

## Visión Del Instituto De Energía De La Uasd

Por José Luis Moreno San Juan. Director Instituto de Energía UASD

- **Introducción.**

En este documento se presenta la visión del Instituto de Energía de la UASD (IEUASD) en torno a cómo debe evolucionar la matriz de generación dentro del sistema eléctrico dominicano con el objetivo de reducir para el año 2050, y eventualmente eliminar para el año 2060, la participación de combustibles fósiles de nuestra matriz de generación eléctrica y en la movilidad de pasajeros y de cargas. Con esto se lograría la soberanía energética. El documento por lo tanto esboza el contenido de un Plan Energético Nacional 2035–2060 para la transición energética, partiendo de los comentarios del Instituto al plan de expansión vigente elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) 2022-2036. Esta propuesta de plan de transición deberá ser ampliada por la CNE y contrastada con las políticas energéticas que asuman las naciones de nuestra región y con el Proyecto de Nación que recoja lo que la sociedad dominicana quiera ser para el año 2060.

A falta de dicho Proyecto de Nación nuestras evaluaciones y recomendaciones están basadas en distintas proyecciones de posibles crecimientos de la demanda, partiendo de dos escenarios de crecimiento económico del PIB Nacional: Uno de crecimiento mínimo o vegetativo anual de un 5 %; otro de crecimiento máximo anual de un 7% inicial, con una industrialización moderada y movilidad eléctrica, la cual tendrá un impacto de significación en la demanda a partir del año 2035.

Este plan debe fomentar la instalación de fábricas de componentes a usar en la transición, dimensionando las mismas no solo para el mercado local, sino también para el mercado del DRCAFTA. Esperamos que nuestras consideraciones sean

de valor y sirvan de oportuna referencia para los técnicos nacionales que colaboren en la conformación del Plan Energético Nacional hacia el 2060.

En este trabajo participaron miembros y colaboradores del Instituto entre los que destacamos: Carlos Fernández Fernández, Pedro Almonte Martínez, Amparo Céspedes Hidalgo, Daysi Aguasvivas, David Medina, Darío Arias, Eduardo Sagredo, Luis Guzmán, Cristóbal Román y Canonabo Ortega, coordinados por el director del Instituto José Luis Moreno San Juan.

### II – Preámbulo y consideraciones previas.

En un análisis anterior, que transcribimos parcialmente aquí, analizamos el “Borrador del Plan Energético Nacional República Dominicana CNE 2022-2036, preámbulo del presente plan. Asumimos que el “Borrador del Plan Energético Nacional 2022-2036” contiene todas las informaciones requeridas para poder establecer las metas y previsiones para el cálculo de las necesidades energéticas que demandarán la población, el comercio, la industria y las instituciones públicas y privadas hasta el 2036, por lo que solo le hicimos las siguientes sugerencias:

- Consideramos oportuno revisar la participación de algunas de las tecnologías contempladas para suplir la demanda, así como integrar otras ya maduras, o de previsible uso y factibilidad para el período contemplado. Hemos ponderado otras 12 alternativas de generación y almacenamiento para suplir la demanda.
- Hay que revisar las capacidades consideradas para la reserva rodante y la reserva fría,

así como su debida compensación (garantía económica), con el objetivo de garantizar el 100% de la demanda requerida, a la vez que se protegen las inversiones realizadas. Sugerimos se incrementen ambas.

- Hay que desarrollar con claridad los conceptos de retiro por obsolescencia, ya sea tecnológica como financiera. Con el desarrollo del sistema, ciertas tecnologías y combustible saldrán del despacho ya que los objetivos de desfosilización y precios les eliminarán.

- Hay que revisar el concepto de central marginal al usar las plantas de reserva fría, ya que pudieran generarse distorsiones significativas de precios. Una planta con el estatus de reserva fría no debería marcar el precio del spot.

- En lo relativo al subsector eléctrico, coincidimos con las demandas de potencia y energía del escenario 3 (visión CNE)

- Caracterización de la demanda de potencia: En lo relativo a las proyecciones de la demanda de potencia para los años 2025, 2030 y 2035. Estamos de acuerdo con los estimados, más no así con algunas participaciones por fuentes primarias. Consideramos la interconexión con el estado de la Florida por las siguientes razones:

- Comprar energía generada con gas natural, nuclear o renovables.

- Dar al Sistema Eléctrico Dominicano una considerable estabilidad en cuanto a su capacidad de reserva y racionalidad económica en lo relativo al precio de la potencia y energía a suplir.

- Permitiría la exportación de energía. Estamos conscientes de los retos que entraña la interconexión; pero es una tecnología ya madura cuyos precios la hacen competitiva en comparación con la generación de energía a partir de Gas Natural Licuado importado. Aunque se requieren estudios más detallados, los análisis preliminares realizados por IE-UASD muestran su factibilidad y por ello lo consideramos una opción de aprovisionamiento energético segura a partir del 2032.

También incluimos el almacenamiento de energía, en sus diferentes variedades, habida cuenta de los precios competitivos que se esperan obtener con las renovables y la interconexión. A la fecha hemos considerado:

Almacenamiento Agua, con tres opciones:

- Hidrobombeo de Contra-embalse a Embalses Existentes

- Hidrobombeo de Embalse Existente a Nuevo Embalse Superior

- Hidrobombeo de Nuevo Embalse (Nuevas presas), a Nuevo Embalse Superior

Otros almacenamientos:

- Baterías de Hierro

- Baterías de Litio

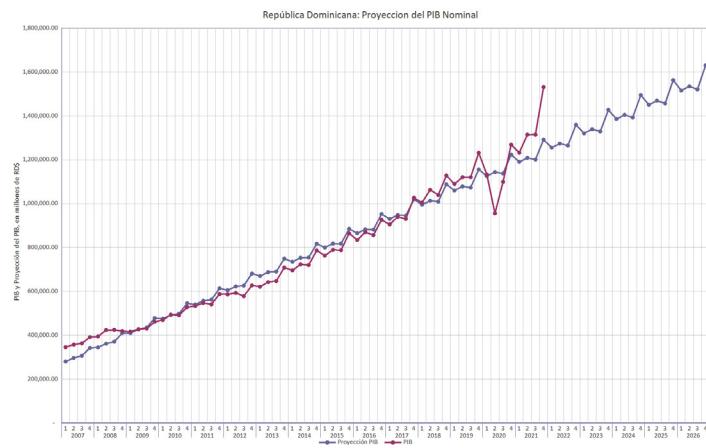
- Hidrógeno.

### **III. Plan Energético Nacional: Visión IEUASD generación y operación periodo 2035-2060.**

Se proyecta el crecimiento de la demanda en base al crecimiento del PIB y su correlación con el crecimiento histórico de la demanda. En la gráfica 1 se muestra la correspondencia del modelo

de crecimiento económico y el real; y en la gráfica 2 la serie del crecimiento de la demanda y la ecuación que se correlaciona, esta se corresponde bien con la del crecimiento del PIB.

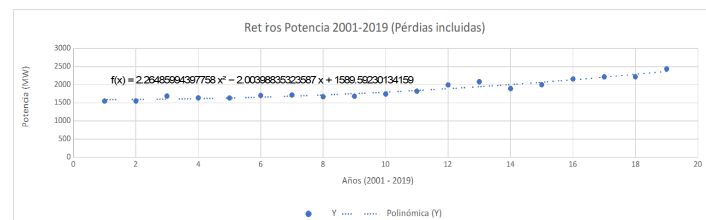
Gráfica 1 Proyección del crecimiento PIB en la RD. Valor constante 5%.



Proyección del crecimiento PIB en la RD. Valor constante 5%.

Gráfica 2 Serie histórica crecimiento vegetativo 2001 al 2019. Fuente: (Instituto de Energía IEUASD)

Proyección mínima. 2030 – 4496 MW; 2040 – 6483 MW; 2050 - 9062 MW y 2060 - 12284 MW  
Proyección máxima.



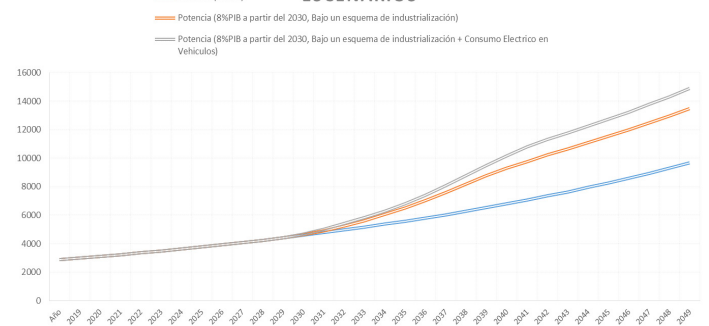
Fuente: (Instituto de Energía IEUASD)

Esta es la mejor simulación crecimiento mínimo o vegetativo con restricción de demanda en 0.763. Multiplicar por 1.31 coeficientes para ajustar demanda máxima día t po 28 sept òmbre 2021 con 98.2 % demanda sat ò fecha. Ecuación ajustada para proyección. Crecimiento 3.71% con restricciones, sin restricciones 4.86%, correlación con PIB 0.972.  $f(x)=2.962X^2-2.704X+2087.36$

2030, la proyección mínima se corresponde con la ecuación de la gráfica 2. Tres distintos escenarios han sido planteados basados en: un crecimiento anual normal de un 4% del PIB (línea azul), un crecimiento de un 7% del PIB basado en un plan de Industrialización (línea roja) y un último basado en Industrialización más movilidad eléctrica (línea gris).

Cada uno de estos escenarios representa un incremento en la demanda diferente por lo que evaluaremos el máximo para estimar las necesidades de capacidad requeridas por el sistema eléctrico. En caso de no producirse la industrialización prevista, las proyecciones al 2060 podrían llegar a ser menores en un 28%. Hasta el año 2035 consideramos pocos cambios en los valores proyectados. Para el 2040 podría ser menor en un 7% (situándose en los 8,514 MW), para el 2045 un 14% (situándose en los 9693 MW), y para el 2050 un 21% menor (situándose en los 12,078 MW).

PROYECCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA AL 2050 ESCENARIOS



Fuente: (Instituto de Energía IEUASD)

En las tablas 1 y 2 se muestran el pronóstico de demandas de potencia máximas y mínimas requeridas del 2025 al 2050, en base a las premisas

anteriores. Como se podrá apreciar, con una industrialización moderada el incremento sostenido decreciente partiendo de un 7% por cada lustro, llegándose a una potencia, o capacidad, máxima requerida de unos 13,200 MW de potencia hacia el año 2050, y un mínimo de 12,078 MW de no producirse la industrialización.

En el 2060 el requerimiento de potencia llegaría bajo las mismas premisas a un máximo de 19,418 MW y un mínimo de 14,969 MW. Siempre considerando para la estimación de la demanda una industrialización moderada y el consumo por la movilidad eléctrica, pero asumiendo que una parte se hará en base a hidrógeno y generación distribuida, y las reservas rotante y frías necesarias para garantizar un suministro eléctrico estable y sin interrupciones.

Tabla 1 Proyecciones máximas de potencia requerida del sistema

| Proyecciones máximas de potencia requerida del sistema |              |              |              |              |              |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Parámetro  | 2025         | 2030         | 2035         | 2040         | 2045         |
| Demanda máxima 12:00 (MW)                              | 3,313        | 4,228        | 5,377        | 6,385        | 7,803        |
| Demanda máxima 21:00 (MW)                              | 3,601        | 4,596        | 5,836        | 6,930        | 8,469        |
| <b>Variación Pico (MW)</b>                             | <b>288</b>   | <b>368</b>   | <b>459</b>   | <b>545</b>   | <b>666</b>   |
| Variación Pico %                                       | 8%           | 8%           | 7.9%         | 7.9%         | 7.9%         |
| <b>Potencia en Línea (MW)</b>                          | <b>4,011</b> | <b>5,074</b> | <b>6,411</b> | <b>7,710</b> | <b>9,422</b> |
| Reserva Rotante en (MW)                                | 410          | 478          | 575          | 780          | 953          |
| <b>Reserva Fría en (MW)</b>                            | <b>721</b>   | <b>920</b>   | <b>1,167</b> | <b>1,389</b> | <b>1,694</b> |
| Capacidad disponible requerida (MW)                    | 4,732        | 5,994        | 7,578        | 9,099        | 11,116       |

Fuente: (Comisión Nacional de Energía/IEUASD)

Nota: Proyecciones máximas de Demanda de Potencia y Energía. Crecimiento decreciente: del 2026 al 2035, 6.2%; del 2036 al 2045, 4.5%; del 2046 al 2050, 3.7%.

Tabla 2 Proyecciones mínimas de demanda del sistema.

| Proyecciones mínimas de demanda del sistema |              |              |              |              |              |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Parámetro                                   | 2025         | 2030         | 2035         | 2040         | 2045         |
| Demanda máxima 12:00 (MW)                   | 3,313        | 4,228        | 5,189        | 5,938        | 6,785        |
| Demanda máxima 21:00 (MW)                   | 3,601        | 4,596        | 5,632        | 6,445        | 7,283        |
| <b>Variación Pico (MW)</b>                  | <b>288</b>   | <b>368</b>   | <b>443</b>   | <b>507</b>   | <b>572</b>   |
| Variación Pico %                            | 8%           | 8%           | 8.5%         | 8.5%         | 8.5%         |
| <b>Potencia en Línea (MW)</b>               | <b>4,011</b> | <b>5,074</b> | <b>6,207</b> | <b>7,225</b> | <b>8,236</b> |
| Reserva Rotante en (MW)                     | 410          | 478          | 575          | 780          | 953          |
| <b>Reserva Fría en (MW)</b>                 | <b>721</b>   | <b>920</b>   | <b>1,126</b> | <b>1,289</b> | <b>1,457</b> |
| Capacidad disponible requerida (MW)         | 4,732        | 5,994        | 7,333        | 8,514        | 9,693        |

Nota: Proyecciones mínimas de Demanda de Potencia y Energía. Crecimiento decreciente: del 2026 al 2035, 5.6%; del 2036 al 2050

Dada la variabilidad de los recursos de generación distribuida y fuentes renovables variables sobre los cuales descansará la generación eléctrica, será necesario que la operación de todo el sistema eléctrico a partir del año 2030 cuente con la inteligencia artificial para coordinar de forma eficiente la asignación y retiro oportuno de recursos de generación y almacenamiento en función de las necesidades del mismo.

En la Tabla 3 se establecen las metas en porcentaje de participación por fuente de energía hasta el año 2050, para las proyecciones máximas de la demandas partiendo de esto se determinan las potencias firmes por fuente que se muestran en la Tabla 4.

Tabla 3 Porcentaje máximo de participación por fuente primaria (Energía)

| Tipo          | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|
| <b>12:00</b>  |      |      |      |      |      |      |
| Fósiles       | 60%  | 56%  | 54%  | 41%  | 30%  | 12%  |
| Renovables    | 35%  | 38%  | 36%  | 42%  | 43%  | 56%  |
| Hidro         | 5%   | 6%   | 4%   | 4%   | 3%   | 2%   |
| Interconexión | 0%   | 0%   | 6%   | 10%  | 12%  | 14%  |
| Nuclear       | 0%   | 0%   | 0%   | 3%   | 12%  | 16%  |
| <b>21:00</b>  |      |      |      |      |      |      |
| Fósiles       | 81%  | 77%  | 66%  | 55%  | 43%  | 20%  |
| Renovables    | 9%   | 11%  | 12%  | 14%  | 14%  | 38%  |
| Hidro         | 10%  | 12%  | 13%  | 15%  | 16%  | 13%  |
| Interconexión | 0%   | 0%   | 9%   | 13%  | 16%  | 14%  |
| Nuclear       | 0%   | 0%   | 0%   | 3%   | 11%  | 15%  |

Fuente: (Instituto de Energía IEUASD)

Todas las gráficas de estimación se basa en el mismo patrón, la curva de demanda horaria definida por el día de la demanda máxima del año 2021, según datos del Organismo Coordinador, que se muestran en la gráfica 4.

Este patrón podría variar con el tiempo, cada vez menos variable de las 16 a las 22 horas, según tendencia observada en los últimos años en la RD y en otros países del área. Las inversiones requeridas para la transición no implican costos por encima de los cuantificados para un plan de expansión con energía convencional. Se requieren invertir cerca de US\$ 70,000 millones para cubrir las proyecciones máximas de este plan en nueva generación y almacenamiento de energía de ahora al año 2060.

Toda nueva generación debe estar sujeta al plan de expansión, donde se especifiquen tecnología y

ubicaciones de los centros de generación. Esto es válido también para las renovables, debiéndose fomentar el uso de generación distribuida.

| Tipo          | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  | 2045   | 2050   |
|---------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|
| Fósiles *     | 3,833 | 4,615 | 4,815 | 4,764 | 4,552  | 2,448  |
| Renovables**  | 3,161 | 4,347 | 5,221 | 7,298 | 13,643 | 21,259 |
| Hidro***      | 771   | 791   | 988   | 1,823 | 2,376  | 3,213  |
| Interconexión | 0     | 0     | 684   | 1,170 | 1,760  | 2,380  |
| Nuclear       | 0     | 0     | 0     | 330   | 1,320  | 2,800  |

Fuente: (Instituto de Energía IEUASD)

\*\* Incluye contribución a reserva

\*\* Incluyendo almacenamiento baterías de agua y hierro, generación distribuida, biomasa y otras fuentes alternas.

\*\*\* Con hidrobombeo por encima de 771 MW

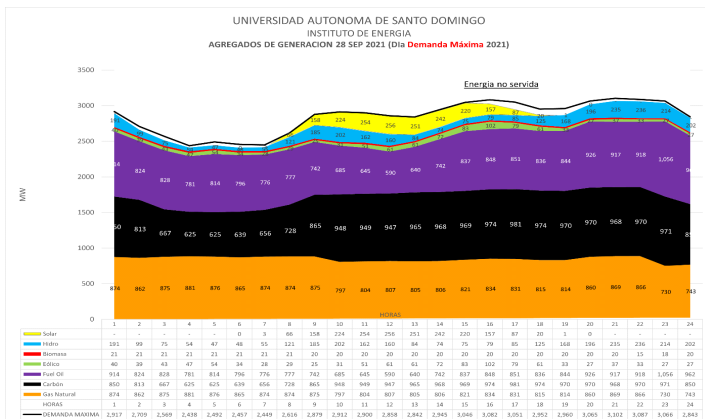
El uso masivo de energías renovables requiere un sistema de transmisión con capacidad de transferir energía de cualquier punto de generación a cualquier centro de demanda. Debe estar anillado en la 345 kV y ser capaz de transportar la energía proyectada para cada año del plan de expansión, contemplando la generación distribuida. Esta última crecerá notablemente a partir del 2035, junto al incremento de la movilidad eléctrica y la auto gestión energética, usando las redes de distribución con los mismos criterios usados para la transmisión; para lo cual se requiere implementar una red inteligente para inyecciones y retiros de energía y administración de la demanda en tiempo real. La capacidad de almacenamiento de energía debe ser capaz de soportar variaciones en la oferta de potencia y energía de las renovables, inicialmente con baterías eléctricas, y complementarlas con baterías de agua.

Para esto último se contempla el hidrobombeo para el almacenamiento desde el año 2035, a partir del año 2040 el uso del hidrógeno verde. Otras

formas de almacenamiento podrían ser consideradas dependiendo de la evolución tecnológica y costo-eficiencia de las mismas. En las estimaciones de almacenamiento incluyen reservas de 1 a 3 días, dependiendo el nivel de cobertura de las renovables, del año 2035 al 2050. Sin embargo, esa necesidad deberá ser revaluada en el futuro tomando en cuenta el desarrollo tecnológico.

Este plan debe supervisarse de manera continua, y revisarse cada 5 años verificando su vigencia, tomando en consideración la evolución de las tecnologías. Para el año 2035 deberá estar en servicio la interconexión con La Florida, USA; con la capacidad inicial estimada en 1,400 MW. Se requieren a ese año unos 20,000 MWh día de almacenamiento. Este sería el punto de partida.

Gráfica 4 Curva de Demanda y Cobertura por fuente 28 de septiembre 2021.



Para el año 2040 deberá entrar en servicio la primera planta de generación nuclear de RD con una capacidad nominal de 600MW, la central Juan Pablo Duarte. Se planea la puesta en operación de una segunda interconexión, esta vez con Puerto Rico con vocación exportadora de excedentes de la producción local y/o posibles transferencias

desde Florida. Para el año 2040 se requiere ampliar a unos 29,000 MWh día la capacidad de almacenamiento de energía para continuar ampliando el uso de las renovables (sol-viento), ya para el año 2045 la capacidad de almacenamiento debe ser de unos 35,800 MWh día.

Para el año 2045 se debe contar con una reserva para dos días, cuyo incremento se proyecta en base a hidrógeno verde, ampliando la capacidad de almacenamiento en 1000 MW de motores que usen como combustible hidrógeno verde, para generar unas 15 horas al día. Se contempla también la interconexión con Colombia.

En ese año se estaría cubriendo el 46% de la energía de día con renovables y el 30% en la noche con total confiabilidad. La movilidad eléctrica estará en pleno desarrollo con énfasis en el transporte colectivo. La generación distribuida estará generalizada y automatizada, los excedentes se almacenarán, el crecimiento de la demanda disminuirá por cambios en la cultura del uso de la energía, y a las mejoras en la eficiencia de los equipos.

Para el año 2050 se requiere asegurar entre 122,400 y 80,200 MWh día de almacenamiento de energía usando como fuente la energías solar fotovoltaica y la eólica, esa energía almacenada suplirá energía de noche y de día cuando se requiera. En el año 2060 no se usaran combustibles fósiles para la generación eléctrica con lo que alcanzaríamos de paso la soberanía energética. Se habrá instalado la primera central hidráulica para aprovechar las corrientes marinas del litoral sur con 50 MW y se adicionaran al menos 100 MW de proyectos en base a biomasa, y nuevas capacidades en centrales nucleares y en motores en base a hidrógeno verde.

Esto último representaría una capacidad complementaria de almacenamiento al hidrobombeo, con el propósito de soportar la matriz de generación en horario nocturno, cuando la capacidad fotovoltaica no está disponible, aportando unos 45,000 MWh al día adicionales, pues se requerirá un total de almacenamiento de 171,400 a 111,600 MWh día para el año 2060.

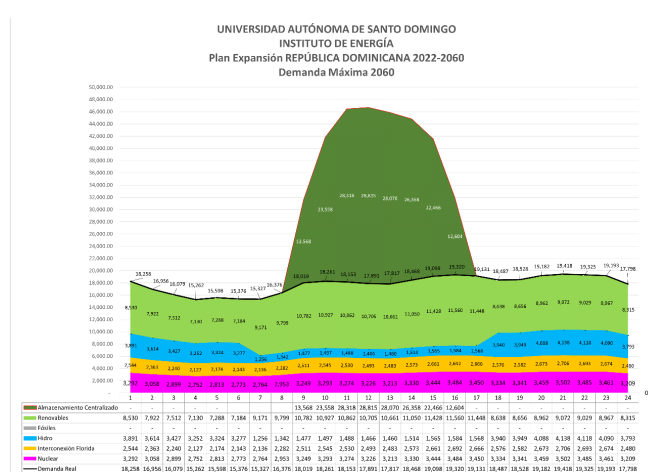
En la gráfica 5 se muestran las distintas fuentes y sus magnitudes por hora para el año 2060, para la proyección máxima; ya sin el uso de combustibles fósiles. En la gráfica 6 se muestra la evolución de las distintas fuentes usadas para la generación de energía eléctrica desde el año 2022 hasta el año 2060; destacándose el fuerte incremento en el componente de las energías de fuentes renovables, el incremento del almacenamiento de energía y el fin del uso de combustibles fósiles en la generación de electricidad. La línea negra de esa gráfica define lo que sería la evolución en la curva de demanda a través de los 38 años que abarca el periodo evaluado. Toda la energía generada mostrada por encima de la curva de demanda (línea negra) sería energía a almacenar para ser entregada en los momentos en que la demanda supere a la oferta en línea de las renovables. Otro aspecto a considerar es el de la eficiencia energética. Los aspectos relativos a la eficiencia energética están implícitos dentro del desarrollo de nuestra matriz de generación, tanto en la demanda como en la oferta, como un medio de reducción eficaz de la demanda, sin que ello implique sacrificar los niveles de desarrollo industrial, comercial y de calidad de vida que se desean alcanzar. Esto debe ser abordado como parte de la educación, desde la primaria a la universitaria, bajo un modelo de uso responsable y eficaz de la

energía. Dentro de ese modelo educativo se pondría énfasis en considerar el uso que hacemos de la energía, para lograr reducir al máximo el consumo per cápita, revaluando los hábitos y costumbres en el uso de la energía. Consideramos esto como un tema transversal en el plan de transición energética, que no se limita solo al consumo de energía eléctrica.

#### IV. Tecnologías consideradas para el plan de expansión.

##### 1. Racionalizar el Costo de Capital en obras de infraestructuras eléctricas.

Para que sean competitivas las energías renovables en RD es necesario cambiar las premisas del montaje financiero de los proyectos, lo cual aplica para cualquier tipo de proyecto menores tasas y mayores tiempos para la recuperación de la inversión y para la amortización de lo financiado. En base a las premisas actuales resulta más rentable ejecutar proyectos con fondos propios enmarcados dentro del concepto de generación distribuida.

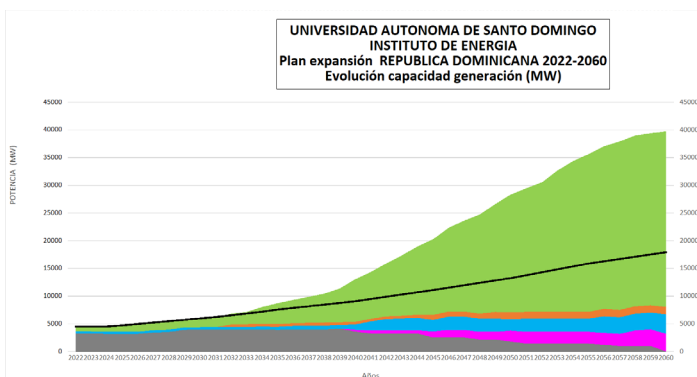


Gráfica 5 Año 2060. Curva de demanda diaria

máxima y cobertura por tipo de fuente.

Fuente: (Instituto de Energía IEUASD)

Nota: Capacidad de almacenamiento requerida 171,435 MWh día Eólica 3500 MW, hidrobombeo 3,479 MW por 15 horas



Gráfica 6 Evolución de la participación por fuentes en la generación 2022 – 2060

Fuente: (Instituto de Energía IEUASD)

## 2. Comparación de tecnologías a precios de agosto 2022.

En la tabla 5 se presentan las opciones tecnológicas sugeridas para la transición con el objetivo de sustituir los combustibles fósiles. Como se puede apreciar la fotovoltaica presenta el LCOE (Levelized Cost of Energy), costo nivelado de la energía, más bajo de todas las opciones, situándose en 0,0522 US\$/kWh, y el almacenamiento de energía mediante el hidrobombeo resulta ser la mejor opción en la actualidad con valores entre 0.12 a 0.18 US\$/kWh. La energía nuclear es la que sigue a la fotovoltaica en LCOE, algo que se evaluó en el preámbulo donde se comentaba el plan

de expansión de la CNE del periodo 2022 a 2035. El LCOE para la nuclear modular se sitúa en los 0,0574 US\$/kWh, por eso se contempla como energía firme y de respaldo a las renovables, hasta para almacenamiento de energía, de ser necesario.

En el caso dominicano el potencial del hidrobombeo garantiza el uso masivo de la fotovoltaica sin inconvenientes. En embalses de regulación existen más de 4,500 MW posibles de usar y con dos depósitos el potencial supera los 20,000 MW, sin considerar el uso del lago Enriquillo y el de Azuey que constituye la mayor batería de agua de la región, con una capacidad similar. Sin embargo, en la práctica se podría usar solo el 50% del potencial, en estos últimos dos casos.

Se valora el hidrobombeo como la más económica hoy y a futuro por su disponibilidad. Luego del 2030, el hidrógeno será el más competitivo. Hoy su LCOE está en unos 0.2431 US\$/kWh, pero para ese año rondará entre los 0.128 a 0.0612 US\$/kWh ya que sea usado en motores y/o en celdas de combustible.

## 3. Tendencia de los precios en US\$/kWh hasta el año 2060.

La evolución de los precios monómicos con el uso de las energías renovables hasta el año 2060. tienden a la baja (reducción de un 50%), algo que es contrario a lo que generalmente se piensa sucederá con el uso de las energías renovables. El impacto mayor sobre la disminución de los precios estará en el costo de abastecimiento de las Empresas de Distribución, y una consecuente reducción de la tarifa eléctrica.



### 5.3. Uso de la energía nuclear.

En el plan se contempla su uso a partir del año 2040. Se analizan el uso de nuevas tecnologías como las modulares y el uso de Torio como combustible, para una fecha posterior al año 2060 se debe evaluar el uso de la fusión nuclear.

Se contempla el uso de la energía nuclear en base como respaldo a renovables, junto a las interconexiones, y su uso parcial complementario de día para suplir el bombeo en los sistemas de almacenamiento por hidrobombeo. El uso de la energía nuclear maximiza el retiro de plantas de combustibles fósiles. Se contempla el retiro de más de 2,700 MW de estas plantas para el año 2050.

### 5.4. Interconexiones.

Se proyecta interconectar el Sistema Eléctrico Nacional con otros países de la región, comenzando con los Estados Unidos, luego con Puerto Rico y finalmente con Colombia. Luego se podría contemplar otros países de la región, pero para los fines dominicanos esas son las prioritarias. Las ventajas de las interconexiones:

- Diversificar matriz de suministro con energía eléctrica importada de menor costo.
- Mejora resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional. Reserva fría complementaria.
- Mínimo impacto ambiental en Costas y Teritorio.
- Habilitaría el desarrollo de parques Energía Limpia para exportación.

Es necesario hacer acuerdos de integración de los sistemas con Estados Unidos, Puerto Rico y Colombia para hacer viable la inclusión de las interconexiones en los planes de expansión,

### V - Sobre la transmisión en la transición energética.

El sistema de transmisión debe ser capaz de enlazar todos los centros de generación con los de demanda, de manera flexible. Para esto se requiere desarrollar redes inteligentes que operen automáticamente e informen en tiempo real.

En esta nueva era energética, empresas, corporaciones locales y propietarios se convertirán en productores y consumidores de su propia energía, en lo que se conoce con el nombre de generación distribuida o también “auto consumo eléctrico”, regido por el “balance neto”, que contabiliza lo que el productor inyecta a la red y lo que retira de la misma. Luego el sistema de transmisión debe estar en capacidad de poder soportar los flujos de energía que todo esto implica. La capacidad debe ser al menos 18,000 MVA para el año 2060. Se estima que la inversión requerida hasta el año 2030 es de unos US\$ 1,000 millones. Se estima en más de US\$ 5,000 millones lo requerido hasta el año 2060. Estas inversiones saldrían del propio flujo de caja de empresa de transmisión. Debe ser capaz de admitir las interconexiones previstas, para hacer resiliente el Sistema Eléctrico Nacional debido al incremento del uso de energías renovables y posibles eventualidades, incluyendo las climáticas.

### VI – Sobre la distribución eléctrica en la transición energética.

- Las empresas de distribución eléctrica pasarán a ser gestores de energía al estilo actual de la empresa de transmisión, en lugar de simples compradores y vendedores de energía, pero sin dejar de ser proveedores de un servicio de utilidad pública bajo el esquema actual de tarifa eléctrica regulada. Deben ser promotores de la generación distribuida, pues esto mejorará su gestión de pérdidas toda vez que incorpora generación de bajo costo próximo a los centros de consumo, disminuyendo las pérdidas técnicas y mejorando su desempeño financiero.

Deben gestionar las inversiones requeridas para tales fines y la creación de cooperativas eléctricas, en todos los casos que se requiera esto, para facilitar la implementación de la generación distribuida y la autogestión de la demanda y generación para racionalizar la oferta.

Usar tecnología digital avanzada para una eficiente administración y distribución de la electricidad, manteniendo información detallada en tiempo real de todas las inyecciones y retiros de energía y potencia. Las inversiones en distribución saldrán de las anualidades consignadas para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD), con la mejora de su desempeño financiero, tendrán recursos propios para adaptarse a los cambios.

## **VII – Sobre la movilidad sin combustibles fósiles.**

Para la movilidad eléctrica se requiere elaborar un plan nacional para la transición tomando en cuenta nuestra realidad socio económica, maximizando el transporte colectivo.

Se debe comenzar por normar las instalaciones de carga para vehículos con motores eléctricos dejando facilidades en todas las nuevas edificaciones a partir del año 2025. En una primera etapa solo canalizaciones y provisiones de capacidad de potencia eléctrica, haciendo obligatoria las mismas en edificios de uso público a partir del 2030; y a partir del 2035 en los particulares. Establecer por igual al 2025 una norma para instalaciones en edificios viejos.

Priorizar desde ahora el transporte público, con autobuses con motores eléctricos, o que usen como combustible hidrógeno a partir del 2025, fomentado por igual la construcción de ferrocarriles urbanos e interurbanos, propulsados por motores eléctricos. Fomentar desde ahora la construcción de estacionamientos públicos en zonas de alta demanda, preferiblemente inteligentes, que permitan reservaciones de espacios de manera remota mediante una aplicación. Con esto se evitará movilizaciones erráticas en la búsqueda de estacionamiento favoreciendo el ahorro de energía.

A partir del año 2035 prohibir la importación de vehículos ligeros con motores de combustión interna, excepto los que usen hidrógeno como combustible. Dar facilidades para la conversión a motores eléctricos de los vehículos actuales. El parque vehicular actual se reemplazaría por obsolescencia, pero estará en uso al menos hasta el año 2060. A partir del año 2035 favorecer el uso de vehículos pesados con motores que usen como combustible hidrógeno.

### **Bibliografía básica:**

Comisión Nacional de Energía CNE. (s.f.).  
Comisión Nacional de Energía/IEUASD. (s.f.).  
ET/IEUASD. (s.f.).

Instituto de Energía IEUASD. (s.f.).  
OC/IEUASD. (s.f.).  
World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies; Project Partner: Bloomberg  
New Energy Finance/IEUASD. (s.f.).

• **Bibliografía consultada:**

- Costos de producción y márgenes de utilidad en la generación térmica de República Dominicana, editora de Colores, autor José Luis Moreno, 2005, 2da. edición revisada y ampliada.
- , autor José Luis Moreno 2001, 2da. Edición Evaluación la Reforma al Negocio Eléctrico Dominicano, editora de Colores, .
- Plan Energetico Nacional (PEN) 2022 - 2036
- Resolución SIE 075-2021.TF
- Resolución SIE 087-2021 TF y la aplicación de la SIE 093-2021 TF.
- Resolución SIE 021-2022-TF.
- Informes del IEUASD sobre el efecto de aplicación resoluciones SIE 075-087-093-2021 TF.
- Ley 125-01 y su reglamento de aplicación.
- Documento usado para el Pacto Eléctrico, versión usada para su firma el 24 de febrero de 2021.
- Anuarios del Organismo. Coordinador del SENI, 2000-2020.
- Publicaciones varias del Instituto de Energía, UASD, 1996-2021.
- SHARON BEDER, 2005 Energía y Poder, Fondo de Cultura Económica, .
- Informes del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado 2019 y 2020.
- Publicación de la operación del SENI de la superintendencia de Electricidad, 2019 y 2020.
- Texto para la firma del Pacto Eléctrico.

2017

- Reglamento para la aplicación Pacto Eléctrico, decreto No. 655-21 que establece el Reglamento del Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico. Octubre 2021
- World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies; Project Partner: Bloomberg New Energy Finance, 2013.
- Un Nuevo Modelo para el Sistema Eléctrico Dominicano: Propuestas para lograr una auténtica Reforma Eléctrica, IEUASD, 2do. Congreso Internacional de Energía, COPIMERA, CODIA, nov. 2016. Propuesta de la UASD en el Pacto Eléctrico, enero 2015.
- Ley No. 125-01. (26 de Julio de 2001). Ley General de Electricidad No. 125-01, modificada por la Ley No. 186-07. Santo Domingo, República Dominicana: El Congreso Nacional.
- Ley No. 57-07. (7 de mayo de 2007). Ley número 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales. Santo Domingo, República Dominicana: El Congreso Nacional.
- OC. (2021). Memoria Anual. Santo Domingo: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, INC.
- 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? Rafael Berigüete, Omar Ramírez Tejada, Luis Miguel Galindo y José Eduardo Alatorre. 2020.
- ONU Medio Ambiente, «Movilidad eléctrica: Oportunidades para Latinoamérica,» 2017.
- BBVA Research, «Urbanization in Latin America,» 2017.
- F. A. Morshed y M. Zewuster, 16 05 2018. «Energy Monitor – Renewable energy in Latin

America,» ABN AMRO, Foro Económico Mundial, «Centro para la Cuarta Revolución Industrial,» 2018.

- Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica. República Dominicana. INTRANT. 2020.

- Pico R., Mendoza D., Pico R., (2018). Turbinas Hidrocinéticas de Eje Vertical Helicoidal. Quevedo, Ecuador.

- REMICA. (2019). Tipos de energía: Diferencias entre renovables y no renovables. REMICA. Recuperado en <https://remicaserviciosenergeticos.es/blog/tipos-de-energia/>.

- Grupo Novelec. (2020). Fuentes de energía no renovables, tipos y características. <https://blog.gruponovelec.com/energias-renovables/fuentes-de-energia-no-renovables-tipos-y-caracteristicas/>.

- US Energy Information Administration, , September 21, 2015.

- “Mexico International Energy Data and Analysis, United States Government Presentación de los resultados de las investigaciones del Instituto de Energía sobre costos de producción del Sector Eléctrico,

- CODIA-UASD, 2002.

- Los Contratos del Sector Eléctrico Dominicano, UTESA Y ANJE, Enero/Nov 2003.

- Aspectos Tarifarios del Servicio Eléctrico, seminario Comisión Nacional de Energía, dic 2003.

- Evaluación de los Contratos de Venta de Energía del SEN, CNE, enero 2004.

- La Reingeniería del Sistema Eléctrico Nacional, / octubre 2004 Escuela de Economía PUC-MM, Seminario Energía UASD, mayo /sept .

- Problemas iniciales de la sostenibilidad económica del SEN, CDEEE, 2005

- World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies; Project Partner: Bloomberg New

Energy Finance, 2013.

- Proceso Licitación Pública Internacional CDEEE-LPI-01-2013.

- Propuesta económica ganadora licitación central de Punta Catalina, 2014.

Resolución No. 2/2014, Dirección General de Contrataciones Públicas, Ministerio de Hacienda