

GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA

ENERGÍA Y MINAS

**VICEMINISTERIO DE SEGURIDAD
ENERGÉTICA E INFRAESTRUCTURA**

Plan Nacional Indicativo de
Desarrollo de Infraestructuras
Energéticas Críticas



DIRECCIÓN EJECUTIVA

- Fausto F. Pérez Santos - Viceministro de Seguridad Energética e Infraestructura

COORDINACION GENERAL

- Wilson Alexander Núñez Pimentel - Director de Infraestructuras Energéticas

EQUIPO DE COORDINACIÓN TÉCNICA

- Wilson Alexander Núñez Pimentel - Director de Infraestructuras Energéticas,
- Kemuel Ávila Gómez - Coordinador de Seguridad Energética

APOYO LOGÍSTICO Y ADMINISTRATIVO

- Carolina Rodríguez - Asistente VSEI
- Altagracia Torres Espino - Secretaria Ejecutiva
- Rashell Mendéz - Secretaria Ejecutiva
- Jessenia Perdomo- Secretaria Ejecutiva

COLABORADORES INTERNOS

- Jorge Mota – Director de Seguridad Energética
- Edwin Ramírez – Coordinador de Seguridad Energética
- Daniel Asencio – Coordinador de Seguridad Energética

COLABORADORES EXTERNOS

- Fausto Pérez Guerrero - Especialista en Energías Renovables
Consultoría y Revisión
Raúl Pérez Guerrero – Doctor en Ingeniería Eléctrica
Consultoría y Revisión
- Ramón Emilio De Jesús Grullón – Investigador en Microrredes (PUCMM)
Asesoría Técnica e Investigación

Santo Domingo, D.N.
Diciembre 2021

Tabla de Contenidos

Índice de Figuras.....	5
Índice de Tablas	6
1. Resumen Ejecutivo	8
2. Introducción.....	14
2.1. Consideraciones Institucionales	14
2.2. Objetivo del Plan.....	15
2.3. Alcance del Plan.....	15
2.4. Fundamentos Básicos del Plan.....	16
3. Estado del Sector Eléctrico Dominicano al 2020	19
3.1. Estructura actual del Sistema Nacional Interconectado (SENI).....	19
3.2. Matriz de generación	20
3.2.1. Generación Renovable	23
3.2.2. Programa de Medición Neta.....	24
3.3. Transmisión.....	25
3.4. Demanda Energética	26
3.5. Movilidad Eléctrica	28
4. Vulnerabilidades del SENI y Riesgos Catastróficos para la Seguridad de la Red	31
4.1. Vulnerabilidades por segmento	32
4.1.1. Almacenamiento y Combustible.....	32
4.1.2. Generación	33
4.1.3. Transmisión.....	34
5. Marco de Gestión de Riesgo de la Infraestructura Crítica.....	37
5.1. Construcción de la Matriz de Riesgos.....	38
5.1.1. Identificar los activos críticos y los impactos de su pérdida.....	38
5.1.2. Identificar y caracterizar las amenazas.	38
5.1.3. Identificar y analizar vulnerabilidades.....	38
5.1.4. Evaluar el riesgo y determinar las prioridades para la protección de activos....	39
5.1.5. Identificar opciones de mitigación, costos y compensaciones.....	39
5.2. Evaluación y Clasificación de los Riesgos.....	39
5.3. Resumen: Informe de Identificación y Clasificación de Infraestructuras Energéticas Críticas en la República Dominicana	43
5.4. Resumen: Informe de Identificación y Clasificación de Infraestructuras Energéticas Críticas: Almacenamiento y Suministro de Combustibles.....	46



6. Plan para el Desarrollo de Infraestructuras Críticas	50
6.1. Generación	52
6.1.1. Mejor pronóstico de Generación Renovable	53
6.2. Transmisión	55
6.2.1. Expansión de la Infraestructura de Transmisión	55
Recomendaciones Puntuales:	56
6.2.2. Plan de Expansión de Transmisión Eléctrica ETED 2012-2035.....	57
6.2.3. Inspección periódica en varillas de anclaje del cable de sujeción.....	59
6.2.4. Estudios de Fragilidad y Evaluación de Resiliencia de la Red de Transmisión	59
6.3. Distribución	60
6.5. Segmentación Selectiva en Transmisión y Distribución.....	61
6.6. Microrredes	63
6.7. Almacenamiento de Combustibles.....	64
6.8. Almacenamiento de Energía	65
7. Referencias Bibliográficas.....	71
8. Glosario de Términos	74
9. Notificación de Cambios	76
10. Vigencia.....	76



Índice de Figuras

Figura 1- Resumen y Marco del Plan Fuente: Elaboración propia.....	9
Figura 2- Interdependencias de la Infraestructura Crítica - Fuente: (U.S Department of Energy, 2018)	16
Figura 3: Porcentaje de capacidad instalada según fuente de energía primaria Fuente: Memoria OC (2020) ...	20
Figura 4 - Porcentaje de capacidad instalada según tecnología 2020 Fuente: Memoria OC (2020).....	20
Figura 5 - Energía generada del SENI por fuente de energía (2000-2019) Fuente: Elaborado a partir de los informes del OC (2001, 2006, 2011, 2016 y 2020).....	21
Figura 6 - Inyección de energía al SENI por todas las empresas del sistema en el primer semestre año 2020 Fuente: (ADIE, 2020).....	22
Figura 7 - Disponibilidad, demanda abastecida y reserva del SENI en el primer semestre del año 2020. Fuente: ADIE (2020).....	22
Figura 8- Mapa de la ubicación de las plantas generadoras conectadas al SENI Fuente: (Observatorio de Políticas Sociales y Desarrollo, 2019).....	23
Figura 9 - Estadísticas Instalaciones Fotovoltaica, Cantidad de Usuarios y Capacidad Instalada (kW) Programa de Medición Neta Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2020)	24
Figura 10- Mapa de Transmisión del Sistema Nacional Interconectada (SENI) Fuente: Conferencia Resilience in the Dominican Republic: Vulnerabilities and Challenges (VSEI, 2017).....	25
Figura 11- Demanda Energética Regional en República Dominicana Fuente: Conferencia “La Seguridad Energética, una Estrategia para el Desarrollo Sostenido del SENI (2021)” (VSEI V. d., 2021)	26
Figura 12 - Demanda Energética 2018-2040. Fuente: Escenario de Alternativo (Año Base 2018) MAED RD 2018-2040.....	27
Figura 13 - Estructura del Plan Estratégico de Movilidad Eléctrica - Fuente: (Estévez, 2021).....	28
Figura 14 - Impacto esperado según metas de penetración de vehículos al 2030 Fuente: (INTRANT, 2020)	29
Figura 15-- Cadena de valor de la energía y el riesgo de fallo en cascada. Fuente: Adaptado de Reimagining Grid Resilience, RMI (2020).....	31
Figura 16 - Zonas Eléctricas e Interconexiones Fuente: (ETED, 2020)	34
Figura 17 - Histórico de pérdidas energéticas de las EDEs. Fuente: Elaborado a partir de los Informes de Gestión Comercial de la CDEEE (2020).....	35
Figura 18- Sección del diagrama unifilar del SENI, para Subestación Julio Sauri a 345-138 KV. Fuente: Diagrama Unifilar del SENI	45
Figura 19 - Puertos Estatales, concesionados y privados en República Dominicana. Fuente: Asociación Dominicana de Exportadores (ADEXPO).....	48
Figura 20- Resumen y Marco del Plan Fuente: Elaboración propia.....	51
Figura 21- Comparación de resolución temporal horaria y de 15 minutos para generación solar Fuente: (Angélica Lam, 2020).....	54
Figura 22- Ubicación de la capacidad de generación eléctrica con energías renovables en REMAP 2030 Fuente: (IRENA, 2017).....	56
Figura 23- Expansión Sistema de Transmisión Nacional 345KV 2021-2035-2050 Fuente: (ETED, 2020).....	57
Figura 24 - Plan de Expansión 345kV 2021 - 2035 - 2050 Fuente: (ETED, 2020).....	58
Figura 25 - Curva de probabilidad de fallo vs Velocidad de Viento – Fuente: (Panteli & Pickering, 2017)	59
Figura 26 - Ejemplo de Estudio de Zonas de Riesgo y Evaluación de Inundación Base Fuente: FEMA (2021)	60
Figura 27 - Interconexión diferentes áreas del SENI Fuente: (Organismo Coordinador, 2020).....	62
Figura 28 - Segmentación en Miniredes del SENI (ideación inicial) Fuente: Microgrid Research Blog (PUCMM).....	64
Figura 29 - Consumo de petróleo diario (barriles por día Fuente: (Worldmeters, 2021)	65
Figura 30 - The Economics of Behind-the-meter energy storage [13 different services batteries can provide to the grid] Fuente: (RMI, 2017)	66
Figura 31 - Comparación de la potencia nominal, el contenido energético y el tiempo de descarga de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía Fuente: (IEC , 2012)	67

Índice de Tablas

Tabla 1 - Inventario de infraestructura de transmisión de RD Fuente: Elaborado a partir de la Memoria del OC (2020).....	25
Tabla 2 - Criterios de Calificación de Impacto / Criticidad de los Activos Fuente: (U.S Department of Energy Office of Energy Assurance, 2002).....	41
Tabla 3 - Criterios de Clasificación de Amenazas. Fuente: (U.S Department of Energy Office of Energy Assurance, 2002)	41
Tabla 4 - Criterios de Calificación de Vulnerabilidad. Fuente: (U.S Department of Energy Office of Energy Assurance, 2002)	42
Tabla 5 - Infraestructuras Energéticas Críticas del Sistema de Generación. Fuente: (VSEI, 2021)	44
Tabla 6 - Infraestructuras Energéticas Críticas del Sistema de Transmisión Eléctrica. Fuente: (VSEI, 2021)	45
Tabla 7 - Capacidad de almacenamiento de combustible por empresas para la generación. Fuente: Elaboración propia con datos del Viceministerio de Hidrocarburos	47
Tabla 8 - Puertos de descarga de combustible, central de generación abastecida y capacidad instalada. Fuente: Elaboración propia con datos publicados en la Autoridad Portuaria.	48
Tabla 9 - Suplidor de combustible para centrales térmicas a gas natural conectadas el SENI Fuente: Elaboración propia con datos publicados en el OC.....	49
Tabla 10 - Escenario de demanda baja y alta. Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2018)	52

1

Resumen Ejecutivo



1. Resumen Ejecutivo

Preámbulo

El Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura es un órgano sustantivo de carácter técnico que se enlaza con la razón de ser del Ministerio de Energía y Minas, y es el encargado de la realización de estudios de los esquemas de seguridad, para la construcción de nuevas infraestructuras energéticas estratégicas, relacionadas al transporte, almacenaje y refinamiento de combustibles, así como gasoductos, oleoductos y redes de distribución.

En la actualidad el sector energético en la República Dominicana enfrenta grandes retos debido a la condición de isla del país y la carencia de recursos energéticos convencionales. El Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura en consonancia con su misión de establecer políticas para garantizar el servicio de energía eléctrica para la población dominicana presenta la ***Propuesta del Plan Nacional Indicativo de Desarrollo de Infraestructuras Energéticas Críticas***.

Objetivo

Incrementar los niveles de confiabilidad y abastecimiento del suministro energético mediante la planificación estratégica del desarrollo de nuevas Infraestructuras Energéticas Críticas.

Metodología

El objetivo fundamental del plan es guiar el esfuerzo nacional para gestionar los riesgos de la infraestructura crítica de la nación. Para lograr este fin en el mediano plazo, se debe identificar colectivamente las prioridades nacionales; articular metas claras; mitigar el

riesgo; medir el progreso; y adaptarse en función de los comentarios y el entorno cambiante. El éxito en este complejo esfuerzo aprovecha el espectro completo de capacidades, conocimientos y experiencia de una sólida asociación entre las instituciones involucradas.

A fin de establecer las mejores estrategias del Plan Nacional Indicativo de Desarrollo de Infraestructuras Energéticas Críticas, el Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura realizó estudios preliminares a fin de establecer los criterios para la *Identificación y Clasificación de las Infraestructuras Energéticas* a considerarse críticas para el sector energético nacional, incluyendo infraestructuras dedicadas al almacenamiento y suministro combustibles para la generación eléctrica en la República Dominicana, transmisión, subestaciones, distribución y demanda. También se realizó un estudio para determinar y evaluar los riesgos que impactan en el sector energético y los más intangibles impactos en la economía y seguridad nacional debido a la salida del funcionamiento de las mismas. Del mismo modo se utilizaron estudios y reportes realizados por la Comisión Nacional de la Energía (CNE), la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y el Organismo Coordinador (OC), así como del proyecto de cooperación internacional con el Organismo Internacional de Energía Atómica para determinar la proyección de la demanda energética nacional a fin de identificar las necesidades de desarrollo del sistema eléctrico nacional y priorizar las estrategias sugeridas en el presente plan.

Para alcanzar este objetivo y hacer recomendaciones y propuestas se analizó:

- El Estado Actual del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)
- Las vulnerabilidades actuales del SENI y los Riesgos Catastróficos para la Seguridad de la Red.
- Un Marco de Gestión de Riesgos para la Infraestructura Energética Crítica

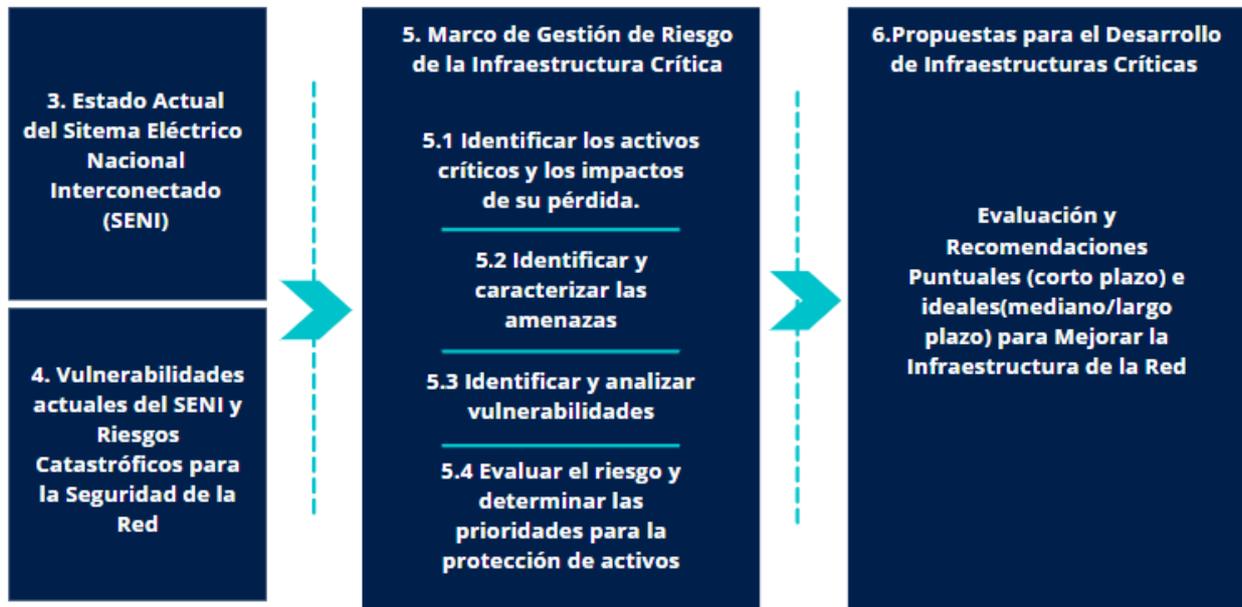


Figura 1- Resumen y Marco del Plan Fuente: Elaboración propia

Se han dividido las recomendaciones como:

- **Puntuales:** que especifican iniciativas prioritarias con un horizonte temporal a corto plazo.
- **Esenciales:** aquellas iniciativas que se consideran importantes con un horizonte temporal a mediano-largo plazo.

Generación



Recomendaciones puntuales:

- *Los proyectos más atractivos para el sistema eléctrico dominicano son los ciclos combinados a gas natural, tanto las turbinas como motores, siendo los generadores a ciclo combinado la mejor inversión, en caso de que existieran las condiciones para instalar una gran cantidad de energía renovable variable más allá del 2021.*
- *Todos los generadores que se instalen en el sistema deben ser flex fuel, es decir, que pueden manejar más de un combustible para poder enfrentar cualquier situación de desabastecimiento de combustible.*
- *Las nuevas centrales de generación han de ser construidas en la región norte del país con miras a aumentar la resiliencia del sector, ya que la región norte cuenta con alrededor del 33% de la demanda y en la actualidad es importador neto de energía.*

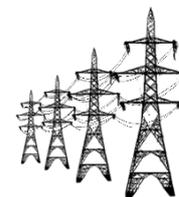
Recomendaciones esenciales:

Mejor pronóstico de Generación Renovable.

A raíz de los hallazgos del “Estudio de Diagnóstico de los Pronósticos de ERV en la República Dominicana”, el Proyecto de Transición Energética ha patrocinado para el Organismo Coordinador, se propone:

- *Enfoque centralizado de recepción de pronósticos de generación*
- *Mayor frecuencia de actualización de pronóstico*
- *Mayor resolución temporal de los pronósticos*

Transmisión



- *Es necesario ampliar el sistema de transmisión 345kV hacia las zonas de alto perfil energético, esto permitirá la expansión del parque de generación, basado en los recursos renovables disponibles en esas zonas, sin restricciones de red.*
- *Línea de transmisión 345kV El Naranjo – Guayubín que aumentará la disponibilidad de las centrales eólicas y solares de la zona noroeste, además de drenar la energía de la Central de Manzanillo.*
- *Nuevas líneas de reparto desde las subestaciones principales, hacia Santo Domingo y Santiago.*
- *Compensación de reactivos en el área norte, y algunas zonas del Este, para evitar desabastecimiento de energía por baja tensión.*

Estudios de Fragilidad y Evaluación de Resiliencia de la Red de Transmisión

- *Desarrollar curvas de fragilidad y métodos estadísticos para analizar los datos a fin de comprender la vulnerabilidad de la red eléctrica existente, especialmente las que juegan un papel esencial en la seguridad de la red*
- *Realizar soterrados de las nuevas redes del gran Santo Domingo y la reconfiguración de las redes existentes.*

Distribución



Recomendaciones puntuales:

Estudios de Mallado para los Circuitos de Distribución

- *Con miras a aumentar la resiliencia de cargas críticas (hospitales, bases militares, infraestructura de aguas, etc.), se ha de estudiar rutas alternativas y redundantes de circuitos en zonas urbanas y rurales.*

Revisión Sistemas Contra Incendios Subestaciones

- *En los informes de inspección rutinario a subestaciones realizados por el VSEI en 2021 se ha identificado el deteriorado estado y la falta de revisión de los sistemas contra incendios. Se ha de identificar los procedimientos y procesos de revisión de estos sistemas.*

Recomendaciones esencial

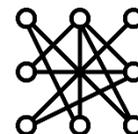
Estudios y Verificación de Carga Estructural en Postes de Distribución

- *Es necesario que la industria de las comunicaciones y las distribuidoras realicen evaluaciones de carga estructural en postes de distribución.*

Estudios Hidrológicos y de Evaluación de Inundación Base (BFE)

- *Se deben hacer estudios hidrológicos de Mapas de Inundación para ubicar los activos de la subestación evitando que la elevación de inundación base (BFE) + 3.0 pies o 0.2% de elevación de inundación, el que sea mayor.*

Segmentación y Microrredes



Para permitir mejor la recuperación del sistema en un evento extremo y/o la restauración de arranque en negro, hay beneficios operativos en segmentar el sistema de transmisión y distribución en porciones más pequeñas (*Miniredes*).

Segmentación Selectiva en Transmisión y Distribución

- *Dar seguimiento y utilizar el informe Operación Isla del SENI, emitido por el Organismo Coordinador para la Superintendencia de Electricidad y los Agentes del MEM, como base con el objetivo de analizar la operación aislada de cada una de las áreas del SENI, sobre la base de la potencial ocurrencia de un fenómeno atmosférico, y con el objetivo de evaluar, por ejemplo, escenarios de restauración parcial de sistema / arranque en negro.*

Estudios de Implementación de Microrredes para Infraestructura Crítica

- *El modelado, estudio y el análisis contribuirán a la identificación de las ubicaciones potenciales de microrredes más ventajosas para el gobierno y la sociedad civil, idealmente en lugares donde existan cargas críticas (hospitales, bases militares, centros de distribución de alimentos, cadena de frío, sector farmacéutico, etc.).*
- *Los diseños de microrredes deben basarse en un conjunto de herramientas existentes (por ejemplo, DER-CAM™ y OpenDSS™) para ayudar a diseñar y valorar las microrredes, una vez que se haya identificado su ubicación.*

Almacenamiento de Combustibles



Recomendaciones puntuales:

Aumentar capacidad de almacenamiento y veeduría estatal

- *Existe la necesidad de aumentar capacidad de almacenamiento en el litoral norte de la isla con miras a no solo aumentar la capacidad, pero mejorar la resiliencia del sector mientras se atrae inversión adicional en generación en la región Norte.*
- *Aumentar la intervención y veeduría estatal en almacenamiento e inventario de combustibles.*

Almacenamiento de Energía



Regulación para Almacenamiento de Energía en baterías y servicios esenciales a la red.

El almacenamiento de energía a gran escala es crítico para aumentar la resiliencia de la red y para integrar recursos energéticos variables como la eólica, solar e hidráulica, hasta combustibles fósiles, recursos del lado de la demanda y los activos de eficiencia del sistema. Puede actuar como un activo de generación, transmisión o distribución, a veces en un solo activo. Se recomienda estudiar y crear una mesa de trabajo para la promoción de proyectos de almacenamiento de energía que cumplan las siguientes funciones:

- *Aplazamiento de actualización en distribución*
- *Alivio de congestión en transmisión*
- *Reservas giratorias, no giratorias y suplementarias*

El Plan Nacional está organizado de la siguiente manera:

- **Sección 2: Introducción**
- **Sección 3: Panorámica del Sector Eléctrico Dominicano:** Estado Actual y Principales Indicadores
- **Sección 4: Vulnerabilidades del SENI:** Describe la estructura del SENI y los riesgos en cascada debidos a esta estructura
- **Sección 5: Marco de Gestión de Riesgo de la Infraestructura Crítica:** Describe el objetivo y los pasos para el diseño de un Marco de Gestión de Riesgo.
- **Sección 6: Recomendaciones y Llamado a la Acción:** Recomendaciones puntuales y esenciales para el desarrollo y mejora de la Infraestructura Energética Crítica.

2

Introducción



2. Introducción

2.1. Consideraciones Institucionales

Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El Ministerio de Energía y Minas, fue creado mediante la Ley 100-13, en el año 2013, encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica de la Republica Dominicana y en su calidad de órgano rector del sistema, la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias, planes generales, programas, proyectos y servicios relativos al sector energético y sus subsectores de energía eléctrica, energía renovable, energía nuclear, gas natural y minería.

La función principal que desempeña el Ministerio de Energía y Minas es desarrollar y mantener una infraestructura energética crítica de forma segura y adecuada.

Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura

En este tenor el Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura está encargado de la aplicación de las políticas de seguridad y protección de las Infraestructuras Energéticas Críticas nacionales del MEMRD, garantizar la confianza de las instituciones públicas y privadas, concientizar sobre la necesidad de crear una efectiva labor para el logro de las normativas y reglamentaciones, y promover las buenas prácticas de seguridad energéticas en todas las instalaciones críticas de la geografía nacional.

Corresponde al Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura, ejecutar las directrices que emanen del Ministro de Energía y Minas, en las áreas de:

- Recomendar la política de seguridad en lo referente a: Almacenamiento de suministros, infraestructura para la distribución eficiente de los mismos, diseño de composición ideal de la matriz energética y planos para su consecución y todos los temas relacionados.
- Estudios de los esquemas de seguridad, para la construcción de nuevas infraestructuras energéticas estratégicas, relacionadas al transporte, almacenaje y refinamiento de combustibles, así como gasoductos, oleoductos y redes de distribución.
- Asistir al Ministro en la planificación, diseño, revisión y adopción del plan de expansión de la red de poliductos, elaborar y adoptar el plan de continuidad, en los cuales se definirán los objetivos, principios, criterios y estrategias necesarias para asegurar la disponibilidad y suministros de los combustibles líquidos derivados, biocombustibles y otros, en el mercado nacional, en forma regular y continua.

- Recomendar al Ministro los criterios que orientaran la remuneración de los proyectos destinados a asegurar la confiabilidad, disponibilidad, continuidad y garantía del suministro de los combustibles líquidos, biocombustibles y otros.
- Recomendar los planes de expansión de la cobertura y abastecimiento de los combustibles.
- Garantizar al Estado dominicano, el suministro de energía continua, sustentable y accesible, de manera eficiente y confiable, asegurando que las infraestructuras críticas y las vías por la que fluyen estén debidamente evaluadas, protegidas, monitoreadas, y fiscalizadas.
- Elaborar planes preventivos de evaluación de riesgos y directrices normativas y reglamentarias maestras a los fines de asegurar al país que la disponibilidad de electricidad, de combustibles líquidos y de otros recursos energéticos no se vea distorsionada por una serie de causas naturales y/o humanas.
- 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.

2.2. Objetivo del Plan

De estas obligaciones del Ministerio de Energía y Minas y el Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura partimos para presentar el Plan Nacional Indicativo de Desarrollo de Infraestructuras Energéticas Críticas, cuyo objetivo general es:

- Incrementar los niveles de confiabilidad y abastecimiento del suministro energético mediante la planificación estratégica del desarrollo de nuevas infraestructuras energéticas críticas.

2.3. Alcance del Plan

El plan está limitado a las infraestructuras energéticas críticas que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional de la República Dominicana. Las recomendaciones extraídas del análisis de riesgo se han dividido en dos categorías:

- **Puntuales:** que especifican iniciativas prioritarias con un horizonte temporal a corto plazo.
- **Esenciales:** aquellas iniciativas que se consideran importantes con un horizonte temporal a mediano-largo plazo.

2.4.Fundamentos Básicos del Plan

Es bien sabido que debido a las interdependencias entre los sistemas de infraestructura (combustibles, telecomunicaciones, agua, cadenas de suministro, etc.) con la energía eléctrica, una falla puede causar un deterioro en cascada en varios servicios esenciales. En República Dominicana estas dinámicas no se han estudiado a cabalidad y la planificación de la infraestructura aún no incorpora de manera efectiva las consideraciones de interdependencia.

Para realizar inversiones eficientes que mitiguen el riesgo de manera efectiva y aumenten la resiliencia de la República Dominicana, las decisiones de planificación de capital deben abordar las interdependencias entre el sistema de energía eléctrica y otras infraestructuras críticas que brinden servicios muy necesarios, como hospitales, agua, aguas residuales, desechos, telecomunicaciones y transporte, para contrarrestar los efectos en cascada de las pérdidas de energía. Una mejor comprensión de las complejas interacciones entre la infraestructura energética crítica ayudará a la República Dominicana a prepararse, responder y recuperarse de futuros desastres.



Figura 2- Interdependencias de la Infraestructura Crítica - Fuente: (U.S Department of Energy, 2018)

El Sector de Energía consta de miles de activos de electricidad, petróleo y gas natural que se encuentran dispersos geográficamente y conectados por sistemas y redes. Por lo tanto, la interdependencia dentro del sector y entre los sectores de infraestructura crítica de la nación es fundamental. La infraestructura energética proporciona combustible a la Nación y, a su vez, depende de las infraestructuras de transporte, comunicaciones, finanzas y del gobierno de la Nación para funcionar. Proteger y mejorar la resiliencia del sector energético frente a desastres naturales y provocados por el hombre será un esfuerzo continuo que requerirá una vigilancia

continua, planificación de contingencias y capacitación. La visión y los objetivos de seguridad del sector comunican las medidas de preparación, protección y recuperación físicas y cibernéticas integrales que el gobierno, propietarios y operadores de infraestructura están trabajando juntos para lograr para el sector.

2.4.1. Requisitos y Normas

La seguridad y la resiliencia deben tenerse en cuenta durante el diseño de activos, sistemas y redes. A medida que se construye y actualiza la infraestructura crítica, quienes participan en la toma de decisiones de diseño, incluidas las relacionadas con los sistemas de control, deben considerar las formas más efectivas y eficientes de identificar, disuadir, detectar, interrumpir y prepararse para amenazas y peligros; mitigar vulnerabilidades; y minimizar las consecuencias. Esto incluye considerar los principios de resiliencia de la infraestructura.

2.4.2. Riesgos e Interdependencias

Comprender y abordar los riesgos de las dependencias e interdependencias intersectoriales es esencial para mejorar la seguridad y la resiliencia de la infraestructura crítica. La forma en que interactúan los sectores de infraestructura, incluso a través de la dependencia de tecnologías de comunicación e información compartidas determina cómo la infraestructura crítica de la nación debe gestionar colectivamente el riesgo. Por ejemplo, todos los sectores de infraestructura crítica dependen de las funciones que brindan los sistemas de energía (transmisión, generación, subestaciones, etc.), comunicaciones, transporte y agua, entre otros. Es importante que la comunidad de infraestructura crítica comprenda y tenga en cuenta adecuadamente las dependencias e interdependencias al administrar el riesgo.

2.4.3. Transferencia de Información

Obtener conocimiento sobre los riesgos de la infraestructura requiere compartir información entre la comunidad de infraestructura crítica. A través de sus operaciones y perspectivas, las partes interesadas de la comunidad de infraestructura crítica poseen y producen información diversa útil para mejorar la seguridad y resiliencia. Compartir y planificar de manera conjunta en base a esta información es imperativo para abordar de manera integral la seguridad y la resiliencia en un entorno de creciente interconexión. Para que eso suceda, deben existir relaciones de confianza, tecnologías habilitadoras y procesos consistentes.

3

Estado del SENI al 2020



3. Estado del Sector Eléctrico Dominicano al 2020

3.1. Estructura actual del Sistema Nacional Interconectado (SENI)

La historia de la electricidad en República Dominicana se remonta a más de un siglo, matizada por un desarrollo que ha fluctuado entre inversiones, propiedades públicas y privadas. Pasando por esquemas mixtos con una participación privada mayor que la pública hasta llegar al esquema actual de una participación pública mayor que la privada. Bajo este contexto, se promulgó en el año 2001 la Ley General de Electricidad No. 125-01, que estableció el marco normativo sobre el cual opera actualmente el mercado eléctrico dominicano. En él, se establecen dos (2) de sus principios fundamentales: la promoción de la participación privada en el sector eléctrico y la promoción de una sana competencia en aquellas actividades que no posean carácter monopólico.

Mediante la Ley 100-13, en el año 2013, el Ministerio de Energía y Minas fue creado con la finalidad de ser el órgano de la Administración Pública dependiente del Poder Ejecutivo, encargado de la formulación y administración de la política energética actualmente.

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) posee un conjunto de unidades generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución que se interconectan para proveer la energía, donde la generación está compuesta por capital mixto, privado y estatal.

Todo sistema eléctrico que no se encuentra integrado en el SENI de acuerdo con la definición provista por el artículo 2 de la Ley General de Electricidad es un sistema aislado. Estos sistemas suman en su totalidad una capacidad de generación instalada de 281 MW, equivalentes al 11% de la capacidad total del país. Según datos de la Asociación Dominicana de Sistemas Eléctricos Aislados (ADOSEA), estas empresas cuentan con 1,120 km de líneas de alto, medio y bajo voltaje, detalladas de la siguiente manera: 125 km de líneas de 138 kilovoltios (kV), 144 kilómetros de 69kv, 592 kilómetros de 12.5kv, 15 km de 7.2 kv y 244 km de 208 kV.

El sistema aislado no está considerado en este plan por estar limitado a las infraestructuras energéticas críticas que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional de la República Dominicana.

3.2. Matriz de generación

Al mes Diciembre del 2020, la matriz de generación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) estuvo compuesta por diversas tecnologías, tales como ciclos combinados, motores de combustión interna, turbinas de vapor, turbinas de gas, hidroeléctricas y eólicas, y centrales solares fotovoltaicas. Las fuentes primarias que proporcionan la energía para la generación e inyección son carbón, gas natural, sol, viento, agua, biomasa y derivados del petróleo.

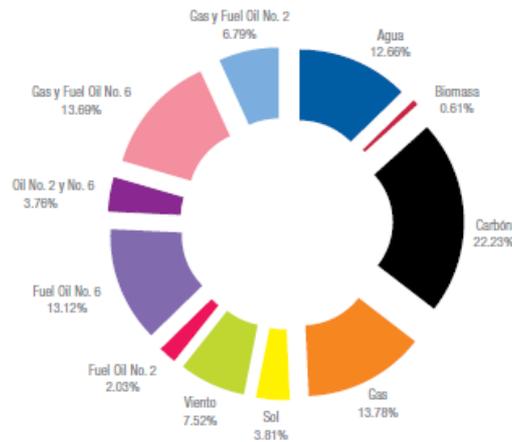


Figura 3: Porcentaje de capacidad instalada según fuente de energía primaria Fuente: Memoria OC (2020)

La capacidad total instalada del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), al mes de diciembre 2020, fue de unos 4,921.39 MW. Unos 3,758 MW son de origen convencional representando un 75.9% del total general, 370.25 MW son provenientes de centrales eólicas para un 7.5%, 187.46 MW solar fotovoltaica que representa un 3.8%, 30 MW provienen de biomasa representando un 0.6% y finalmente 624 MW son de origen hídrico, siendo esto un 12.6% de la capacidad total instalada. (Organismo Coordinador, 2020)

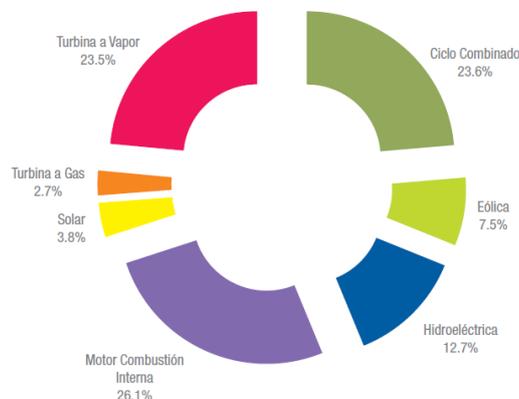


Figura 4 - Porcentaje de capacidad instalada según tecnología 2020 Fuente: Memoria OC (2020)

En los primeros seis (6) meses del año 2020, la energía fue abastecida en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado por las siguientes fuentes primarias: gas natural 27.6%, carbón 36.3%, derivados de petróleo 19.1%, agua 7.1%, biomasa 0.9%, viento 7.2% y sol 1.9%.

En cuanto a la generación de energía, al 31 de diciembre del 2019, los agentes del sector reportan que el total de inyección de las unidades generadoras fue 17,411.5 GWh. El total de los retiros de las propias empresas generadoras (consumos propios), las empresas distribuidoras y los Usuarios No Regulados (UNR) fue 17,081.2 GWh, indicando que las pérdidas de transmisión (estimadas como la diferencia entre el total de inyecciones y retiros de energía) fueron 330.3 GWh, equivalentes al 1,90% de la electricidad generada. (Berigüete, Ramirez, Galindo, & Alatorre, 2020)

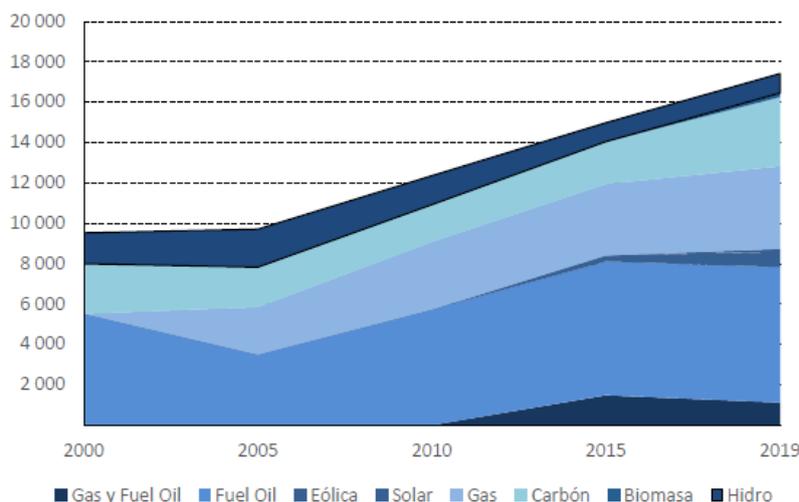


Figura 5 - Energía generada del SENI por fuente de energía (2000-2019) **Fuente:** Elaborado a partir de los informes del OC (2001, 2006, 2011, 2016 y 2020).

La capacidad instalada del SENI tiene el mayor nivel de concentración en las regiones suroeste y norte, con 28,4% y 25,1%, respectivamente. Ambas regiones agrupan todas las centrales hidroeléctricas del país, así como también centrales térmicas. No obstante, aun cuando las regiones anteriores muestran mayor peso a nivel regional, al elaborar el análisis a nivel provincial, las provincias de mayor relevancia son Santo Domingo y San Pedro de Macorís. En el Distrito Nacional y Santo Domingo, área considerada como la zona metropolitana, se encuentra el 24,7% de la capacidad instalada del SENI. En la figura 4, se puede apreciar la inyección de energía por empresa de generación.

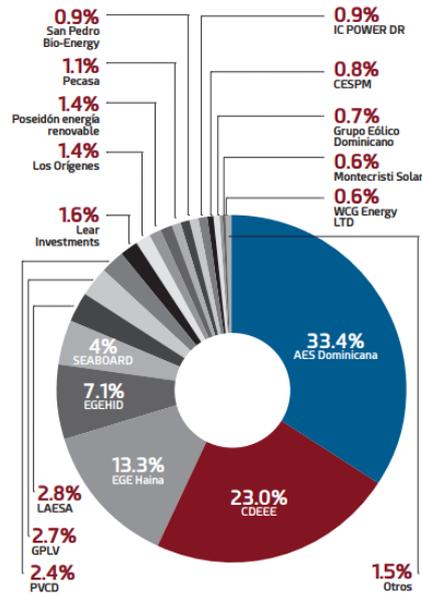


Figura 6 - Inyección de energía al SENI por todas las empresas del sistema en el primer semestre año 2020 Fuente: (ADIE, 2020)

La energía disponible en el primer semestre del año 2020 superó en un 14% a la demanda abastecida. Las empresas generadoras estuvieron dispuestas a entregar un total de 9,526.98 GWh durante el referido período, sin embargo, la demanda abastecida, que se refiere a la electricidad que es consumida en el sistema, alcanzó un valor acumulado de 8,367.86 GWh. Esto dio como resultado que en el sistema quedara una reserva acumulada de 1,159.12 GWh. (ADIE, 2020)

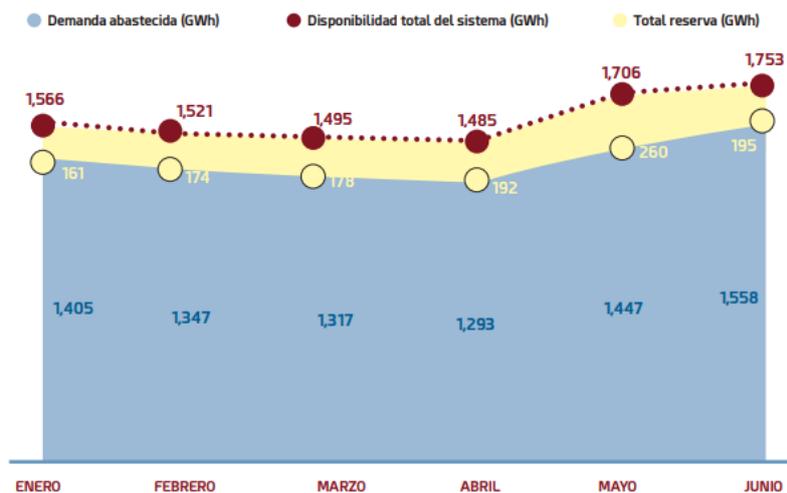


Figura 7 - Disponibilidad, demanda abastecida y reserva del SENI en el primer semestre del año 2020. Fuente: ADIE (2020)

3.2.1. Generación Renovable

La generación eléctrica en República Dominicana proveniente de fuentes renovables —agua, sol, viento y biomasa— se incrementó en casi tres (3) puntos porcentuales durante 2020, al compararse con el año anterior, impulsada principalmente por las hidroeléctricas.

En 2019, las fuentes renovables representaron el 11.87 % de la electricidad que se generó en el país durante ese año, cifra que en 2020 significó el 14.69%, un aumento de 2.82 puntos porcentuales. La producción de electricidad eólica pasó de representar el 4.3% del total de la energía generada en el país en 2019 a ser el 5.6% en el 200, para un aumento de 1.3 puntos porcentuales. Asimismo, la generación de energía solar registró un incremento en 2020, aunque en menor cantidad, de acuerdo a los datos preliminares del Organismo Coordinador (OC). De representar el 0.87 % de la producción eléctrica del SENI en 2019, la energía fotovoltaica pasó a ser el 1.52%. (Organismo Coordinador, 2020)

La capacidad instalada del sector renovable es de 1,184 MW que representan unos 558 MW (solar, eólica y biomasa) y 626 MW en hidroeléctricas. En la figura 6 se puede apreciar Mapa de la ubicación de las plantas generadoras renovables conectadas al SENI para finales del año 2020. (Observatorio de Políticas Sociales y Desarrollo, 2019)

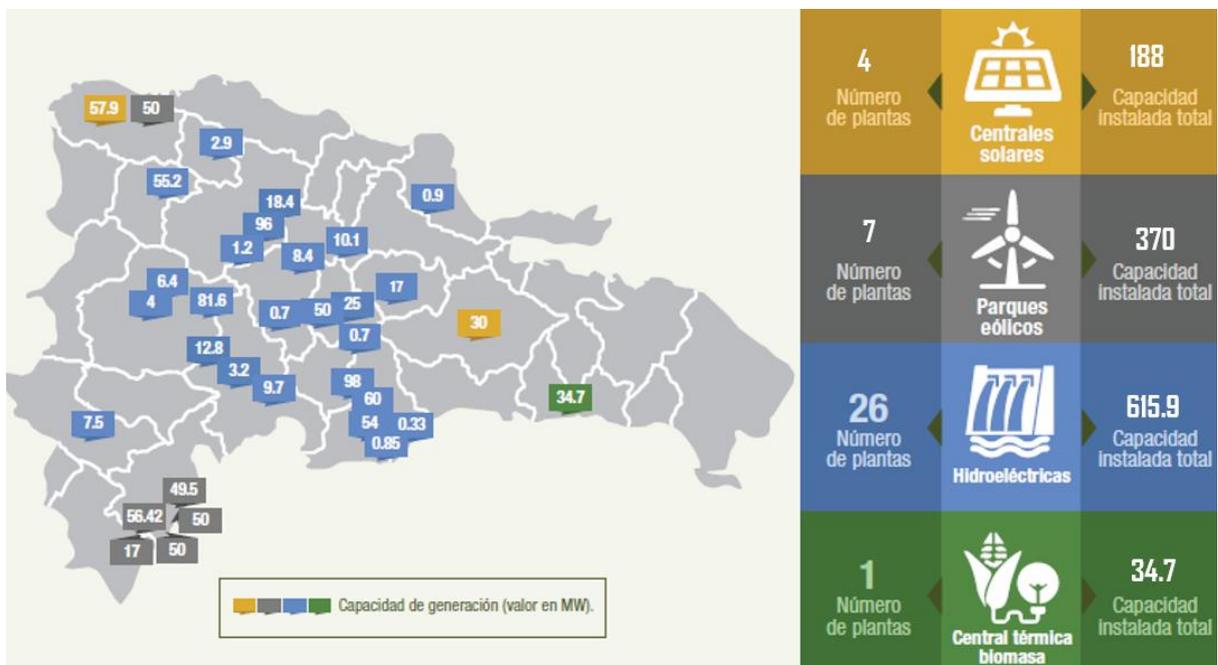


Figura 8- Mapa de la ubicación de las plantas generadoras conectadas al SENI **Fuente:** (Observatorio de Políticas Sociales y Desarrollo, 2019)

3.2.2. Programa de Medición Neta

En la República Dominicana, la instalación de paneles solares se rige por la Ley 57-07 (2007) de Incentivo a las energías renovables y regímenes especiales, que originalmente otorgaba hasta un 75% del costo de la inversión en equipos como crédito único al impuesto sobre la renta, pero que tras la reforma fiscal aprobada en 2012 se redujo a un 40%. Esta ley también estableció un objetivo no vinculante de energía renovable del 25% para el año 2025.

Además de la ley de energía renovable, se ideó un programa de medición neta en 2011 aplicable a instalaciones menores de 25 kW e instalaciones comerciales por debajo de 1 MW, que los hace elegibles para recibir créditos por exceso de potencia exportada a la red. Bajo este programa, a la fecha de mayo del 2021, unos 7,609 clientes habían conectado 187.3 MW de energía solar fotovoltaica. (Comisión Nacional de Energía, 2020)

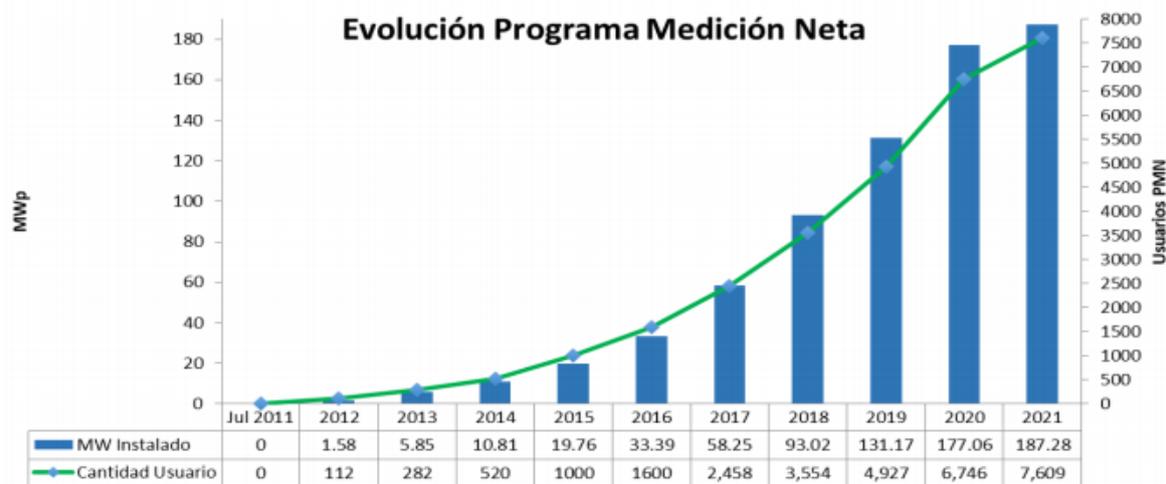


Figura 9 - Estadísticas Instalaciones Fotovoltaica, Cantidad de Usuarios y Capacidad Instalada (kW) Programa de Medición Neta **Fuente:** (Comisión Nacional de Energía, 2020)

3.3. Transmisión

El SENI está compuesto por líneas de alta tensión con voltaje de 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV para el transporte de la energía desde los centros de generación hasta los puntos de consumo.

Voltaje (KV)	Longitud (km)	Capacidad Transformadores (MVA)
69	1,696	-
138	3,141	2,415
230	275	500
345	350	2,100
Total	5,462	5,015

Tabla 1 - Inventario de infraestructura de transmisión de RD Fuente: Elaborado a partir de la Memoria del OC (2020)

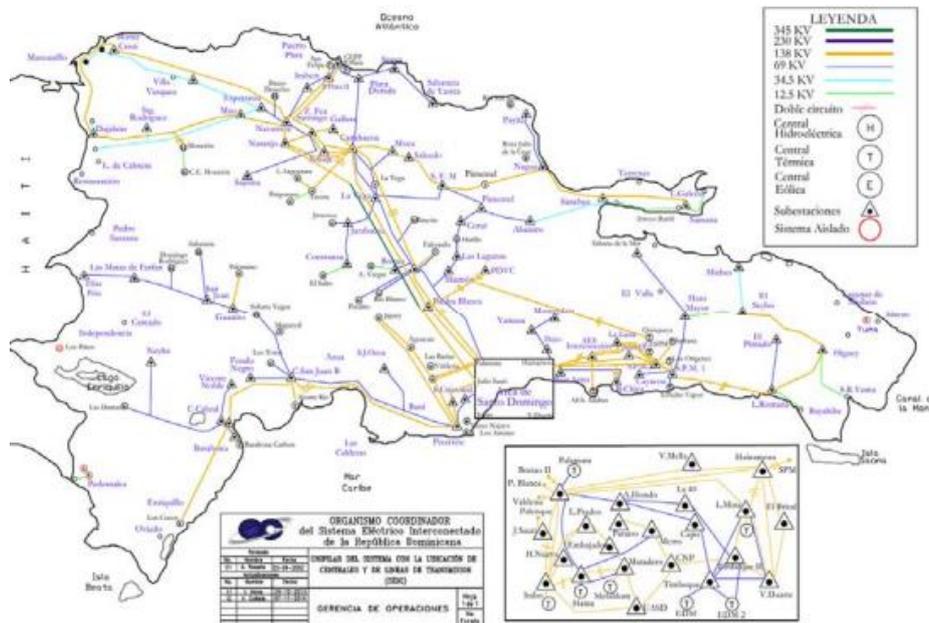


Figura 10- Mapa de Transmisión del Sistema Nacional Interconectada (SENI) Fuente: Conferencia Resilience in the Dominican Republic: Vulnerabilities and Challenges (VSEI, 2017)

3.4. Demanda Energética

La demanda del SENI se concentra en el gran Santo Domingo (Santo Domingo Este, Norte y Oeste) y el Distrito Nacional con un 47%. La Zona Norte acumula el 33% de la demanda (Santiago, La Vega y Puerto Plata), el restante 20% distribuyéndose en la región Este y Sur. En la Figura 9 se pueden apreciar los centros de carga.

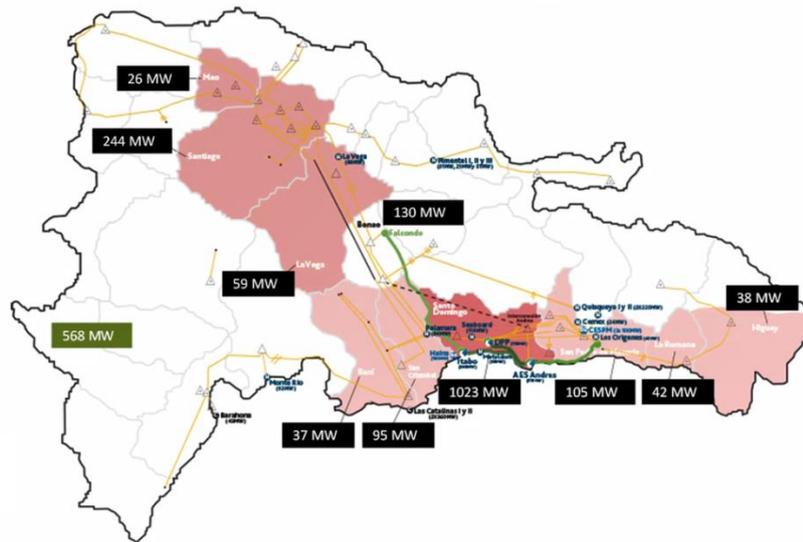


Figura 11- Demanda Energética Regional en República Dominicana Fuente: Conferencia “La Seguridad Energética, una Estrategia para el Desarrollo Sostenido del SENI (2021)” (VSEI V. d., 2021)

3.4.1. Proyección Demanda Energética basada en el Escenario Alternativo MAED RD 2018-2040

El Estudio de proyección de la Demanda de Energía de la República Dominicana se llevó a cabo utilizando el software Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED) de la Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) y los datos obtenidos para la demanda final de energía del año 2018 como año base para la proyección hasta el 2040, así como los datos socioeconómicos del país, publicados por instituciones oficiales y de entero crédito.

Los datos de entrada para el Modelado del caso país para el escenario de referencia, se muestran a continuación:

Escenario de Alternativo (Año Base 2018)

- a) 10, 285,560 habitantes.
- b) 80.99% población urbana.
- c) 19.01% población rural.

- d) 78.20% fuerza laboral potencial.
- e) 54.40% participación de la fuerza laboral.
- f) 85.54 US\$ Billones
- g) 6.89% Tasa de Crecimiento

Los resultados obtenidos para las demandas finales de energía para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 fueron calibrados y ajustados para hacerlos coincidir con el comportamiento de los consumos de energía, y a partir de ahí, se obtuvieron las proyecciones de demanda de energía para los años 2019, 2020, 2025, 2030, 2035 y 2040. Para el 2018 (nuestro año de referencia) la totalidad del consumo de energía ascendió a 6,085.7 ktep².

Una vez obtenido este escenario de referencia, se les incorporaron medidas y políticas contempladas para el corto plazo con el objetivo de lograr un ahorro en el uso de energético y la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero GEI, creando de esta forma un segundo escenario, es decir, el escenario Alternativo.

Un aspecto de suma importancia es que adicional a la incorporación de esas medidas y políticas energéticas de este escenario alternativo es que les fueron introducidas el Modelado MAED RD 2018-2040 las proyecciones de crecimiento económico considerando las implicaciones derivadas por la pandemia del COVID-19, según los datos más recientes públicos por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

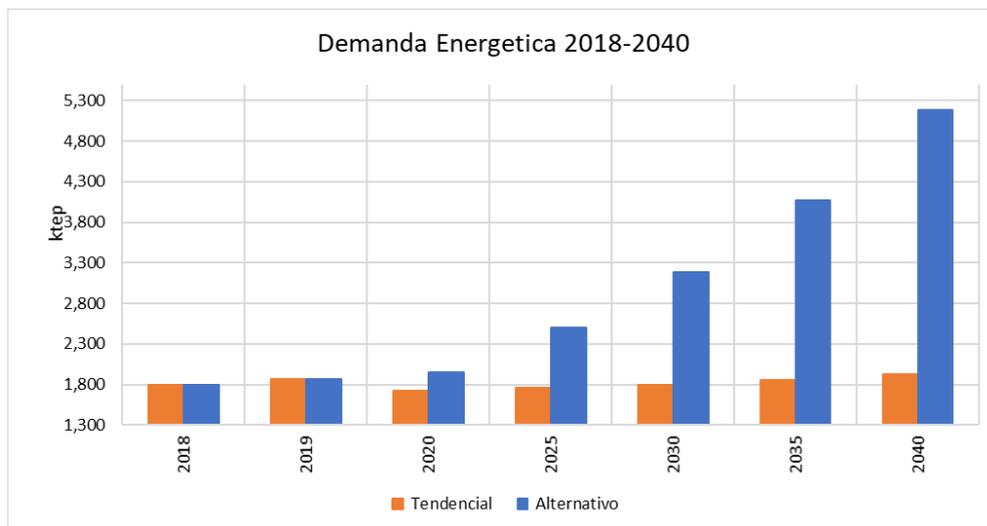


Figura 12 - Demanda Energética 2018-2040. Fuente: Escenario de Alternativo (Año Base 2018) MAED RD 2018-2040

3.5. Movilidad Eléctrica

La Ley No. 63-17, de Movilidad, Transporte Terrestre y Seguridad Vial de la República Dominicana, establece la política en materia de movilidad del país, indicando como prioridad la modernización del parque vehicular, mejoramiento de la eficiencia y calidad del servicio, todo ello apegado al criterio de la protección del medioambiente. Producto de esta política surgen distintas iniciativas con estudios y planes realizados, de entre los cuales podemos destacar el Observatorio Permanente de Movilidad y Seguridad Vial (OPSEVI), que tiene como objetivo convertirse en una plataforma común que garantice la estandarización, accesibilidad y libre difusión de la información, así como, el Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica de la República Dominicana, que tiene como objetivo la conformación de una mesa de trabajo en energía alternativa para el transporte.

El plan surge tras la conformación de la mesa de trabajo en energía alternativa de transporte, en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas (MEMRD) y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), como respuesta al compromiso asumido en la declaración y el llamado a la acción de París, Francia, sobre la movilidad eléctrica y el cambio climático (COP21), con el fin de reducir en un 25% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), al 2030. (Estévez, 2021)



Figura 13 - Estructura del Plan Estratégico de Movilidad Eléctrica - Fuente: (Estévez, 2021)

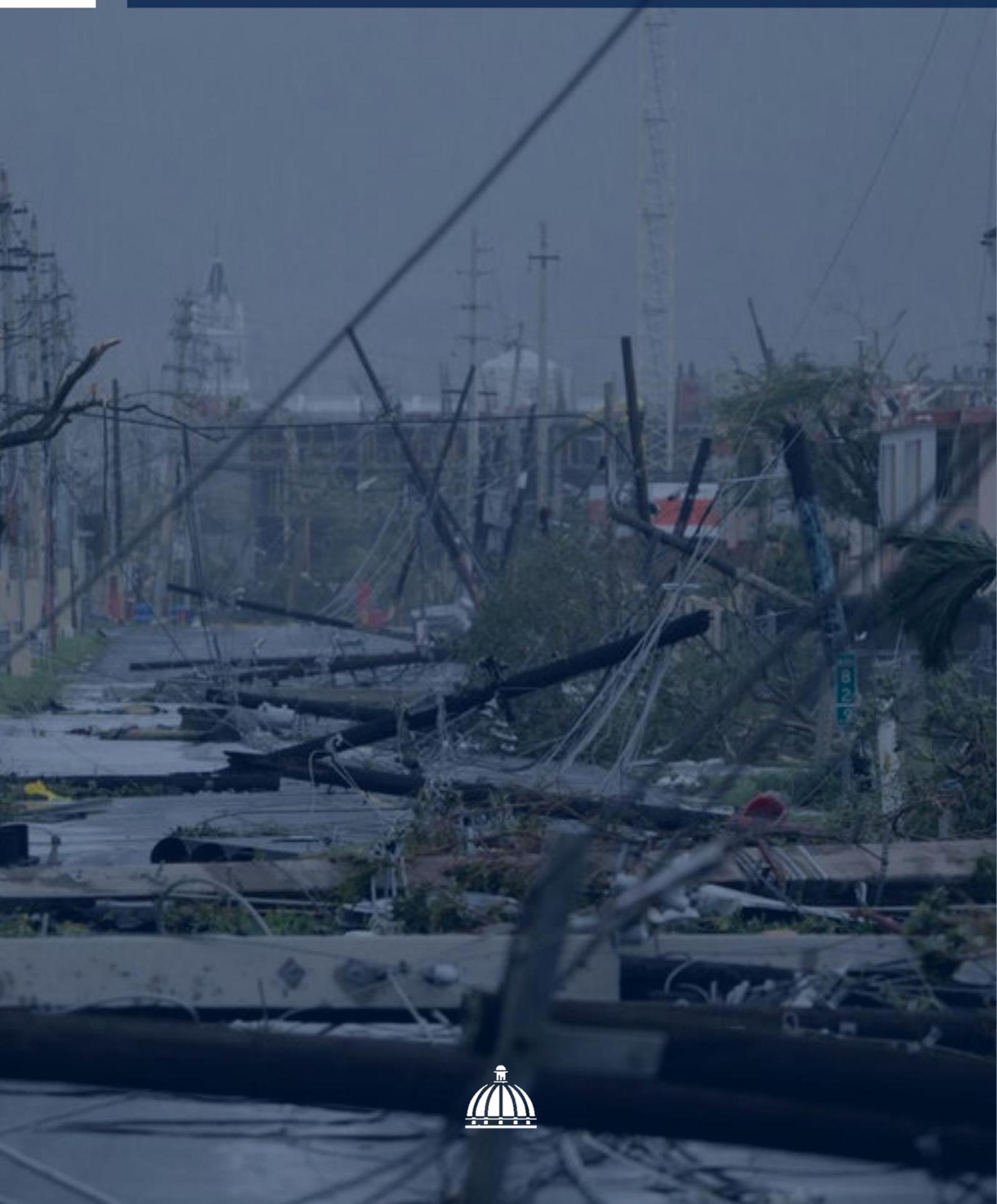
Previo a la elaboración y publicación de este plan estratégico, el número de vehículos eléctricos en el país ha crecido de manera sostenida pasando de poco más de 130 unidades en el año 2017 a más de 2,000 unidades en la actualidad. Esto debido a la incidencia del sector privado con iniciativas tales como la de Zero Emisión RD pionera en el segmento de importación, asesoría y comercialización de vehículos eléctricos en el país, y también, Evergo, pionera en la instalación de una plataforma de estaciones de carga y que ya cuenta con más de 150 estaciones instaladas o en proceso de instalación.

Meta	Unidades	Reducción consumo de combustibles (en millones de litros)	Emisiones evitadas por año de CO ₂ (kt)
 <p>Los vehículos eléctricos registrados de uso oficial representan el 30% de la flota de automotores y 20% de motocicletas</p>	60.000 (automóviles, camionetas y yipetas) 145.000 (motocicletas)	77	100
 <p>Los vehículos eléctricos registrados del sector privado representan el 10% del parque vehicular</p>	180.000	108	128
 <p>Las motocicletas eléctricas registradas del sector privado representan el 5% del parque nacional</p>	167.000	47	65
 <p>Los autobuses eléctricos registrados del transporte público representan el 30% de la flota nacional de buses</p>	37.000	159	283
 <p>Los vehículos eléctricos de carga ligera registrados en el sector privado representan el 10% del parque vehicular de las empresas privadas</p>	17.000 ¹	44	85
 <p>Infraestructura de carga</p>	14.000	n.a	n.a

Figura 14 - Impacto esperado según metas de penetración de vehículos al 2030 Fuente: (INTRANT, 2020)

4

Vulnerabilidades actuales del SENI



4. Vulnerabilidades del SENI y Riesgos Catastróficos para la Seguridad de la Red

Desafortunadamente, la red eléctrica de República Dominicana, como en la mayor parte del mundo, fue creada y planificada para funcionar centralizadamente, caracterizada por un flujo lineal y unidireccional de electricidad, así como, del valor económico desde los generadores hasta los clientes finales, y desarrollada en una era dominada por las economías de escala de las centrales eléctricas de combustibles fósiles

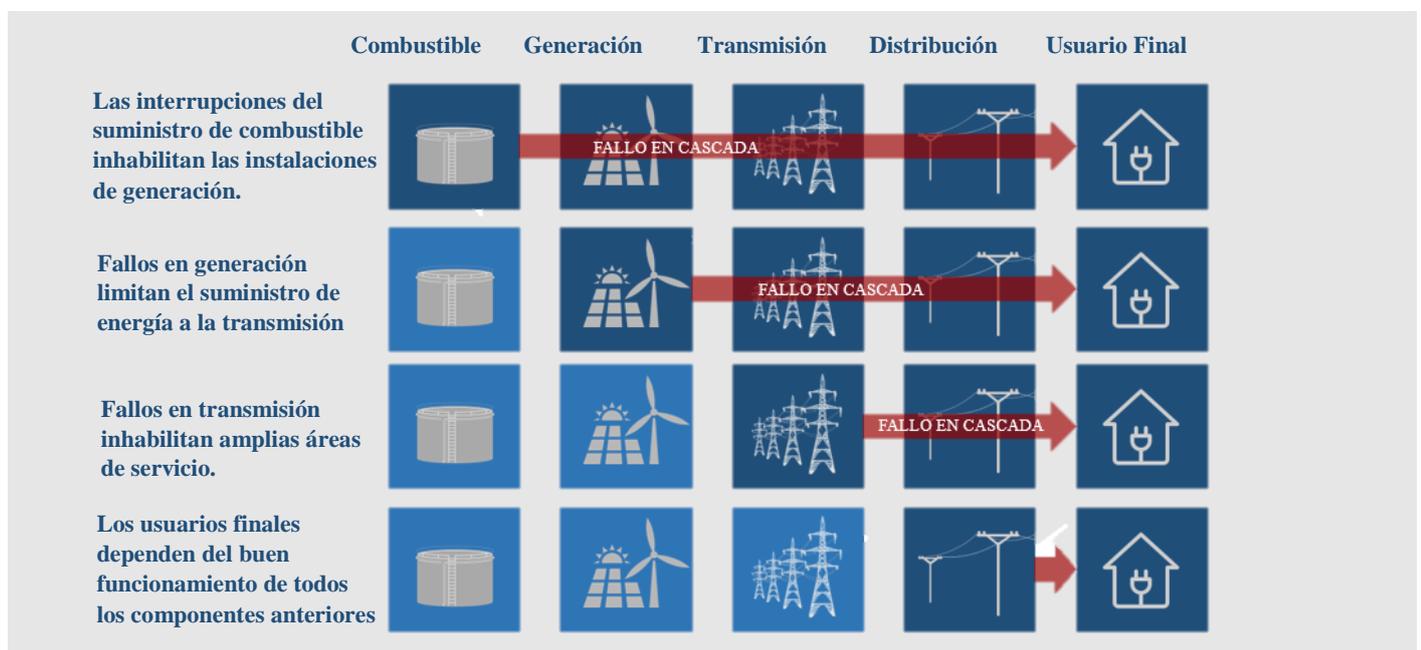


Figura 15-- Cadena de valor de la energía y el riesgo de fallo en cascada. Fuente: Adaptado de Reimagining Grid Resilience, RMI (2020)

Por sus características intrínsecas esta arquitectura está cada vez más expuesta a amenazas que evolucionan rápidamente, ya sea ataques malintencionados, así como la creciente frecuencia de desastres naturales.

Los planificadores y operadores de la red han gestionado durante mucho tiempo esta vulnerabilidad inherente mediante el uso de redundancia y el refuerzo de equipos críticos, pero no pueden evitar por completo los riesgos de interrupciones. La figura 15 ilustra los componentes de la cadena de valor de la red y, en particular, la dependencia del acceso a la electricidad para los usuarios finales, desde el suministro de combustible hasta la generación, la transmisión y la distribución. Si alguno de estos componentes dentro de la red se interrumpe, los usuarios finales se enfrentan a interrupciones.

4.1. Vulnerabilidades por segmento

4.1.1. Almacenamiento y Combustible

La mayor parte de la electricidad en República Dominicana es producida por generadores que dependen de cadenas de suministro de combustibles fósiles de diversa longitud y complejidad, cada una con sus vulnerabilidades asociadas. De hecho 76.1% del total general de la capacidad instalada es de fuentes convencionales derivadas de los combustibles fósiles, mayoritariamente gas natural y carbón.

Cualquier acontecimiento importante que afecte la producción o demanda de petróleo en las refinerías impacta positiva o negativamente a la balanza país, esto es aún más evidente cuando se evidencia la dependencia de las importaciones de hidrocarburos desde EE.UU., de donde ha llegado un 61.4 % del petróleo entre enero y diciembre (2021), según estadísticas de la Dirección General de Aduanas. El país solo cuenta con capacidad para almacenar 900 mil barriles de crudo, de acuerdo con la pasada administración de la Refinería Dominicana de Petróleo PDV (Refidomsa), lo que representa una capacidad de almacenamiento baja de 10-17 días.

4.1.1.1. Riesgo de las cadenas de suministro de carbón

Las cadenas de suministro de carbón tienen vulnerabilidades comunes asociadas con la concentración geográfica de su infraestructura clave. El carbón normalmente se transporta por barcaza, camión o de manera intermodal (i.e. Barcaza y camión). En 2020, El suministro de combustible a los generadores de carbón también estuvo en riesgo debido a condiciones climáticas extremas, incluso después de que el carbón se haya entregado con éxito a las estaciones generadoras.

En septiembre del 2021, un retraso en la contratación y “retraso por parte del suplidor estadounidense de carbón mineral (Xcoal Energy & Resources) (...) debido a dificultades geológicas y maquinarias en la mina de extracción de carbón” (Puntes, 2021), provocó la salida de parte de la generación a carbón, costándole al estado millones de dólares y generando un déficit de generación.

4.1.1.2. Riesgo de las cadenas de suministro de gas natural

La generación a base de gas natural aportó un 32.8% al SENI a diciembre del 2020 y solo se cuenta con un solo suplidor y una única terminal de este combustible a nivel nacional, la multinacional estadounidense AES. Cualquier evento de fuerza mayor que impacte a este suplidor crearía riesgos de desabastecimiento para las nueve (9) centrales (1,780MW) que operan con este combustible, lo que sucedió en septiembre del 2021 cuando AES tuvo seria dificultad cuando su suplidor en Estados Unidos sufrió un accidente que le obligó a suspender temporalmente la producción de gas natural. (Ramírez, 2021)

4.1.2. Generación

Los generadores convencionales que utilizan combustibles como el carbón, fuel oil #6 y el gas natural representaron el 76.1% de la capacidad instalada del país en 2020. Los generadores renovables, incluidos los recursos energéticos distribuidos, están ganando rápidamente participación en el mercado. En noviembre de 2021 la capacidad instalada en parques de energías renovables suma 1,331.49 MW, desglosados en: 365.25 MW eólicos (9 parques), 312.96 MW solar fotovoltaicos (6 parques), 30 MW biomasa (1 planta) y 623.28 MW en hidroeléctricas (27 hidroeléctricas y 41 micro hidroeléctricas).

4.1.2.1. Regionalidad de la generación

La capacidad instalada del SENI tiene el mayor nivel de concentración en las regiones suroeste y norte, con 28,4% y 25,1%, respectivamente. Ambas regiones agrupan todas las centrales hidroeléctricas del país, así como también, centrales térmicas. La poca generación térmica en el Norte (con 30% de la demanda) hace que la región sea extremadamente dependiente a la generación térmica ubicada en el este y sur. Según los perfiles actuales de demanda, las áreas Este y Sur exportan una cantidad significativa de la energía producida hacia el área Central. El área Norte a diferencias de en años anteriores (previos a 2020 y debido al cambio en la matriz de generación), se ha convertido en un área importadora de energía. El área Central es un área importadora (centros de consumo) y a la vez, con la topología de red actual, sirve de puente entre el área Este y las demás áreas del SENI. (Ver Figura 25).

4.1.2.2. Fallas mecánicas en generación (salidas no planeadas)

La mayor parte de la capacidad de generación en República Dominicana se basa en máquinas rotativas que pueden desactivarse por cortes de rutina o durante emergencias. Los eventos climáticos extremos, en particular, pueden causar roturas / paradas en el equipo de conversión de energía, y este efecto puede magnificarse cuando se combina con problemas de suministro de combustible.

4.1.2.3. Generación renovable

La participación de las energías renovables variables (ERV) (energía eólica (7%) y solar (3%) de la capacidad instalada), ha tenido un crecimiento exponencial en la matriz energética dominicana. Si bien su integración en la matriz presenta grandes beneficios, como la reducción de los costos de generación y mayor independencia energética, su naturaleza variable presenta retos técnicos como la gestión de los niveles instantáneos de penetración y la necesidad de capacidad firme y flexibilidad en la generación para gestionar esta variabilidad.

4.1.3. Transmisión

El sistema de transmisión está caracterizado por cuatro áreas eléctricas interconectadas entre sí por medio de enlaces a 69 kV 138 kV, 345 kV y 230 kV y operadas por el Centro de Control de Energía. La topología de red actual es débilmente mallada, con la existencia de anillos dentro de las áreas. Los anillos a 138 kV son operados de forma mallada, mientras que algunas de las configuraciones malladas en la red 69 kV son operadas de forma radial. (ETED, 2020)

La red troncal a 138 kV une, a través de las subestaciones: Palamara – Bonao II – Canabacoa y Julio Sauri-Piedra Blanca, Julio Sauri-El Naranjo, los dos centros principales de consumo Santo Domingo y Santiago.

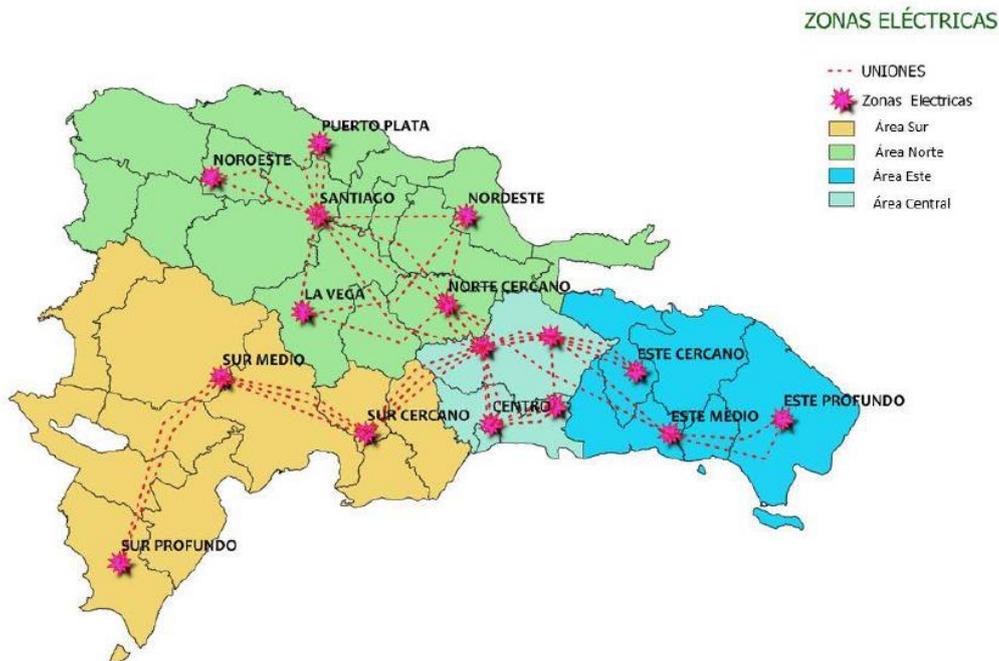


Figura 16 - Zonas Eléctricas e Interconexiones Fuente: (ETED, 2020)

Existen riesgos asociados con varios componentes a lo largo de la red de transmisión. Los grandes transformadores de potencia se identifican fácilmente y son difíciles de proteger de ataques físicos. Tienen largos tiempos de espera para el reemplazo (5-20 meses) debido a su especialización y dependencia de terceros y/o fabricantes offshore. Las torres y líneas de transmisión también son vulnerables, debido a su accesibilidad y falta de vigilancia, pero la mayoría se pueden restaurar rápidamente. Los centros de control del sistema de transmisión y/o el equipo de control también pueden ser objetivos de ciberataques.

4.1.3.1. Capacidad limitada de transmisión

De acuerdo con información disponible de los informes mensuales de eventos en el SENI (disponibles en el portal web del CCE), en el año 2019 se registraron 86 eventos relevantes asociados al sistema de transmisión, que involucraron pérdida de tensión en subestaciones, disparo de líneas de transmisión y/o autotransformadores. Se estima que el costo por desabastecimiento, asociado a dichos eventos fue (en total) de aproximadamente RD DOP \$24,158,287.74 (ETED, 2020)

El desarrollo de nuevos proyectos de generación de energía, sobre todo de energías renovables, se ha visto limitado por la capacidad de las redes de transmisión para drenar dicha energía a los mayores puntos de consumo. Esto representa actualmente uno de los principales inconvenientes a la hora de planear el desarrollo de nuevos proyectos y para marcar la ruta a seguir en cuanto a la diversificación de la matriz de generación.

4.1.4. Pérdidas en Distribución

Al cerrar 2020, las Empresas Distribuidoras perdieron en promedio 33.1% de la energía comprada, un aumento de 6.6 puntos porcentuales con respecto a 2019. La Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDEESTE) cerró el 2020 con un nivel de pérdida del 50.1%. Estas pérdidas representaron un nivel récord para la institución y se dispararon 11.1 puntos porcentuales con respecto al 2019, al subir de 39 % hasta 50.1 % durante ese período. Entre tanto, la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDESUR) figura como la segunda en pérdidas de energía, cerrando el 2020 con un nivel de 25.1 %, mientras que la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDENORTE) finalizó en diciembre del 2020 con un nivel de pérdida de energía de un 22.6 %.

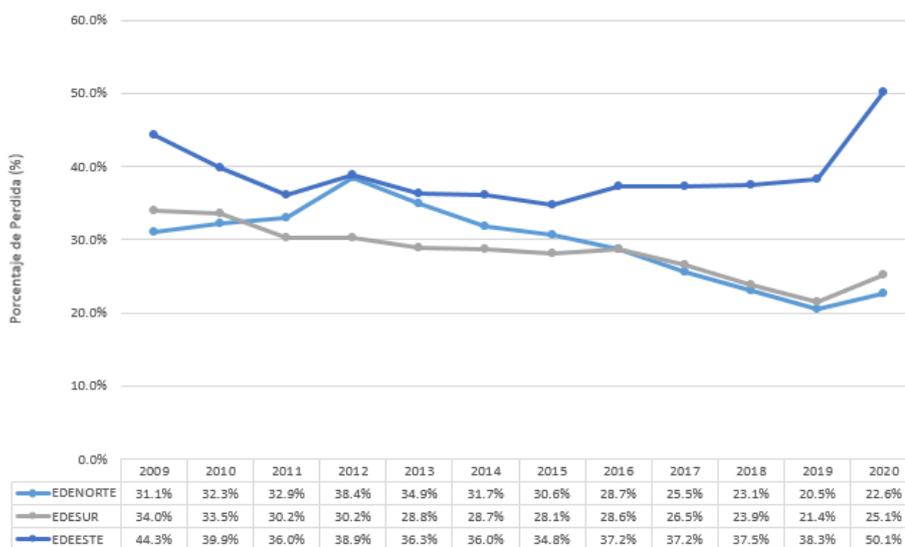


Figura 17 - Histórico de pérdidas energéticas de las EDEs. Fuente: Elaborado a partir de los Informes de Gestión Comercial de la CDEEE (2020)

4.1.4.1. Riesgos en la Infraestructura de Distribución

La infraestructura del sistema de distribución es en general vulnerable a condiciones climáticas adversas, desastres naturales e incendios. Las partes subterráneas del sistema de distribución son más resistentes a esas amenazas que los sistemas aéreos, pero aún están en riesgo de terremotos e inundaciones, y son menos frecuentes en República Dominicana que los sistemas aéreos debido a costos significativamente más altos.

Otra categoría importante de riesgo relacionado con el sistema de distribución proviene de la naturaleza descentralizada de los sistemas de distribución y la dificultad asociada de recopilar información de manera oportuna. El país carece de infraestructura de medición avanzada (AMI) y otras tecnologías relacionadas, entonces las EDES aún deben enviar un camión con técnicos para detectar las fallas manualmente, lo que agrega complejidad a las operaciones del sistema de distribución y ralentiza la respuesta de las empresas de servicios públicos cuando ocurren interrupciones.

Un ejemplo oportuno es la experiencia de Puerto Rico en 2017 nos indica que durante el evento hubo fallas significativas en la infraestructura de distribución, incluidos muchos postes de madera y concreto que fallaron o cayeron. La evaluación de las autoridades concluyó que muchas de estas probablemente fueron causadas por sobrecargas causadas por conexiones del sistema de comunicación a estos postes.

5

Marco de Gestión de Riesgo de la Infraestructura Crítica



El esfuerzo nacional para fortalecer la seguridad y resiliencia de la infraestructura crítica, y crear un marco para el desarrollo de las nuevas, depende de la capacidad de los operadores y propietarios de infraestructura crítica del sector público y privado para tomar decisiones informadas sobre el riesgo sobre las soluciones más efectivas disponibles al asignar recursos limitados tanto en operaciones de estado normal como de crisis. Por tanto, la gestión de riesgos es la piedra angular del Plan.

Esta sección busca aplicar un enfoque estándar de Análisis de vulnerabilidad y Evaluación de Riesgo, a través de una lista de verificación y consideraciones para su uso durante cada paso principal del proceso general de Gestión de Riesgos y la posterior construcción de la Matriz de Infraestructura Crítica. (U.S Department of Energy Office of Energy Assurance, 2002)

5.1. Construcción de la Matriz de Riesgos

5.1.1. Identificar los activos críticos y los impactos de su pérdida.

- Identificar las funciones críticas de la instalación energética.
- Determinar qué activos realizan o respaldan las funciones críticas.
- Evaluar las consecuencias o impactos a las funciones críticas de la instalación por la interrupción o pérdida de cada uno de estos activos críticos.

5.1.2. Identificar y caracterizar las amenazas.

- Recopilar información sobre amenazas e identificar categorías de amenazas.
- Identificar los tipos de eventos o incidentes indeseables relacionados con amenazas que podrían ser iniciados por cada amenaza.
- Estimar la frecuencia o probabilidad de cada evento indeseable relacionado con la amenaza o incidente basado en información histórica.
- Estimar el grado de amenaza para cada activo crítico para cada amenaza relacionada evento o incidente indeseable.

5.1.3. Identificar y analizar vulnerabilidades.

- Identificar las vulnerabilidades potenciales de cada activo a cada amenaza.
- Identificar las medidas existentes destinadas a proteger los activos críticos y estimar sus niveles de efectividad en la reducción de las vulnerabilidades de cada activo ante cada amenaza o adversario. (El paso 2 proporciona un punto de partida para esta actividad).

- Estimar el grado de vulnerabilidad de cada activo crítico para cada evento o incidente indeseable relacionado con una amenaza y, por lo tanto, cada amenaza.

5.1.4. Evaluar el riesgo y determinar las prioridades para la protección de activos.

- Estimar el efecto sobre cada activo crítico de cada amenaza o adversario teniendo en cuenta las medidas de protección existentes y sus niveles de efectividad.
- Determinar el grado relativo de riesgo para la instalación de energía en términos del efecto esperado en cada activo crítico (una función de las consecuencias o impactos en las funciones críticas de la instalación por la interrupción o pérdida del activo crítico, según se evaluó en el Paso 1) y la probabilidad de un ataque exitoso (una función de la amenaza o el adversario, como se evaluó en el Paso 3, y el grado de vulnerabilidad del activo, como se evaluó en el Paso 4).
- Priorizar los riesgos en función de los grados relativos de riesgo y las probabilidades de que los ataques tengan éxito mediante una evaluación integrada.

5.1.5. Identificar opciones de mitigación, costos y compensaciones.

- Identificar posibles opciones de mitigación para reducir aún más las vulnerabilidades y, por lo tanto, los riesgos.
- Identificar las capacidades y la eficacia de estas opciones de mitigación.
- Identificar los costos de las opciones de mitigación.
- Realizar un análisis de costo-beneficio y de compensación para las diversas opciones.
- Priorizar las alternativas para implementar las distintas opciones y preparar recomendaciones para los tomadores de decisiones.
- Priorizar las alternativas para implementar las distintas opciones y preparar recomendaciones para los tomadores de decisiones.

5.2. Evaluación y Clasificación de los Riesgos

Se deben desarrollar escalas para los criterios de calificación identificados en los primeros cuatro pasos (criticidad de los activos en términos del impacto de la pérdida o interrupción, características de amenaza y vulnerabilidad de los activos).

Utilizando los valores de calificación individuales asignados a cada combinación de criticidad, amenaza y vulnerabilidad de los activos, se puede establecer un grado relativo de riesgo o calificación de riesgo para cada activo para uno o más eventos adversos postulados o consecuencias que podrían resultar de un ataque o evento catastrófico. A menudo, se utiliza un enfoque multiplicativo que incluye los tres criterios de calificación para obtener una calificación de riesgo:

$$\text{Calificación de riesgo} = (\text{Índice de Impacto}) \times (\text{Índice de Amenaza}) \times (\text{Índice de Vulnerabilidad})$$

Se debe desarrollar una escala adicional para asignar un nivel de riesgo general cualitativo a partir de la calificación de riesgo cuantitativa. Las calificaciones de riesgo o los niveles de riesgo se utilizan para priorizar los activos para la selección e implementación de mejoras de seguridad para lograr un nivel general de riesgo aceptable a un costo aceptable.

5.2.1. Criterios de Calificación de Impacto / Criticidad de los Activos

A cada activo crítico que se identifica en el Paso 5.1.1 del proceso de gestión de riesgos se le asigna un valor de calificación de impacto que refleja la importancia o criticidad de una pérdida o interrupción de ese activo con respecto a la operación continua de la instalación de energía u otra organización que se evalúa. Se utiliza una escala de calificación de criticidad cuantitativa de 0 a 100%, que corresponde a los niveles de criticidad cualitativa de crítico, alto, medio y bajo.

Criterios de Calificación de Impacto / Criticidad de los Activos		
Nivel de criticidad	Descripción	Escala de valoración (%)
Crítica	Indica que daños al activo tendrían graves consecuencias que conducen a la muerte, lesiones graves a personas e interrupción del funcionamiento de la instalación energética.	75-100
Alta	Indica que daños al activo tendría graves consecuencias que podrían perjudicar la operación continua de la instalación de energía.	50-75
Media	Indica que daños al activo tendrían consecuencias moderadas que perjudicarían la operación de la instalación de energía por un período limitado.	25-50
Baja	Indica poco o ningún impacto en la vida humana o la continuación del funcionamiento de la instalación energética.	1-25

Tabla 2 - Criterios de Calificación de Impacto / Criticidad de los Activos Fuente: (U.S Department of Energy Office of Energy Assurance, 2002)

5.2.2. Criterios de Clasificación de Amenazas

A las amenazas potenciales contra los activos de la instalación de energía u otra organización que se está evaluando que se identifican en el Paso 5.1.2 se les asigna un valor de clasificación que refleja la magnitud de la amenaza.

Criterios de Clasificación de Amenazas		
Nivel de criticidad	Descripción	Escala de valoración (%)
Crítica	Indica que existe una amenaza definida contra el activo (climática o humana), y/o que el adversario tiene la capacidad y la intención de lanzar un ataque, y que el sujeto o activos similares son el objetivo de forma recurrente.	75-100
Alta	Indica que existe una amenaza creíble contra el activo (climática o humana) basada en el conocimiento de la capacidad y/o la intención de adversarios de atacar el activo, y en base a incidentes relacionados que han tenido lugar en activos similares o en situaciones similares el pasado.	50-75
Media	Indica que existe una posible amenaza para el activo basada en el deseo del adversario de comprometer el activo y la posibilidad de que el adversario pueda obtener la capacidad a través de un tercero que haya demostrado la capacidad en incidentes relacionados.	25-50
Baja	Indica poca o ninguna evidencia creíble de capacidad o intención y ningún historial de amenazas reales o planificadas contra el activo.	1-25

Tabla 3 - Criterios de Clasificación de Amenazas. Fuente: (U.S Department of Energy Office of Energy Assurance, 2002)

5.2.3. Criterios de Calificación de Vulnerabilidad

A las vulnerabilidades de los activos en términos de medidas implementadas para proteger esos activos que se identifican en el Paso 5.1.2 se les asigna un valor de calificación de vulnerabilidad que refleja la medida en que el activo está protegido contra cada amenaza identificada en el Paso 5.1.3.

Criterios de Calificación de Vulnerabilidad		
Nivel de criticidad	Descripción	Escala de valoración (%)
Crítica	Indica que actualmente no existen medidas de protección efectivas contra las amenazas (climáticas y/o humanas) y que los adversarios podrían explotar el activo crítico.	75-100
Alta	Indica que, aunque existen algunas medidas de protección, todavía existen múltiples debilidades en la infraestructura a través de las cuales los adversarios (o eventos climáticos) serían capaces de dañar el activo	50-75
Media	Indica que existen medidas de protección efectivas; sin embargo, existe una debilidad que un adversario sería capaz de explotar.	25-50
Baja	Indica que existen múltiples niveles de medidas de protección efectivas y, esencialmente, ningún adversario o evento sería capaz de dañar el activo.	1-25

Tabla 4- Criterios de Calificación de Vulnerabilidad. Fuente: (U.S Department of Energy Office of Energy Assurance, 2002)

5.3. Resumen: *Informe de Identificación y Clasificación de Infraestructuras Energéticas Críticas en la República Dominicana*

En marzo del 2021, el VSEI presentó un informe cuyo objetivo principal fue identificar y clasificar las infraestructuras energéticas consideradas críticas para el sector energético de la República Dominicana y cuyo alcance estuvo limitado a las Centrales de Generación y Sistemas de Transmisión a niveles de tensión de 345 KV, 230 KV y 138 KV conectados al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana.

Este proyecto es responsabilidad del VSEI, e involucra a todos los agentes del sector eléctrico dominicano y las instituciones estatales adscritas al MEMRD, entiéndase la Superintendencia de Electricidad y la Comisión Nacional de Energía.

5.3.1. Objetivos Específicos

- Identificar y clasificar las empresas de generación de energía eléctrica por tipo de empresas.
- Identificar y clasificar las infraestructuras energéticas de generación eléctrica por su tecnología de generación de electricidad.
- Identificar la capacidad de generación instalada y la provincia donde se encuentra estas centrales.
- Identificar y clasificar las subestaciones administradas por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED).
- Identificar y clasificar subestaciones administradas por la Empresas Distribuidoras.
- Identificar y clasificar infraestructuras energéticas críticas de generación.
- Identificar y clasificar infraestructuras energéticas críticas de transmisión.

5.3.2. Principales Conclusiones

- **Infraestructuras Energéticas Críticas del Sistema de Generación**

Para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana se consideraron como críticas las Centrales Eléctricas Primarias o de base.

Se considera como Central Primaria o de base a las centrales eléctricas que se caracterizan porque pueden suministrar una carga constante y continua o básica cuando están en operación. Además, que su costo variable de operación les permite ser despachadas permanente en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

Generalmente conforman este grupo las Centrales Termoeléctricas a Carbón, de ciclo combinado o térmica a gas natural e Hidroeléctricas de agua corriente o de flujo continuo de regulación semanal o estacional.

Dada las condiciones antes mencionadas el Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura (VSEI) sugiere que se consideren como críticas las siguientes Centrales de Generación Eléctrica:

Nombre de la Central	Potencia (MW)
Central Termoeléctrica Punta Catalina	692MW
Generadora AES Andrés	319MW
Generadora Itabo	260MW
Parque Energético Los Mina	359MW
San Pedro Bio Energy	30MW
Quisqueya	439MW
Los Orígenes	60.7MW
Estrella del Mar	108MW
Barahona Carbón	45.6MW

Tabla 5 - Infraestructuras Energéticas Críticas del Sistema de Generación. Fuente: (VSEI, 2021)

- **Infraestructuras Energéticas Críticas del Sistema de Transmisión Eléctrica**

Las subestaciones eléctricas son, en general, centros de transformación y distribución de la energía eléctrica producida en las estaciones generadoras. La única excepción a esta definición general lo constituyen las subestaciones de conmutación.

Las Subestaciones de Transmisión y Distribución están acopladas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en una de las configuraciones a continuación:

- **Sistema radial:** Es aquel que cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica. Un sistema radial es aquel que tiene un simple camino sin regreso sobre el cual pasa la corriente, parte desde una subestación y se distribuye por forma de “rama”
- **Sistema anillo:** Es aquel que cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica. Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un “ciclo” completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla.

- **Sistema en malla o mallado:** Es una forma de subtransmisión en red o en malla provee una mayor confiabilidad en el servicio que las formas de distribución radial o en anillo ya que se le da alimentación al sistema desde dos plantas y le permite a la potencia alimentar de cualquier planta de poder a cualquier subestación de distribución.

Para los fines de este informe el Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura estará considerando como infraestructuras energéticas críticas a las Subestaciones de Transmisión, es decir, las que enlazan dos o más líneas de transmisión, a través de interruptores de potencia que conectan o desconectan las redes en condición de falla o mantenimiento.

Nombre de la Subestación	Tipo de SS/EE
Subestación Eléctrica Julio Sauri	Conmutación
Subestación Eléctrica El Naranjo	Conmutación
Subestación Eléctrica Palamara	Mixta
Subestación Eléctrica Hainamosa	Mixta
Subestación Eléctrica Canabacoa	Mixta
Subestación Eléctrica Bonao 2	Conmutación
Subestación Eléctrica Navarrete II	Conmutación
Subestación Eléctrica Puerto Plata II	Mixta
Subestación Eléctrica Pizarrete	Conmutación
Subestación Eléctrica Cruce De Cabral	Conmutación
Subestación Eléctrica 15 de Azua	Mixta
Subestación Eléctrica S.P.M. 2	Mixta

Tabla 6- Infraestructuras Energéticas Críticas del Sistema de Transmisión Eléctrica. Fuente: (VSEI, 2021)

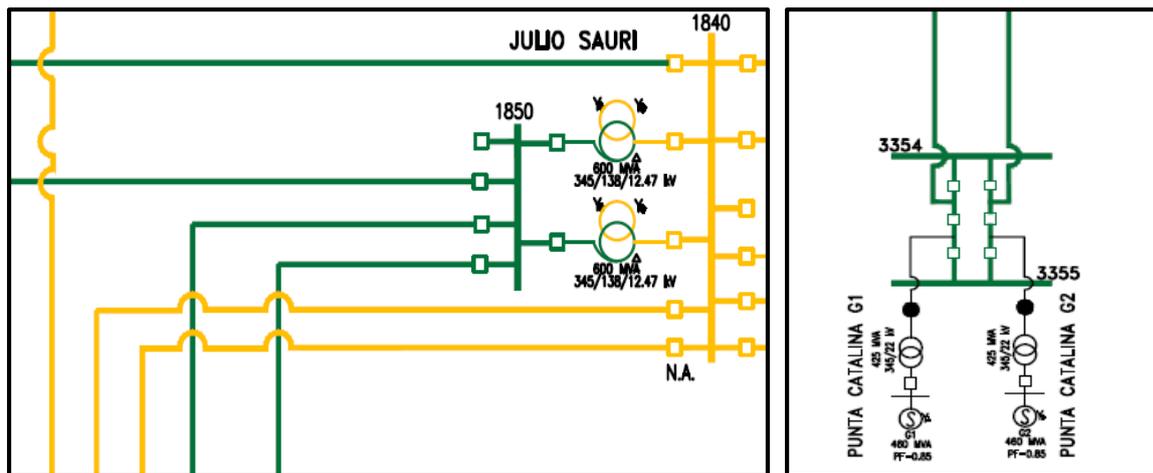


Figura 18- Sección del diagrama unifilar del SENI, para Subestación Julio Sauri a 345-138 KV. Fuente: Diagrama Unifilar del SENI

5.4. Resumen: *Informe de Identificación y Clasificación de Infraestructuras Energéticas Críticas: Almacenamiento y Suministro de Combustibles*

En Julio del 2021, el VSEI presentó un informe cuyo objetivo principal fue identificar y clasificar los tipos de almacenamiento y combustibles de las infraestructuras energéticas críticas para la generación de electricidad en la República Dominicana y cuyo alcance estuvo limitado a las infraestructuras de almacenamiento y suministro de combustibles de las infraestructuras energéticas críticas para la generación de electricidad en el SENI, entiéndase, gas natural, fuel oil y carbón.

5.4.1. Objetivos Específicos

- Identificar tipos de combustibles y capacidad de almacenamiento. las centrales de generación térmica consideradas críticas
- Identificar las empresas dedicadas a almacenamiento y suministro de combustibles para la generación de electricidad en la República Dominicana.
- Identificar la capacidad instalada de almacenamiento de combustible para la generación eléctrica.
- Identificar los principales puertos de abastecimientos de combustibles.

5.4.2. Principales Conclusiones

Toda producción de energía, en los procesos de generación eléctrica de las plantas térmicas o de base, depende de la disponibilidad de los combustibles, los cuales son la materia prima del proceso de producción de energía eléctrica. De modo que la piedra angular en los procesos de la gestión de la cadena de suministro para la generación eléctrica lo constituyen las infraestructuras para el almacenamiento y suministro de estos. Se hace evidente que es necesario evaluar las condiciones de la infraestructura dedicada a estas actividades a la hora de elaborar un Plan Nacional Indicativo de Desarrollo de Infraestructuras Energéticas Críticas para la República Dominicana, en especial por su condición de no ser un país productor de combustibles.

- **Capacidades de almacenamiento de combustible**

Debido al constante crecimiento de la demanda energética y el mercado cambiante de los combustibles es necesario plantear propuestas que mejoren las estrategias de almacenamiento de combustibles para generación eléctrica.

Estas estrategias buscarían reducir las incertidumbres del despacho de energía y aumentar la confiabilidad del servicio que se brinda, mejorando la eficiencia de las operaciones y garantizando el suministro de energía eléctrica confiable y seguro a nivel nacional.

Empresas	Cantidad de Tanques	Terminal de Almacenamiento	Combustible	Total Almacenado	Unidad de Medida
REFIDOMSA	5	Haina	Fuel oíl	276,903	Barriles
AES Dominicana	1	Boca Chica	Gas natural	160,000	Metros Cúbicos
EGE Haina	32	Pedernales	Fuel oíl	964	Barriles
		Sultana del Este (SPM)	Fuel oíl	183,578	Barriles
		Quisqueya II (SPM)	Fuel oíl	266,942	Barriles
		Haina	Fuel oíl	76,480	Barriles
		Palenque	Fuel oíl	14,403	Barriles
		Barahona	Fuel oíl	630	Barriles
GPG Grupo Naturgy (GPLV)	3	Batey Palamara	Fuel oíl	53,464	Barriles
	3	La Vega	Fuel oíl	57,866	Barriles
Gerdau Metaldom	3	Metaldom	Fuel oíl	500,000	Galones
La Electricidad de Santiago (LAESA)	1	Haina	Fuel oíl	17,400	Metros Cúbicos
Transcontinental Capital Corporation (Bermuda), ltd.	1	Estrella del mar 2	Fuel oil	56,000	Barriles

Tabla 7- Capacidad de almacenamiento de combustible por empresas para la generación. Fuente: Elaboración propia con datos del Viceministerio de Hidrocarburos

- **Infraestructuras de desembarque de combustible**

La República Dominicana cuenta con 13 instalaciones portuarias distribuidas en las regiones Sur, Este y Norte.

1. En la región Sur están situados los puertos de Haina Oriental y Haina Occidental en la provincia San Cristóbal; Calderas en la provincia Peravia; Puerto Viejo en la provincia Azua; Puerto de Barahona en la provincia Barahona, y; Cabo Rojo en la provincia Pedernales, los puertos San Soucí, Boca Chica y Multimodal Caucedo en la provincia Santo Domingo.
2. En la región Este Romana y el puerto San Pedro de Macorís.
3. En la región norte los puertos Manzanillo y Puerto Plata.

De estos 13 puertos 6 son terminales especializadas para el desembarque de combustibles. La central térmica punta catalina cuenta con su puerto dentro de sus instalaciones

El país cuenta con facilidades e infraestructuras de importación y posterior desembarque de combustibles para la generación de electricidad en el litoral sur –sureste de la isla y un puerto en desuso ubicado en la provincia de puerto plata, esto convierte en críticos todos los puertos del litoral costero sur.



Figura 19 - Puertos Estatales, concesionados y privados en República Dominicana. Fuente: Asociación Dominicana de Exportadores (ADEXPO)

Puerto	Central de generación que Abastece	MW
San Pedro de Macorís	Terminal EGE Haina, descarga combustible	178.6
Boca Chica	Terminal AES- Andrés, descarga gas natural	1585
Haina	Terminal de Itabo, descarga carbón mineral. Sistema de Boyas, Ensenada de Palenque, descarga combustible Sistema de Boyas (LAESA, LTD) descarga combustible.	665.4
Barahona	Terminal de carbón para la planta de Barahona en la margen oriental.	45.6
Punta Catalina	Terminal de carbón para las plantas de Punta Catalina.	692.0
Azua	Terminal de descarga de Lear Investments, SRL	100.1
Puerto Plata	Sistema de Boyas, Generadora San Felipe, descarga combustible	No disponible

Tabla 8 - Puertos de descarga de combustible, central de generación abastecida y capacidad instalada. Fuente: Elaboración propia con datos publicados en la Autoridad Portuaria.

- **Gas Natural**

La generación a base de gas natural aportó un 32.8% al SENI a diciembre del 2020, presentando un aumento de un 9.3% respecto al 2019, debido al cambio a este combustible de las centrales Quisqueya 1, Quisqueya 2, CESPM 1, CESPM 2 y CESPM (Compañía Eléctrica de San Pedro de Macorís).

Tomando en consideración este aumento porcentual y el hecho de que actualmente solo se cuenta con un proveedor de este combustible a nivel nacional se han considerado como críticas las centrales que lo utilizan como combustible debido a su aporte de 1,585.7 MW al SENI.

Empresa de Proveedor de Combustible	Tipo de Combustible	Central Generadora	MW
AES DOMINICANA	Gas Natural	AES ANDRÉS	319.0
	Gas Natural	LOS MINA 5, 6 Y 7	359.0
	Gas Natural	CESPM 1	100.0
	Gas Natural	CESPM 2	100.0
	Gas Natural	CESPM 3	100.0
	Gas Natural	QUISQUEYA 1	215.0
	Gas Natural	QUISQUEYA 2	224.0
	Gas Natural	LOS ORÍGENES POWER PLANT, SRL	60.7
	Gas Natural	ESTRELLA DEL MAR 2	108.0

Tabla 9 - Proveedor de combustible para centrales térmicas a gas natural conectadas al SENI Fuente: Elaboración propia con datos publicados en el OC

Propuestas para el Desarrollo de Infraestructura Crítica



Desde el punto de vista de la resiliencia estas recomendaciones tienen un horizonte temporal que varía desde lo inmediato hasta los próximos 10 años y están basadas en la experiencia internacional, específicamente la experiencia del país vecino Puerto Rico. (U.S Department of Energy, 2018)

Se han dividido las recomendaciones como:

- **Puntuales:** que especifican iniciativas prioritarias con un horizonte temporal a corto plazo.
- **Esenciales:** aquellas iniciativas que se consideran importantes con un horizonte temporal a mediano-largo plazo.

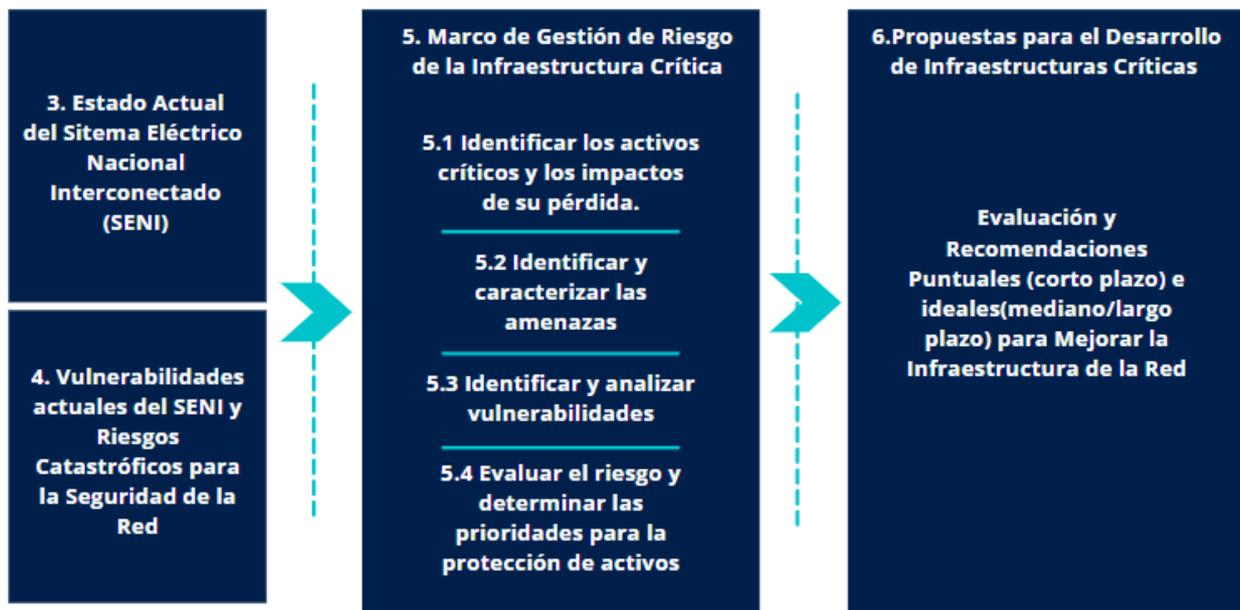


Figura 20- Resumen y Marco del Plan Fuente: Elaboración propia

6.1. Generación

El gas natural se ha promovido como un "combustible de transición", el puente hacia la energía renovable. La combustión de gas natural emite aproximadamente la mitad de carbono que el carbón, por lo que se ha promocionado como un puente potencial entre una economía que funciona principalmente con carbón y una que funciona completamente con energías renovables.

Con el proceso del proceso de licitación de la Central Eléctrica de Manzanillo (800MW) ya en la agenda país, queda el reto de planificar la evolución y diversificación del parque de generación a corto plazo.

Recomendaciones puntuales:

Según el informe "Definición de Escenarios y Metodología para el Plan De Expansión de Generación 2018-2030, Plan de Expansión 2018-2030" emitido por la CNE en lo referente a las centrales térmicas de generación:

- *Los proyectos más atractivos para el sistema eléctrico dominicano son los ciclos combinados a gas natural, tanto las turbinas como motores, siendo los motores a ciclo combinado la mejor inversión, en caso de que existieran las condiciones para instalar una gran cantidad de energía renovable variable más allá del 2021.*
- *La opción óptima para abastecer el escenario de demanda bajo al 2030 sería de 400 MW CCGN, mientras que para el escenario de demanda alta sería 1200 MW de la misma tecnología.*

DEMANDA BAJA

Año Inicio Operación	Tecnología	Combustible	Proyecto	Potencia (MW)
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 1	375
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 2	375
2023	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
2023	Hidroeléctrica	Agua	Expansión HATILLO	10
Total				1160

DEMANDA ALTA

Año Inicio Operación	Tecnología	Combustible	Proyecto	Potencia (MW)
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 1	375
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 2	375
2022	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
2022	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
2023	Hidroeléctrica	Agua	Expansión Hatillo	10
2023	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
Total				1960

Tabla 10 - Escenario de demanda baja y alta. Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2018)

- *Todos los motores que se instalen en el sistema deben ser flex fuel, es decir, que pueden manejar más de un combustible (ej. Gas natural y fuel oil No. 6) para poder enfrentar cualquier situación de desabastecimiento de combustible.*
- *Los proyectos hidroeléctricos más rentables para generación de electricidad son la expansión de Hatillo, El Torito y Masipetro, por poseer menor precio por kW instalado.*

Recomendaciones puntuales:

- *Las nuevas centrales de generación han de ser construidas en la región norte del país con miras a aumentar la resiliencia del sector, ya que la región norte cuenta con alrededor del 33% de la demanda y en la actualidad es importador neto de energía. Según los perfiles actuales de demanda, las áreas Este y Sur exportan una cantidad significativa de la energía producida hacia el área Central. El área Norte a diferencias de en años anteriores (previos a 2020 y debido al cambio en la matriz de generación), se ha convertido en un área importadora de energía. El área Central es un área importadora (centros de consumo) y a la vez, con la topología de red actual, sirve de puente entre el área Este y las demás áreas del SENI. (Ver Figura 25).*

6.1.1. Mejor pronóstico de Generación Renovable

La participación de las energías renovables variables (ERV), como la energía eólica y solar, ha tenido un crecimiento exponencial en la matriz energética dominicana. Si bien su integración en la matriz presenta grandes beneficios, como la reducción de los costos de generación y mayor independencia energética, su naturaleza variable presenta retos técnicos que deben ser abordados por los coordinadores de los sistemas eléctricos. (Angélica Lam, 2020)

En la actualidad República Dominicana solo cuenta con pronósticos que son provistos por los agentes del MEM, quienes los envían al Organismo Coordinador para realizar la programación diaria y semanal. El OC ha reconocido que no todos los pronósticos enviados por los parques eólicos y solares son certeros, es decir, que presentan desviaciones significativas las cuales producen inconvenientes en la programación, lo que ocasiona un aumento de despachos forzados o en la necesidad de una reserva rodante mayor en el sistema.

A raíz de los hallazgos de este “*Estudio de Diagnóstico de los Pronósticos de ERV en la República Dominicana*”, el Proyecto de Transición Energética ha patrocinado para el Organismo Coordinador, por período de un año, los servicios de Energy & Meteo Systems para contar con pronósticos de producción de energías renovables variables. Desde finales de diciembre del 2019, el OC cuenta con este servicio, logrando reducir efectivamente la incertidumbre asociada a la integración estas fuentes de generación en los procesos de programación de la operación, redespachos y operación en tiempo real en el SENI.

Recomendaciones esenciales:

Enfoque centralizado de recepción de pronósticos

- *La experiencia internacional muestra que un enfoque centralizado, en el cual el OC reciba pronósticos de unidades de energía renovable variable (ERV) de uno o más proveedores de servicios, garantiza una alta calidad en todas las unidades de ERV. Por lo tanto, las previsiones no se recogerían de los operadores de planta individuales. Esto también incluye la opción de que el OC utilice su propio sistema de pronóstico junto a un servicio de pronóstico externo.*

Mayor frecuencia de actualizaciones de los pronósticos

- *Para tiempos de anticipación muy cortos los pronósticos de energía eólica y solar pueden mejorarse en gran medida utilizando datos de producción en tiempo real de las plantas de ERV. Esta recomendación se refiere a mejorar los pronósticos intradía. Requiere que el OC establezca un proceso sistemático de toma de decisiones para gestionar los cambios en la predicción de potencia con pocas horas de antelación.*

Mayor resolución temporal

- *Para poder percibir los cambios rápidos en la generación es recomendable trabajar con intervalos más granulares de tiempo. La generación solar tiene una rampa muy inclinada y usar valores horarios causa errores considerables, aunque el pronóstico sea bueno y describa el valor medio de la hora correspondiente.*

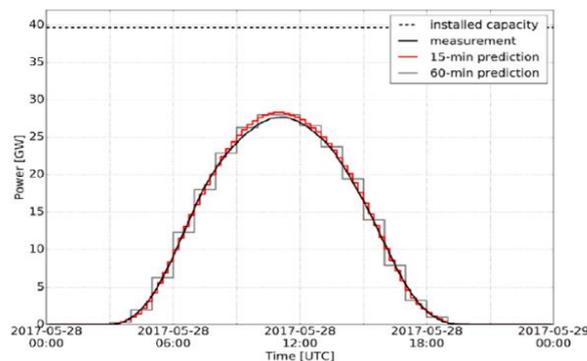


Figura 21- Comparación de resolución temporal horaria y de 15 minutos para generación solar Fuente: (Angélica Lam, 2020)

6.2. Transmisión

6.2.1. Expansión de la Infraestructura de Transmisión

El desarrollo de nuevos proyectos de generación de energía, sobre todo de energías renovables, se ha visto limitado por la capacidad de las redes de transmisión para drenar dicha energía a los mayores puntos de consumo. Esto representa actualmente uno de los principales inconvenientes a la hora de planear el desarrollo de nuevos proyectos y para marcar la ruta a seguir en cuanto a la diversificación de la matriz de generación.

La división del SENI es realizada considerando cuatro áreas según la ubicación geográfica, área Central, área Sur, área Este y área Norte.

El área Norte se interconecta al SENI por medio de tres líneas de transmisión energizadas a 138 kV y una línea energizada a 345 kV.

- Línea 138 kV Palamara – Bonao 2 L1.
- Línea 138 kV Palamara – Bonao 2 L2.
- Línea 138 kV Julio Sauri – Bonao 3.
- Línea 345 kV Julio Sauri – Bonao 3 | Bonao 3 – El Naranjo

El área Sur se interconecta al SENI por medio de tres líneas de transmisión energizadas a 138 kV

- Línea 138 kV Palamara – San Cristóbal Norte.
- Línea 138 kV Palamara – Valdesia.
- Línea 138 kV Julio Sauri – Palenque.

El área Este se interconecta al SENI por medio de cuatro líneas de transmisión energizadas a 138 kV.

- Línea 138 kV AES interconexión – Hainamosa L1.
- Línea 138 kV AES interconexión – Hainamosa L2.
- Línea 138 kV Boca Chica – Hainamosa.
- Línea 138 kV Juan Dolio – Hainamosa.

Recomendaciones esenciales:

- *Se necesita revisar y dar continuidad a los planes de expansión que contemplen y/o actualicen los pronósticos de penetración renovable propuestos por IRENA (ver figura 19) para el país en los próximos 20 años.*

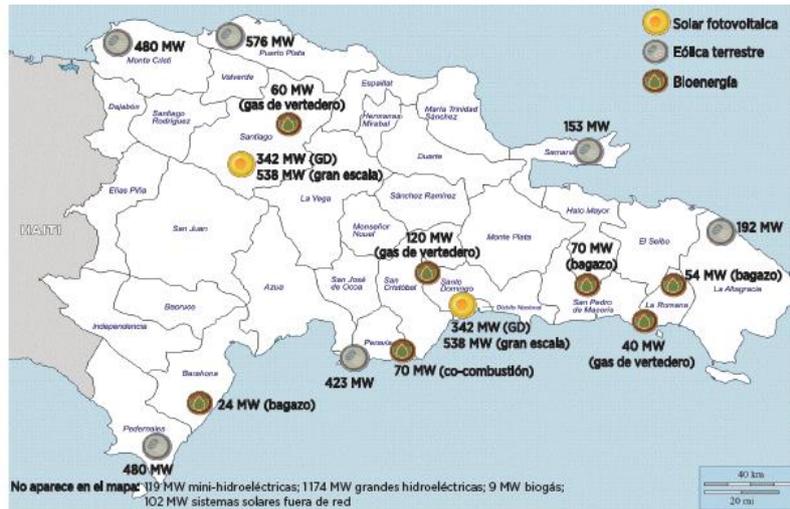


Figura 22- Ubicación de la capacidad de generación eléctrica con energías renovables en REMAP 2030 *Fuente:* (IRENA, 2017)

Recomendaciones Puntuales:

- *Es necesario ampliar el sistema de transmisión 345kV hacia las zonas de alto perfil energético, esto permitirá la expansión del parque de generación, basado en los recursos renovables disponibles en esas zonas, sin restricciones de red.*
 - *Línea de transmisión 345kV El Naranjo – Guayubín que aumentará la disponibilidad de las centrales eólicas y solares de la zona noroeste, además de drenar la energía de la Central de Manzanillo.*
 - *Construcción de la subestación de Guayubín 345/138 kV que interconectará con el Naranjo 345 kV, esta sería de alivio a las líneas existente 138kV. A través de esta se drenará la energía de las generadoras renovables de esta zona y las 9 subestaciones que actualmente están interconectadas a subestación Navarrete 138kV tendrían otra opción para seguir en línea si la subestación Navarrete sale de servicio, ya sea por avería o mantenimiento.*
 - *Instalación de equipos de compensación de reactivos en el área norte, y algunas zonas del Este, para evitar desabastecimiento de energía por baja tensión.*

6.2.2. Plan de Expansión de Transmisión Eléctrica ETED 2012-2035

El desarrollo de los planes de expansión de ETED está basado en las propuestas de desarrollo futuro de oferta y demanda, así como también en cuál sería la forma que minimice el costo de inversión en el largo plazo de las redes de alta tensión, las cuales deben permitir que pueda tranzarse toda la energía que el sistema requiera sin que existan restricciones de red.

Para enfrentar el crecimiento previsto de la demanda que para 2030 rondara los 4,410 MW, también es necesario reestructurar las redes de reparto dentro de los principales centros de consumo. Esto implica construir nuevas redes y reconfigurar parte de la red existente, además, aumentar el nivel de tensión de algunas subestaciones de distribución.

Tomando en consideración las proyecciones de demanda y generación, el auge de las energía renovables no convencionales, las necesidades de construcción de nuevas subestaciones de distribución, compensaciones de reactivos y obras de transmisión, se elaboraron unos lineamientos y se determinó mediante cálculos de flujos de potencia las obras requeridas que satisfacen los requerimientos futuros los cuales permiten el aprovechamiento de las zonas con gran potencial energético renovable, además, eliminar restricciones operativas que limitan el despacho económico de generación.

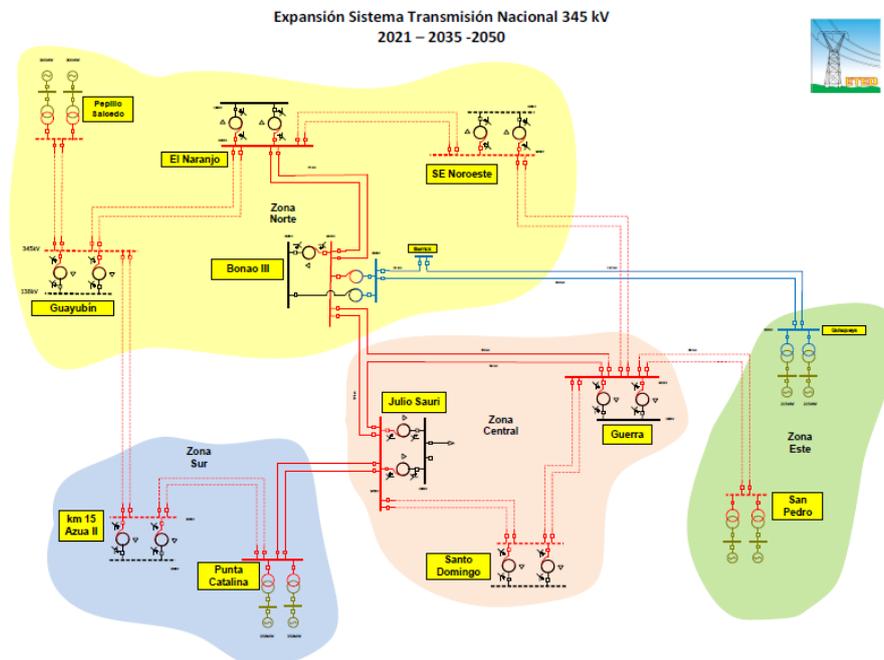


Figura 23- Expansión Sistema de Transmisión Nacional 345KV 2021-2035-2050 Fuente: (ETED, 2020)

El conjunto de obras de transmisión que surge del análisis del sistema en el informe de ETED fueron atribuidas o asociadas a los sectores de generación, de distribución y de a obras propias de la transmisión. En la tabla siguiente se presenta en forma resumida las obras esenciales a desarrollar al año 2025.

Recomendaciones puntuales:

De este plan se derivan varios proyectos de inversión, entre los cuales destacamos:

- *Ampliación del sistema a 345KV*
- *Soterrados de las nuevas redes del gran Santo Domingo y la reconfiguración de las redes existentes*
- *Compensación de potencia reactiva*
- *Nuevas líneas de reparto desde las subestaciones principales, hacia Santo Domingo y Santiago.*

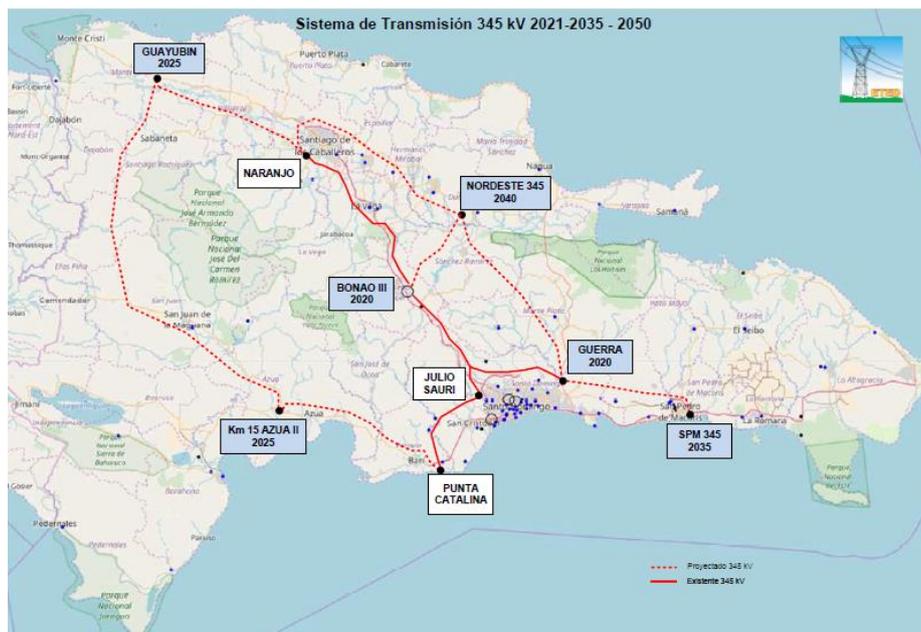


Figura 24 - Plan de Expansión 345kV 2021 - 2035 - 2050 Fuente: (ETED, 2020)

6.2.3. Inspección periódica en varillas de anclaje del cable de sujeción

La experiencia internacional, específicamente en el caso de Puerto Rico, nos dice que la razón principal de la caída de las torres de transmisión no fueron problemas estructurales, si no fallas en las varillas de anclaje del cable de sujeción.

Recomendaciones esenciales:

- *Se recomienda un programa de mitigación para la corrosión de las varillas, y la actualización, en caso de ser necesario, de los materiales a componentes estándar de la industria más robustos. (U.S Department of Energy, 2018)*

6.2.4. Estudios de Fragilidad y Evaluación de Resiliencia de la Red de Transmisión

Para mejorar la resiliencia de la red de transmisión primero hay que tener visibilidad de los posibles vectores de fallos que puedan producirse durante eventos climáticos extremos. Existe entonces la necesidad de construir modelos de fragilidad de los componentes individuales y luego de todo el sistema de transmisión para mapear el impacto en tiempo real del clima severo, con enfoque en la variabilidad del viento.

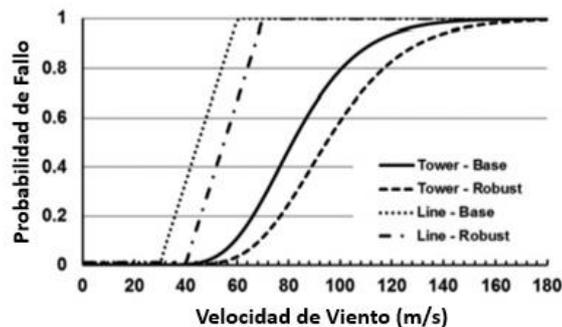


Figura 25 - Curva de probabilidad de fallo vs Velocidad de Viento – Fuente: (Panteli & Pickering, 2017)

Recomendaciones esenciales:

- *Se han de desarrollar una variedad de curvas de fragilidad y métodos estadísticos para analizar los datos a fin de comprender la vulnerabilidad de la red eléctrica existente, especialmente las que juegan un papel esencial en la seguridad de la red.*
- *Se han de identificar líneas esenciales del sistema (niveles de carga, flujos de potencia, etc)*

6.3. Distribución

6.3.1. Estudios Hidrológicos y de Evaluación de Inundación Base (BFE)

Las líneas y subestaciones de transmisión y distribución de electricidad corren el riesgo de sufrir daños por inundaciones, aumento del nivel del mar y marejadas ciclónicas. En el caso de Puerto Rico, se observaron muchas subestaciones (tanto el agua salada en las zonas costeras afectadas por la marejada ciclónica como el agua dulce asociada con las inundaciones inducidas por la lluvia).



Figura 26 - Ejemplo de Estudio de Zonas de Riesgo y Evaluación de Inundación Base Fuente: FEMA (2021)

Recomendaciones esenciales:

- *Se deben hacer estudios hidrológicos de Mapas de Inundación para ubicar los activos de la subestación evitando que la elevación de inundación base (BFE) + 3.0 pies o 0.2% de elevación de inundación, el que sea mayor. Esto es particularmente importante para las subestaciones clave que se consideran esenciales para la confiabilidad de la infraestructura general de Transmisión y Distribución o asociadas con los activos de generación clave. (U.S Department of Energy, 2018).*
- *En los informes de inspección rutinario a subestaciones realizados por el VSEI en 2021 se ha identificado el deteriorado estado y la falta de revisión de los sistemas contra incendios. Se ha de identificar los procedimientos y procesos de revisión de estos sistemas.*

6.3.1. Estudios y Verificación de Carga Estructural en Postes de Distribución

La experiencia de Puerto Rico nos indica que durante el evento hubo fallas significativas en la infraestructura de distribución, incluidos muchos postes de madera y concreto que fallaron o cayeron. La evaluación de las autoridades concluyó que muchas de estas probablemente fueron causadas por sobrecargas causadas por conexiones del sistema de comunicación a estos postes.

Recomendaciones puntuales:

- *Es necesario que la industria de las comunicaciones y las distribuidoras realicen evaluaciones de carga estructural en estos postes.*

Mantenimiento Rutinario:

- *Si bien no es posible podar árboles para los huracanes, la eliminación de voladizos y la posterior caída de árboles en las líneas debe ser una prioridad y contribuye en gran medida a eliminar las interrupciones relacionadas con los árboles.*

6.3.2. Estudios de Mallado para los Circuitos de Distribución

Recomendaciones puntuales:

- *Con miras a aumentar la resiliencia de cargas críticas (hospitales, bases militares, infraestructura de aguas, etc), se ha de estudiar rutas alternativas y simultaneas de circuitos en zonas urbanas y rurales.*

6.5. Segmentación Selectiva en Transmisión y Distribución

• Aplicación de la Segmentación Selectiva de las Redes de Transmisión y Distribución

Para permitir mejor la recuperación del sistema en un evento climático extremo y/o la restauración de arranque en negro, puede haber beneficios operativos en segmentar el sistema de transmisión y distribución en porciones más pequeñas (*Miniredes*). Si bien esto se haría por necesidad después de un evento a gran escala, podría haber algunas ventajas al preseleccionar qué segmentos probablemente puedan sobrevivir a un evento futuro y planificar proactivamente la segmentación del sistema de transmisión en consecuencia.

Estas partes del sistema se identificarían para incluir una combinación de activos de generación, incluidas las unidades con capacidad de arranque en negro, junto con una carga del tamaño adecuado, de modo que cuando el sistema de distribución esté en actividades de restauración, haya suficiente carga presente para constituir la generación mínima, las partes estables del sistema podrían energizarse y mantenerse antes de que las líneas de transmisión más largas sean reparadas y energizadas. Estas partes del sistema podrían volver a energizarse entre sí más adelante en el proceso de restauración.

Recomendaciones puntuales:

- *Dar seguimiento y utilizar el informe Operación Isla del SENI, emitido por el Organismo Coordinador para la Superintendencia de Electricidad y los Agentes del MEM, como base con el objetivo de analizar la operación aislada de cada una de las áreas del SENI, sobre la base de la potencial ocurrencia de un fenómeno atmosférico, y con el objetivo de evaluar, por ejemplo, escenarios de restauración parcial de sistema / arranque en negro.*
- *Implementar esta idea requiere analizar los grupos disponibles de generación y carga, incluida una evaluación realista de la robustez y flexibilidad de las diversas fuentes de generación.*
- *Hay que identificar las cargas prioritarias y evaluar las vías de transmisión y distribución que conectan estas generaciones con estas cargas. Luego, se caracterizaría un plan operativo para la segmentación selectiva para separar proactivamente en estos segmentos, reduciendo así la exposición al daño y aumentando la probabilidad de mantener la capacidad de supervivencia de los subsistemas energizados localizados. Si un segmento requiere una restauración completa de inicio en negro, esos planes se optimizarían para cada segmento individual, con la protección y los controles asociados implementados para permitir más rápidamente esa recuperación.*

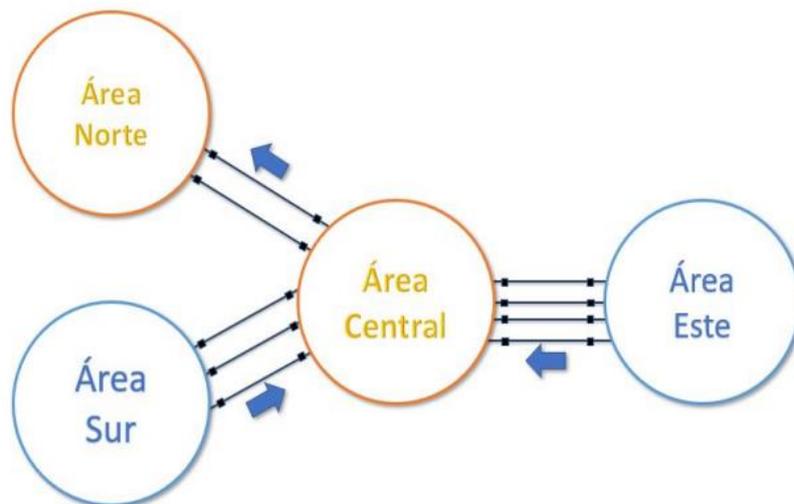


Figura 27 - Interconexión diferentes áreas del SENI Fuente: (Organismo Coordinador, 2020)

6.6. Microrredes

• Estudios de Implementación de Microrredes para Infraestructura Crítica

Los recientes cortes de energía severos causados por eventos climáticos cada vez más frecuentes han resaltado la urgencia de mejorar la resiliencia de la red en todo el mundo. Tradicionalmente, la industria energética se ha centrado en métodos que tienen como objetivo restaurar las cargas después de una falla alterando la estructura topológica de la red de distribución, aislando efectivamente la falla y restaurando tanta carga como sea posible después del apagón general (Abbey, 2014). Sin embargo, cuando el sistema de distribución está severamente dañado, los enfoques tradicionales no pueden garantizar que se suministre energía a las cargas críticas muy necesarias. Aquí es donde las microrredes (MG) han surgido como una herramienta debido al potencial de recuperarse de una manera rápida y efectiva, proporcionando un enfoque alternativo al dilema de la resiliencia.

Recomendaciones esenciales:

- *El modelado, estudio y el análisis contribuirán a la identificación de las ubicaciones potenciales de microrredes más ventajosas para el gobierno y la sociedad civil, idealmente en lugares donde existan cargas críticas (hospitales, bases militares, centros de distribución de alimentos, cadena de frío, sector farmacéutico, etc.).*
- *Los diseños de microrredes deben basarse en un conjunto de herramientas existentes (por ejemplo, DER-CAM™ y OpenDSS™) para ayudar a diseñar y valorar las microrredes, una vez que se haya identificado su ubicación. (U.S Department of Energy, 2018)*
- *Un estudio de este tipo se está llevando a cabo en la Escuela de Ingeniería Eléctrica y Mecánica de la Pontificia Universidad Católica Madre y Maestra. El proyecto de investigación *Análisis de Resiliencia para el Desarrollo de Arquitectura de Microrredes frente a Eventos Climáticos en los Sistemas Eléctricos de República Dominicana*, fue acotado para que los resultados sean una ruta técnica y regulatoria para construir resiliencia antes los efectos extremos de cambio climático en la infraestructura energética de la isla. Financiado por la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), el proyecto se proponen distintos escenarios de simulación para evaluar el impacto de las microrredes en el aumento de la resiliencia de la red eléctrica local frente a eventos extremos asociados al cambio climático. (De Jesús R. E., National Academies, 2021).*

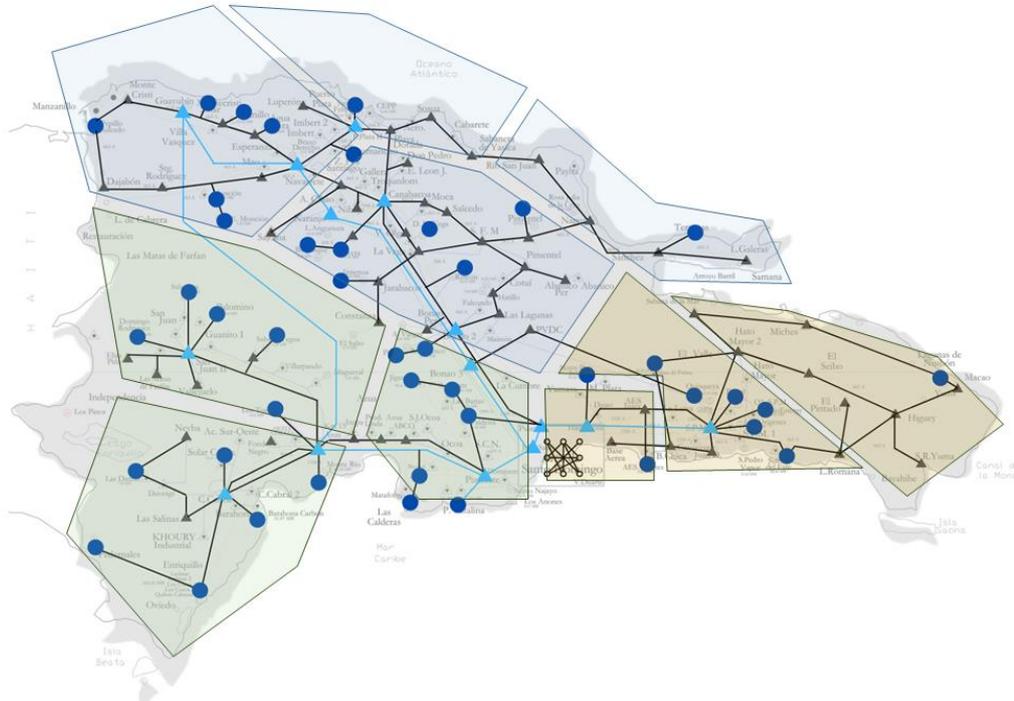


Figura 28 - Segmentación en Miniredes del SENI (ideación inicial) Fuente: Microgrid Research Blog (PUCMM)

6.7. Almacenamiento de Combustibles

La falta de reserva de combustibles en la República Dominicana hace que cualquier evento transitorio en el mercado internacional repercuta en los precios de los hidrocarburos al nivel local.

Recomendaciones puntuales:

- *Existe la necesidad de aumentar la capacidad de almacenamiento. Cualquier acontecimiento importante que afecte la producción o demanda de petróleo en las refinerías impacta positiva o negativamente a la balanza país, esto es aún más evidente cuando se evidencia la dependencia de las importaciones de hidrocarburos desde EE.UU., de donde ha llegado un 61.4 % del petróleo entre enero y diciembre (2021), según estadísticas de la Dirección General de Aduanas. El país solo cuenta con capacidad para almacenar 900 mil barriles de crudo, de acuerdo con la pasada administración de la Refinería Dominicana de Petróleo PDV (Refidomsa), lo que representa una capacidad de almacenamiento baja de 10-17 días.*
- *Construir capacidad de almacenamiento en el litoral norte de la isla con miras a no solo aumentar la capacidad, pero mejorar la resiliencia del sector mientras se atrae inversión adicional en generación en la región Norte.*

- Actualmente solo se cuenta con un suplidor existente nacional que se dedica al suministro y almacenamiento de GN y el mismo comercializa el GN no solo para la generación eléctrica. Hay que aumentar la intervención y veeduría estatal en almacenamiento e inventario de combustibles.

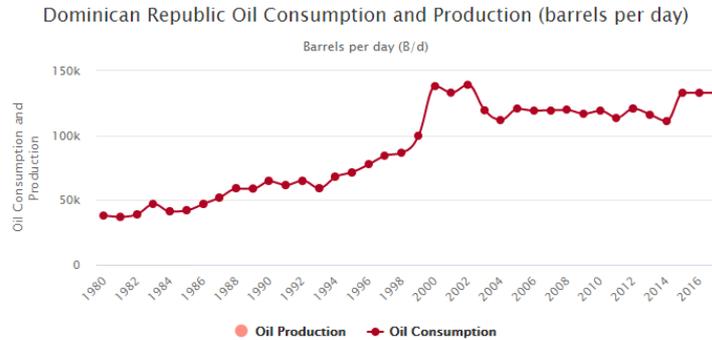


Figura 29 - Consumo de petróleo diario (barriles por día Fuente: (Worldmeters, 2021)

6.8. Almacenamiento de Energía

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), al analizar los efectos de la transición energética hasta 2050, encontró que más del 80% de la electricidad mundial podría provenir de fuentes renovables para esa fecha. A medida que crecen las energías renovables variables, la red requerirá una mayor flexibilidad. Se espera que la energía solar fotovoltaica (PV) y eólica representen el 52% de la generación total de energía, por lo que la electricidad deberá almacenarse no solo por horas, sino también por días y semanas. A partir de una capacidad actual de 100 GW, la Agencia Internacional de Energía (AIE) ha proyectado que la cantidad necesaria de Almacenamiento de Energía Eléctrica (EES) en el mundo en 2050 se duplicará o triplicará a entre 189 GW o 305 GW. (De Jesús R. , 2019)

El rápido crecimiento en el sector de almacenamiento de energía está siendo impulsado por una variedad de factores, como la caída de los costos, el desarrollo regulatorio del mercado y el apoyo del gobierno. El costo de las baterías de iones de litio (Li-ion), por ejemplo, ha caído de \$ 10,000 por kWh a principios de los 90 a una proyección de \$ 100 por kWh en 2025, según un estudio de referencia de BloombergNEF (RMI, 2017). La continua caída de los precios combinada con un mejor rendimiento probablemente abrirá nuevos mercados.

Según un estudio realizado por el Rocky Mountain Institute (RMI), los sistemas de energía de batería (BES) tienen el potencial único de proporcionar trece servicios básicos de electricidad, en todos los niveles de la red: generación, transmisión, distribución o directamente al usuario final.

El Almacenamiento detrás del Medidor (*Behind-the-Meter BTM*), especialmente cuando se combina con nuevas instalaciones fotovoltaicas, podría convertir a esta aplicación en el mayor impulsor del crecimiento del almacenamiento de baterías, convirtiéndose en el caso de uso principal para el 64% de la capacidad total de energía de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (*Battery Energy Systems BES*) en aplicaciones estacionarias en 2030 según a IRENA. Sin embargo, la economía del almacenamiento BTM solo se sumará cuando el mismo dispositivo o flota de dispositivos proporcione múltiples servicios "apilados", creando lo que en la industria se denomina una "Planta de Energía Virtual".

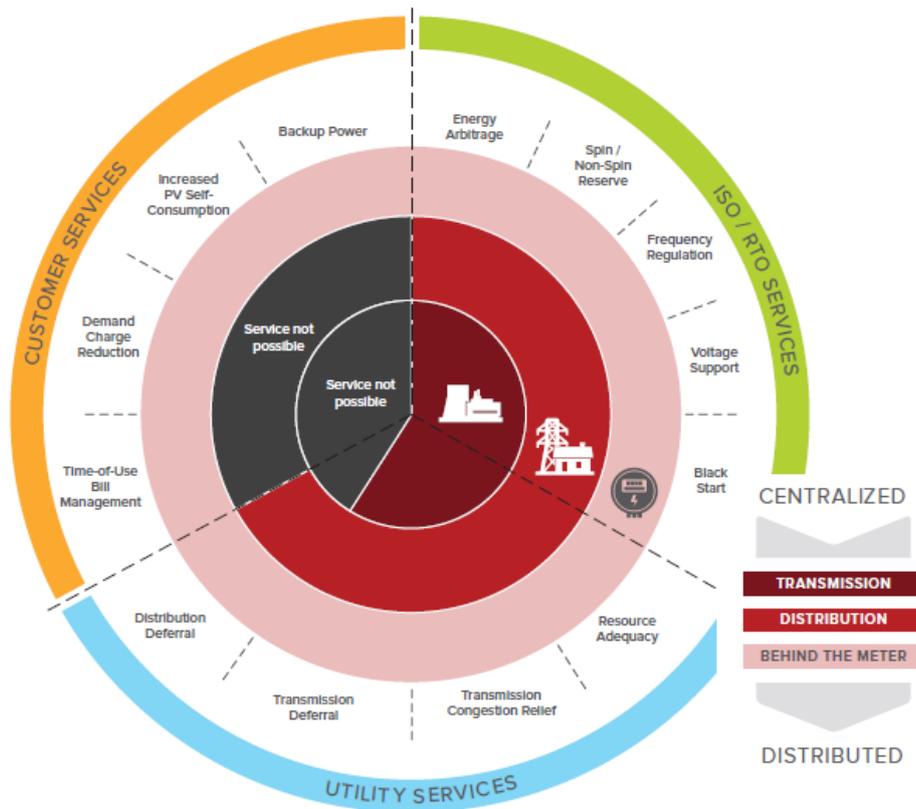


Figura 30 - The Economics of Behind-the-meter energy storage [13 different services batteries can provide to the grid]
 Fuente: (RMI, 2017)

Debido a las muy diferentes dinámicas y características de desempeño y tiempos de esos servicios, la evolución del mercado está impulsada por una amplia gama de diferentes tecnologías de almacenamiento. Algunos servicios requerirán alta potencia por períodos cortos (por ejemplo, regulación de frecuencia), mientras que otros requieren energía por períodos más largos (por ejemplo, reafirmación de la capacidad).

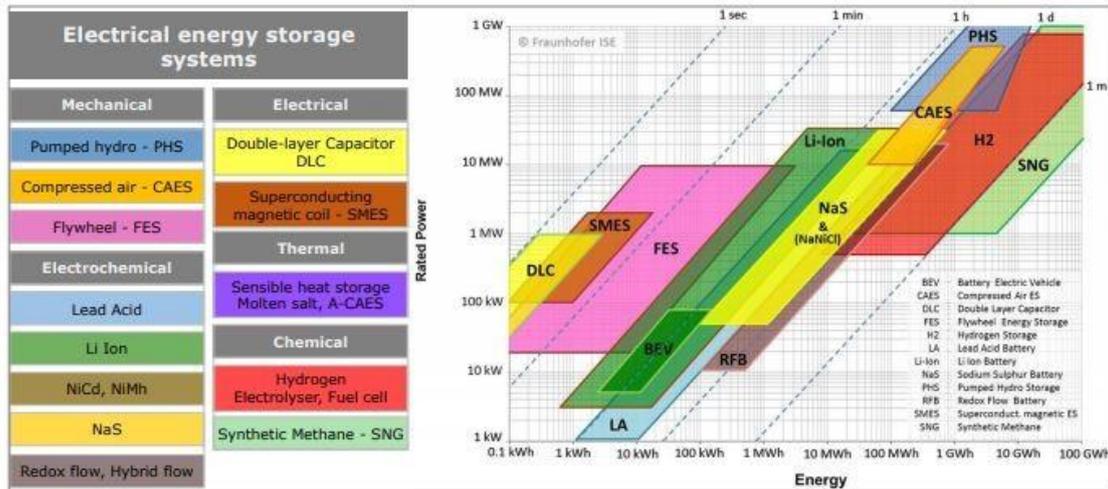


Figura 31 - Comparación de la potencia nominal, el contenido energético y el tiempo de descarga de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía Fuente: (IEC , 2012)

Estas diferencias implican distintos ciclos de carga / descarga. En algunos casos, los ciclos uniformes serán el estándar (por ejemplo, arbitraje de energía, desplazamiento en el tiempo), mientras que en otros patrones variables podría ser la norma (por ejemplo, soporte de voltaje). Por lo tanto, es probable que prospere un grupo diverso de tecnologías de almacenamiento. EUROBAT, la Asociación de Fabricantes Europeos de Baterías Industriales y Automotrices, espera que todas las principales tecnologías de baterías (plomo, litio, níquel y sodio) encuentren diferentes segmentos de mercado en los que puedan competir en rendimiento y costo, según los requisitos.

Recomendaciones esenciales:

- Aplicaciones de almacenamiento de energía a través de movilidad eléctrica (Vehicle-to-Grid(V2G))**

Según las proyecciones de IRENA (IRENA, 2017), el número de vehículos de cuatro ruedas para 2030 podría alcanzar las 220 000 unidades, lo que representa un 15% del parque automovilístico destinado al transporte de personas. Los vehículos de dos y tres ruedas tienen un potencial bastante importante, especialmente en las partes congestionadas de la ciudad y en los lugares turísticos. Se estima que, desde una perspectiva realista, se podrían poner en circulación 500, 000 unidades de este tipo de vehículos para 2030. Todo presenta una serie de oportunidades para combinar la movilidad eléctrica con el suministro de electricidad renovable. En conjunto, todos los tipos de vehículos eléctricos ofrecen una capacidad de almacenamiento de energía equivalente a 1,4 gigavatios-hora. Esto se empleará para proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico en la gestión de la variabilidad en la generación eólica y solar fotovoltaica.

- **Almacenamiento de Energía a Gran Escala**

El almacenamiento de energía a gran escala es crítico para aumentar la resiliencia de la red y para integrar recursos energéticos variables como la eólica, solar e hidráulica, hasta combustibles fósiles, recursos del lado de la demanda y los activos de eficiencia del sistema. Puede actuar como un activo de generación, transmisión o distribución, a veces en un solo activo. Se recomienda estudiar y crear una mesa de trabajo para la promoción de proyectos de almacenamiento de energía que cumplan las siguientes funciones:

- **Aplazamiento de actualización de distribución :**

El almacenamiento de energía puede retrasar el reemplazo de transformadores antiguos y ahorrar dinero a los propietarios de la infraestructura de transmisión. Cuando se reemplaza un transformador por un transformador nuevo y más grande, su tamaño se selecciona para manejar los aumentos en la demanda de electricidad durante los próximos 15 a 20 años. Esto conduce a la subutilización de los transformadores durante la mayor parte de sus vidas. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden descargar los transformadores existentes durante las horas pico, evitando así efectivamente la necesidad para transformadores nuevos y más grandes. El almacenamiento de energía puede prolongar la vida operativa de los transformadores existentes y reducir la subutilización de nuevos transformadores.

- **Alivio de la congestión de la transmisión:** *el almacenamiento de energía puede mejorar la resistencia de la transmisión al aliviar la congestión de la transmisión. El almacenamiento de energía se puede instalar aguas abajo de los puntos de congestión de la transmisión para reducir la congestión y mejorar la confiabilidad de la transmisión. Aliviar la congestión no solo ayuda a las empresas de servicios públicos a evitar los cargos por congestión, sino que también elimina la necesidad de proyectos de expansión de transmisión. Además, el almacenamiento de energía puede mejorar la confiabilidad de la transmisión contrarrestando las caídas de voltaje en las líneas de transmisión.*

- **Reservas giratorias, no giratorias y suplementarias:** *La capacidad de reserva es un requisito para el funcionamiento de una red eléctrica. Las reservas se utilizan para suministrar electricidad en caso de que una unidad de generación se desconecte inesperadamente. Hay tres tipos de reservas: reservas giratorias que responden a fluctuaciones de frecuencia, problemas de generación o transmisión dentro de un rango de diez segundos a diez minutos; reservas no giratorias que responden en diez minutos para su uso como cargas ininterrumpidas y/o restringibles (el derecho de un proveedor de transmisión a interrumpir la transmisión cuando la confiabilidad del sistema se ve amenazada o existen condiciones de emergencia); y cargas*

suplementarias que pueden responder en una hora para actuar como respaldo de las reservas giratorias y no giratorias en caso de una interrupción. El almacenamiento de energía a escala de red puede proporcionar cada uno de estos servicios.

- ***Regulación y respuesta de frecuencia:*** *el almacenamiento de energía a escala de red se puede utilizar para regular el voltaje. Por lo general, las unidades generadoras listas y en línea se utilizan para aumentar o disminuir el voltaje según sea necesario. El almacenamiento de energía puede reemplazar estas unidades generadoras listas y en línea para fines de regulación. De manera similar, el almacenamiento de energía se puede utilizar para responder a variaciones de frecuencia. Los sistemas de almacenamiento de batería y volante de acción rápida son mejores que las unidades de generación listas y en línea para mantener la frecuencia debido a su tiempo de respuesta más rápido.*

Referencias Bibliográficas



7. Referencias Bibliográficas

- Abbey, C. (2014). *Powering through the storm: Microgrids operation for more efficient disaster recovery*. IEEE power Energy Mag. vol 7, no.2.
- ADIE. (2020). La dinámica eléctrica de RD en tiempos de COVID. *Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica*.
- Angélica Lam, M. L. (2020). *Diagnóstico del estado actual de los pronósticos de generación de energía renovable*. Bonn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- Berigüete, R., Ramirez, O., Galindo, L., & Alatorre, J. (2020). Transición energética de la República Dominicana - ¿Cómo las estrategias de descarbonización del sector eléctrico aceleran la participación del sector privado en la contribución determinada a nivel nacional CDN? *Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)*.
- CDEEE. (2020). *Informes de Gestión Comercial de la CDEEE*. Santo Domingo.
- Comisión Nacional de Energía. (2018). *Plan De Expansión de Generación 2018-2030*. Santo Domingo.
- Comisión Nacional de Energía. (2020). *Estadísticas Instalaciones Fotovoltaicas (CNE)*. Santo Domingo.
- De Jesús, R. (26 de December de 2019). *Electric Vehicle-to-Grid Integration (V1G & V2G)*. Obtenido de <https://www.linkedin.com/pulse/electric-vehicle-to-grid-integration-v1g-v2g-emilio-de-jes%C3%BAs-grull%C3%B3n/>
- De Jesús, R. E. (21 de 06 de 2021). *Energía Journal RD*. Obtenido de El Potencial Solar de la República Dominicana: <https://energiajournal.wordpress.com/2020/11/01/potencial-solar-republicadominicana/>
- De Jesús, R. E. (2021). *National Academies*. Obtenido de Sciences Engineering and Medicine: https://sites.nationalacademies.org/PGA/PEER/PEERscience/PGA_364187
- Eckstein, S. H. (2013). Global Climate Risk Index 2013: “Global Climate Risk Index 2013: Who suffers most from Extreme weather events?,”.
- ESMAP, Energy Sector Management Assistance Program. (2021). *Global Solar Atlas-Dominican Republic*.
- Estévez, M. H. (2021). *Energía Journal*. Obtenido de Plan Estratégico Nacional de la Movilidad Eléctrica de la República Dominicana: <https://energiajournal.wordpress.com/2021/04/04/plan-estrategico-nacional-de-la-movilidad-electrica-de-la-republica-dominicana/>

- ETED. (2020). *Plan de Expansión: Sistema de Transmisión Eléctrico 2021-2035*. Santo Domingo.
- FEMA. (2017). *Protecting Building Utility Systems from Flood Damage*.
- Fernandez, M. (25 de 06 de 2021). *Energia Journal RD*. Obtenido de Nivel de Penetración Fotovoltaica Permisible en las Redes de Distribución Dominicanas: <https://energijournal.wordpress.com/2021/01/18/nivel-de-penetracion-fotovoltaica-permisible-en-las-redes-de-distribucion-dominicana/>
- IEC . (2012). *Comparación de la potencia nominal, el contenido energético y el tiempo de descarga de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía*.
- INTRANT. (2020). *Plan Estratégico de Movilidad Eléctrica*. Santo Domingo: Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre.
- IRENA. (2017). *International Renewable Energy Agency, Perspectivas de Energías Renovables: República Dominicana. REmap 2030*.
- IRENA. (2019). *International Renewable Energy Agency - Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles*.
- MEM. (18 de 07 de 2012). *Ministerio de Energía y Minas*. Obtenido de <https://mem.gob.do/nosotros/viceministerios/viceministerio-de-seguridad-energetica-e-infraestructura/>
- Observatorio de Políticas Sociales y Desarrollo. (2019). *Energía de Fuentes Renovables como Motor del Desarrollo Sostenible*. Santo Domingo: Vicepresidencia.
- Organismo Coordinador. (2020). *Memoria Anual*. Santo Domingo: OC.
- Organismo Coordinador. (2020). *OPERACIÓN ISLA DEL SENI*. Santo Domingo.
- Panteli, M., & Pickering, C. (2017). Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*.
- Ramírez, J. (2021). Atribuyen apagones a falta de gas y alzas de precios combustibles. *Listin Diario*.
- RMI. (2017). *The Economics of Behind-the-meter energy storage [13 different services batteries can provide to the grid]* .
- RMI. (2020). *Reimagine Grid Resiliency*. Rocky Mountain Institute.
- SIEMENS. (2018). *Resiliente by Design: Enhanced Reliability and Resiliency for Puerto Rico's Electric Grid*. Siemens Industry Inc.
- U.S Department of Energy. (2018). *Energy Resilience Solutions for Puerto Rico Grid*. Washington, DC.

U.S Department of Energy Office of Energy Assurance. (2002). *Energy Infrastructure Risk Management Checklist for Small and Medium Sized Energy Facilities*.

Vasquez, A., Montilla, J., & Cabral, M. (2020). La dinámica eléctrica de RD en tiempos de COVID. *ADIE*.

VSEI (Dirección). (2017). *Conferencia Resilience in the Dominican Republic: Vulnerabilities and Challenges* [Película].

VSEI. (2021). *Informe de Identificación y Clasificación de Infraestructuras energéticas Críticas en la República Dominicana*. .

VSEI, V. d. (Dirección). (2021). *La Seguridad Energética, una Estrategia para el Desarrollo Sostenido del SENI* [Película].

Worldmeters. (2021). *Worldmetres*. Obtenido de Oil Consumption in the Dominican Republic: <https://www.worldometers.info/oil/dominican-republic-oil/>

8. Glosario de Términos

La resolución 002-2014 del MEMRD define lo siguiente:

Infraestructura Crítica es toda aquella que resulte tal que su deterioro, paralización o destrucción por falta de un adecuado plan de mantenimiento, podría tener un impacto debilitador de la seguridad energética nacional y repercusiones en la economía nacional o en regiones específicas del país.

El artículo 2 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01 (RALGE) define lo siguiente:

Empresa de Generación: Empresa Eléctrica cuyo objetivo principal es operar una o varias unidades de generación eléctrica.

Central Térmica: Conjunto de una o más unidades generadoras que trabajan en base a combustible fósiles.

Empresa Hidroeléctrica: Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es construir y operar las unidades de operación hidroeléctricas, mediante el aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de los ríos, saltos de agua o mareas.

Energía No Convencional: Incluye a todas las energías renovables, salvo a las hidroeléctricas mayores de 5MW y al uso energético de la biomasa. Puede incluir otras energías de origen no renovable, pero en aplicaciones especiales como de cogeneración o de nuevas aplicaciones con beneficios similares a las renovables en cuanto a ahorrar combustibles fósiles y no contaminar.

Cogeneradores: Entidades o empresas que utilizan la energía producida en sus procesos, a fin de generar electricidad para su propio consumo y eventualmente, para la venta de sus excedentes a terceros, a través del SENI.

Empresa de Transmisión: Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es operar un Sistema Interconectado, para dar servicios de transmisión de electricidad a todo el territorio nacional.

Empresa Distribuidora: Empresa beneficiaria de una concesión para explotar obras eléctricas de distribución, cuyo objetivo principal es distribuir y comercializar energía eléctrica a clientes o usuarios de servicio eléctrico público de Electricidad, dentro de su zona de concesión.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Es el mercado eléctrico en el cual interactúan las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución y Comercialización, así como los Usuarios No Regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Comprende el Mercado de Contratos y el Mercado Spot.

Sistema de Distribución: Corresponde a las instalaciones de media y baja tensión destinadas a transferir electricidad hacia usuarios finales desde los puntos de conexión con las instalaciones de transmisión, dentro de la Zona de Concesión para la explotación de obras eléctricas.

Sistema de Transmisión: Conjunto de líneas y de subestaciones de alta tensión, que conectan las subestaciones de las centrales generadoras de electricidad con el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución y en los demás centros de consumo.

Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI): Conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del OC.

Organismo Coordinador (OC): Es una institución cuya función es planificar y coordinar la operación de las empresas generadoras, así como del sistema de transmisión y distribución que integran el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

Superintendencia de Electricidad (SIE): Es un organismo autónomo creado por la Ley 125-01, cuya función principal es ser el ente regulador del Sub-Sector Eléctrico.

Centro de Control de Energía (CCE): Dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), cuya función principal es la operación en tiempo real del Sistema Interconectado, siguiendo las directrices dictadas por el Organismo Coordinador.

Zona de Concesión: Área geográfica establecida en los contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas de distribución, dentro de la cual la empresa concesionaria tiene el derecho de ser distribuidor exclusivo del suministro de la energía eléctrica demandada por los usuarios sometidos a regulación de precios.

9. Notificación de Cambios

Revisión No.	Descripción del cambio	Razón de/los cambios
1	Ajuste de contenido de acuerdo a los nuevos requerimientos de las políticas emitidas por CGR.	Revisión y Actualización
2	Cambio de línea gráfica (títulos, logos y color)	Revisión y Actualización
3	Ajuste de contenido para acotarlo dentro de los objetivos del plan	Revisión y Actualización
4	Modificación de contenido después del proceso de socialización (interna)	Revisión y Actualización
5	Modificación de contenido después del proceso de socialización (externa) ETED - OC - EDENORTE	Revisión y Actualización

10. Vigencia

Este documento entrará en vigor a partir de su fecha de aprobación y de su socialización con el área dueña del proceso.

Elaborado por:

Coordinador de
Infraestructuras
Energéticas

Fecha:

Revisado por:

Director de
Infraestructuras
Energéticas

Fecha:

Aprobado por:

Viceministro de
Seguridad Energética e
Infraestructura

Fecha: