucional de este informe, que incluyen:
  - Modificación de aspectos de gobernanza y de competencias de las autoridades sectoriales;
  - Absorción de la CNE y la UERS por parte del MEMRD;
  - Modificaciones relativas a los viceministerios del MEMRD;
  - Disolución de la CDEEE;
  - Modificaciones sugeridas respecto a otras instituciones del sector.
- (3) Implementar todas las modificaciones al marco legal del subsector eléctrico recomendadas en:
  - Los capítulos sobre Marco Legal, Concesiones, Energías Renovables, Transmisión, Medición Neta y Generación Distribuida del Informe de Diagnóstico; y
  - Los capítulos sobre Marco Institucional y Planificación el presente informe;

- El equipo TAF reitera la sugerencia de que las recomendaciones de los capítulos sobre Eficiencia Energética de este informe y sobre Movilidad Eléctrica del Informe de Diagnóstico sean implementadas mediante leyes específicas y separadas de la ley armonizada.
- (4) Implementar todas las modificaciones adicionales que fueron detalladas y recomendadas en la Tabla de Inconsistencias contenidas en el Anexo del Informe de Diagnóstico, así como en el Anexo 1 de este informe. Dicha Tabla recomienda modificaciones no solo a artículos específicos de las leyes 125-01, 57-07 y 100-13, sino a otras leyes, decretos y reglamentos.

## ANNEXOS

## ANEXO 1: DETALLE DE INCONSISTENCIAS

Tabla 11: Inconsistencias Legales e Institucionales

N°	TEMA	LEGISLACION	INCONSISTENCIA	COMENTARIO ADICIONAL
1	Designación de roles de forma inadecuada.	Ley 100-13, Art. 1 y 2.	Designación inadecuada de roles.	La ley 100-13 ordena que las referencias a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio en relación con la energía sean entendidas como competencias del MEMRD. Esta ley debió haber otorgado dichas competencias de forma explícita, para evitar confusiones.
2	Tutela de las instituciones adscritas al MEMRD.	Ley 100-13, Art. 2.	No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol.	No se percibe al MEM como una institución que cuenta con los recursos, la autoridad y el apoyo del gobierno para realizar esta función.
3	Promover políticas que aseguren la cobertura, abastecimiento y accesibilidad de la energía	Ley 100-13, Art. 3, inciso f).	No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol.	En función de este mandato el MEMRD espera que la UERS le sea traspasada y de esta manera poder cumplir con este mandato. El tema de la cobertura es muy importante, porque de esta manera se asegura que los usuarios de la energía puedan tener acceso a medios de energía menos contaminantes, que los que son usados cuando no se cuenta con electricidad.
4	Velar por el cumplimiento de las normas de seguridad y mantenimiento. Velar por la seguridad nacional en términos energéticos. Diseñar la composición ideal de la matriz energética y planes para su consecución y todos los temas relacionados. Diseñar planes y proyectos para la construcción de nuevas infraestructuras energéticas estratégicas. Realizar permanentemente el estudio y evaluación de	Ley 100-13, Art. 3, incisos g), h), i), j) y k).	No se percibe un cumplimiento adecuado de estos roles.	

N°	TEMA	LEGISLACION	INCONSISTENCIA	COMENTARIO ADICIONAL
	la interacción de energía y transporte. Promover el ahorro y consumo racional de hidrocarburos.			
5	Organización interna del MEMRD.	Ley 100-13, Art. 5.	La integración de viceministerios es inadecuada, según representantes del MEMRD.	Se incluyen recomendaciones adicionales en el capítulo sobre "Marco Institucional".
6	Ministros que conforman la CNE.	Ley 100-13, Art. 10.	Composición inadecuada del directorio de la CNE.	El hecho de que el Directorio de la CNE esté compuesto por varios ministros da como resultado lentitud para las reuniones y para las aprobaciones.
7	Fondo para el fomento de las energías alternativas.	Ley 100-13, Art. 12.	Incumplimiento.	Mientras estuvo vigente este artículo, los fondos no se asignaron. Luego, la legislación lo modificó. El artículo 12 debió haber sido modificado.
8	Reorganización del nuevo organigrama estatal del sector energía.	Ley 100-13, Art. 15.	Incumplimiento de la Ley 100-13.	El nuevo organigrama no ha contribuido a la racionalización de la función pública, ni a la simplificación de los procedimientos, ni ha evitado duplicidades de funciones.
9	Derogación del liderazgo y coordinación de la CDEEE.	Ley 100-13, Art. 17.	Incumplimiento de la Ley 100-13.	Aunque la ley 100-13, derogó el decreto No. 923-09, el liderazgo de la CDEEE se mantuvo, no parece funcionar como adscrita a MEMRD. En el capítulo Marco Institucional se recomienda disolver la CDEEE.
10	Políticas.	Ley 125-01, Art.12 (CNE), Ley -100-13, art. 1 y 2, (MEMRD), Ley de Organización de la Administración Pública. Ley 57-07, Art. 6.	Duplicidad en la asignación de competencias que hacen estas leyes a la CNE y al MEMRD. Asimismo, no se percibe un ejercicio adecuado este rol, ni de parte de la CNE y del MEMRD.	En la práctica, la CDEEE parece ser la única entidad que realiza una planificación de contratación de nueva generación, y de inversiones estatales en generación, transmisión y distribución, que inciden en la matriz energética y en el desarrollo de todo el sector eléctrico. Ver propuestas del capítulo Marco Institucional donde se recomienda la absorción de la CNE por parte del MEMRD, y el traspaso de sus competencias a dicho ministerio.
11	Competencia reglamentaria.	Ley 125-01, Art.12 (CNE), Ley 125-01, Art.14, inciso a) (CNE).	Incumplimiento, no han sido emitidas las normativas que el sector energía necesita para su desarrollo.	El MEMRD y la CNE han realizado iniciativas de desarrollo normativos, pero no han sido suficientes en relación con lo que el mercado eléctrico requiere. La SIE reclama funciones reglamentarias. Pero como en la ley 125-01, art. 27 y Reglamento Ley 125-01, art. 41-44, 147, especifica las



N°	TEMA	LEGISLACION	INCONSISTENCIA	COMENTARIO ADICIONAL
		Ley -100-13, art. 3, literal n), art. 6 (MEMRD).	Duplicidad de designación de funciones como normador entre la CNE y el MEMRD.	funciones reglamentarias otorgadas a SIE, que se limita a modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos (luego esta función fue traspasada al INDOCAL.
12	Planificación.	Ley 125-01 Ley100-13 art. 1 y 2	Duplicidad de designación de funciones entre la CNE y el MEMRD. Asimismo, no se percibe un cumplimiento adecuado.	La CNE ha realizado los planes indicativos, pero solo de generación, no ha hecho los planes de transmisión y distribución, y se puede decir que no los ha hecho de forma integral y con la periodicidad establecida en la normativa. El MEMRD está trabajando en el balance energético 2018, y se está preparando para hacer la prospectiva de la demanda al 2040. Otro aspecto importante es, que los agentes consideran que los planes indicativos no han sido realizados, y no los toman en cuenta para sus planificaciones. Ver propuestas del capítulo Marco Institucional donde se recomienda la absorción de la CNE por parte del MEMRD, y el traspaso de sus competencias a dicho ministerio.
13	Fiscalizador de la planificación.	Ley 125-01, Art.12, 14.c (CNE)	No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol por parte de la CNE.	La CNE ha realizado los planes indicativos y los ha publicado, pero las posteriores inversiones en generación han sido realizadas sin tomar en cuenta dicha planificación.
14	Promotor de inversiones.	Ley 125-01, Art.12	De parte de la CNE, no se percibe un cumplimiento adecuado de este rol.	La CDEEE es quien en realidad está ejerciendo la función de ser promotor de las inversiones. Lo hace por medio del otorgamiento de PPA ha logrado que varios proyectos se instalen, y ha anunciado la realización de varias licitaciones. La CNE ha detenido las solicitudes de concesiones provisionales, que es el primer paso para la realización de inversiones y por medio del reglamento de concesión provisional ha incluido un grupo de requisitos que representan una barrera para la solicitud de concesiones y por tanto de las inversiones.
15	Asesor del Poder Ejecutivo.	Ley 125-01, Art.12	De parte de la CNE, no se percibe un cumplimiento adecuado de este rol.	En la práctica, es la CDEEE quien parece realizar dicha función.

N°	TEMA	LEGISLACION	INCONSISTENCIA	COMENTARIO ADICIONAL
16	Competencia de almacenamiento, exploración y transmisión en la CNE.	Ley 125-01, Art.12 (CNE) Ley 100-13, Art.3, incisos g), l), y i) (MEMRD)	Duplicidades en la asignación de competencia tanto al MEMRD como a la CNE en materia de almacenamiento, exploración y transmisión.	Según nos informaron en las entrevistas, tanto el MEMRD como el Ministerio de Industria y Comercio, tienen funciones relacionadas con la construcción de gasoductos. De forma específica fue señalado el conflicto existente entre ambos ministerios con relación a la autorización y supervisión del ducto de gas natural de Santo Domingo a San Pedro. Esta inconsistencia debe resolverse.
16.1	Estudiar la proyección de la demanda y oferta de energía.	Ley 125-01, Art. 14, inciso c)	No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol de parte de la CNE. El MEMRD también ha realizado balances energéticos y estudios de prospectiva de la demanda.	La CNE y el MEMRD han realizado estudios aislados de prospectiva de la demanda. Pero por su gran importancia, esta tarea debe hacerse de una forma más metodológica. Ver propuestas del capítulo Marco Institucional donde se recomienda la absorción de la CNE por parte del MEMRD, y el traspaso de sus competencias a dicho ministerio.
17	Promoción del uso racional de la energía.	Ley 125-01, Art. 14, inciso f) (CNE). Ley 100-13, Art. 3. (MEMRD).	Duplicidad de competencias entre el MEMRD y la CNE. No se percibe el adecuado cumplimiento de este rol tampoco.	Tanto el MEMRD y la CNE de forma independiente han hecho propuestas de leyes de eficiencia energética en los últimos años, pero ninguna se ha adoptado. Tampoco se han evaluado programas de promoción que podrían haberse realizado con dichas competencias y las herramientas que le permite la legislación en vigencia.
18	Aplicación de multas y penalidades.	Ley 125-01, Art. 14, inciso e).	No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol.	La SIE hace un tiempo intentó poner multas y las mismas fueron desestimadas.
19	Objetivo de la concesión provisional.	Ley 125-01, Art. 43. Reglamento Ley 125-01, art. 63. Reglamento Ley 57-07, art. 25. CNE-AD-0001-2019, Reglamento Concesión Provisionales, 3.1, e; II.3-1, II.11.	El reglamento de concesión provisional emitido por la CNE establece requisitos irrazonables y excesivos con relación al objetivo que tiene la concesión provisional. Este reglamento, más que facilitar y promover las inversiones, parece tener el objetivo de obstaculizarlas.	Con relación a la concesión provisional, debe tomarse en cuenta lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> <li>• El reglamento de Concesión Provisional introduce prematuramente requisitos económicos y técnicos que son propios de procesos posteriores;</li> <li>• Si el objetivo de la concesión provisional es de permitir la realización estudios, la CNE no debería pedir experiencia en desarrollo de proyectos, porque la investigación la puede hacer una empresa sin experiencia que luego busque asociarse con empresas con experiencia;</li> <li>• Tampoco la CNE debería exigir que esta empresa tenga un porcentaje de fondos para el desarrollo, porque esto se gestiona más adelante.</li> </ul> La concesión provisional parecería tener el objetivo de exigir derechos de servidumbre de paso, pero el proceso de constitución

N°	TEMA	LEGISLACION	INCONSISTENCIA	COMENTARIO ADICIONAL
				<p>no está aún claro en la legislación dominicana (conforme lo analizado en el capítulo Marco Legal) ni tampoco la justificación legal de que se otorgue un derecho de servidumbre a una empresa que ni siquiera tiene una concesión o licencia para actuar en el sector eléctrico.</p> <p>En la práctica, la concesión provisional no se exige a las generadoras térmicas, por lo tanto, no se entiende la justificación para exigirlo a las generadoras renovables.</p> <p>Asimismo, entre las propuestas de este informe, el equipo TAF recomendó que la planificación del sector eléctrico comprendiera a la transmisión, que deberá ser publicada. Se recomienda también que se publicaran las solicitudes presentadas vinculadas a nuevos proyectos de generación. Esto permitirá a los inversionistas tener información adecuada acerca de la disponibilidad de capacidad en las redes de la ETED.</p> <p>Por ello, el equipo TAF considera que la obtención de una concesión provisional carece de sentido y solo constituye una barrera adicional al ingreso al sector eléctrico, que alarga innecesariamente los plazos, complica el proceso y recarga injustificadamente el trabajo de las autoridades.</p> <p>Por todo lo expuesto, el equipo TAF propone eliminar el requisito de obtención de una concesión provisional en todos los casos.</p>
20	Tiempo de evaluación de concesión provisional.	Reglamento Ley 125-01, Art. 64. Reglamento Ley 57-07, art. 27.	Incumplimiento, la CNE excede el tiempo asignado para dar respuesta.	<p>Por las mismas razones explicadas en el casillero anterior, el equipo TAF propone eliminar el requisito de obtención de una concesión provisional en todos los casos.</p>
21	Objetivo de la evaluación de la concesión definitiva.	Reglamento Ley 57-07, art. 43.	Confusión en la identificación de las competencias correspondientes a la SIE y al CNE en la evaluación de solicitudes de concesión.	<p>La normativa específica que el alcance de la evaluación de la SIE debe ser: Condiciones de seguridad, protección al medioambiente, capacidad técnica, legal y económica. (Evaluación total).</p> <p>Para la CNE esto no está claro y considera que la SIE debe evaluar aspectos técnicos y la CNE los aspectos legales y económicos.</p> <p>Ver recomendaciones del equipo TAF sobre modificaciones propuestas en el capítulo “Concesiones”, donde se recomienda la disolución de la CNE y el traspaso de todas las competencias sobre evaluación de concesiones y licencias a una sola autoridad: el MEMRD.</p>

N°	TEMA	LEGISLACION	INCONSISTENCIA	COMENTARIO ADICIONAL
22	Evaluación de Concesión Definitiva.	Ley 125-01, Art. 47 (SIE) Reglamento Ley 57-07, art. 38 (CNE), Reglamento Ley 125-01, 19.2.	Duplicidad de designación de funciones entre la SIE y la CNE.	<p>Aunque la competencia de evaluar las solicitudes de concesión definitiva se inclina más hacia la SIE, la CNE reclama también esta competencia.</p> <p>Ambas leyes especifican que la SIE y la CNE deben hacer informes de recomendación.</p> <p>Las duplicidades traen sobre costos para las instituciones y para los solicitantes.</p> <p>No obstante, el artículo 19 indica que el Directorio de la CNE evaluará las solicitudes de concesión, según la recomendación de la SIE y no de la CNE, por lo que parecería que la SIE es el único responsable de la evaluación.</p> <p>Ver recomendaciones del equipo TAF sobre modificaciones propuestas en el capítulo "Concesiones", donde se recomienda la disolución de la CNE y el traspaso de todas las competencias sobre evaluación de concesiones y licencias a una sola autoridad: el MEMRD.</p>