



Sector Energía de la República Dominicana: Presente y Futuro

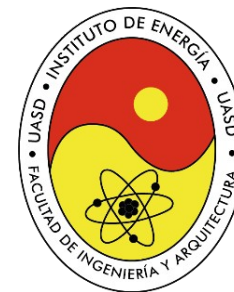
VISIÓN DEL INSTITUTO DE ENERGÍA
de la transición energética 2025 al 2060

Sociedad Dominicana de Cara
al siglo XXI




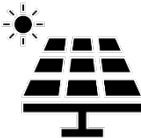
Presentada por:
José Luis Moreno San Juan
Director Instituto de Energía



29 de abril 2025
Santo Domingo de Guzmán



Agenda

	I. Introducción	3
	II. Retos y riesgos de la Transición.....	6
	III. Componentes que viabilizan la Transición...	15
	IV. Proyección Demanda. Presente y Futuro.....	17
	V. Capacidad requerida al 2060	33
	VI. Evaluación costos de implementación.....	45
	VII. Generación térmica al 2060	48
	VIII. Renovables y otras soluciones al 2060.....	49
	IX. Nuevo modelo de distribución.....	69
	X. Movilidad en la transición.....	66
	XI. Conclusiones	71

I. Introducción.

En esta presentación el IEUASD plasma su visión del futuro energético cercano de la República Dominicana. Está basada en las tendencias internacionales en materia energética y en como lograr la seguridad energética, sustentada en una canasta de generación diversificada a precios competitivos, y sin combustibles fósiles.

No se puede mantener un crecimiento ilimitado en un Mundo finito. De lo ideal a lo posible, para ejecutar solo lo realizable.

Para septiembre de 2025 se presentará una revisión del presente plan para ajustarlo al incremento que experimentó la demanda de los últimos dos años, muy superior al promedio de años anteriores.



I. Introducción (Cont.).

Un objetivo transversal del plan es reducir la pobreza energética, mediante un suministro eléctrico garantizado que sirva de sostén al crecimiento racional de la economía nacional, sin perder de vista la protección del medio ambiente y tomando en cuenta la realidad de las limitaciones de los recursos naturales nacionales; y conformando un sistema eléctrico que reduzca nuestra tradicional dependencia de combustibles importados.

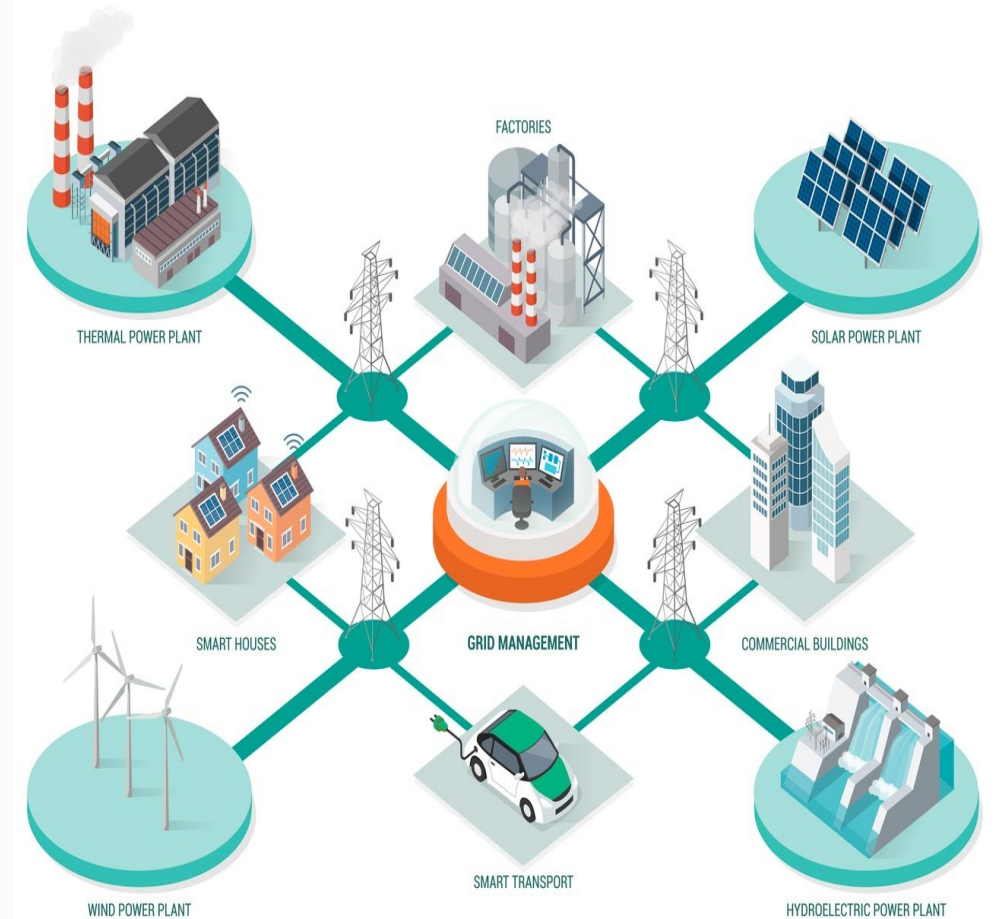
En este trabajo participaron miembros y colaboradores del Instituto entre ellos: Carlos Fernández, Pedro Almonte, Amparo Céspedes, Daysi Aguasvivas, David Medina, Dario Arias, Eduardo Sagredo, Wilson Suárez y Caonabo Ortega, coordinados por el director del Instituto José Luis Moreno San Juan.



I. Introducción (cont.).

Las evaluaciones y recomendaciones están basadas en distintas proyecciones de crecimiento de la demanda, y en las necesidades de almacenamiento de energía con el uso de las energías renovables, partiendo de dos escenarios de crecimiento económico del PIB Nacional: Uno de crecimiento vegetativo anual de un 5 %, otro de crecimiento moderado con industrialización y movilidad eléctrica de un 7 % inicial, la cual tendrá un impacto significativo en la demanda a partir del año 2035. En ambos casos se asume un decrecimiento de la demanda en la medida que se cambie la cultura en el uso de la energía, disminución de la intensidad energética. Aquí presentamos los resultados del moderado, considerando esto último.

Se requiere como parte del plan fomentar el desarrollo de la generación distribuida, la creación de cooperativas eléctricas y desarrollar una industria solar local. El sistema además deberá ser flexible y para esto se requiere desarrollar redes inteligentes que operen automáticamente e informen en tiempo real.

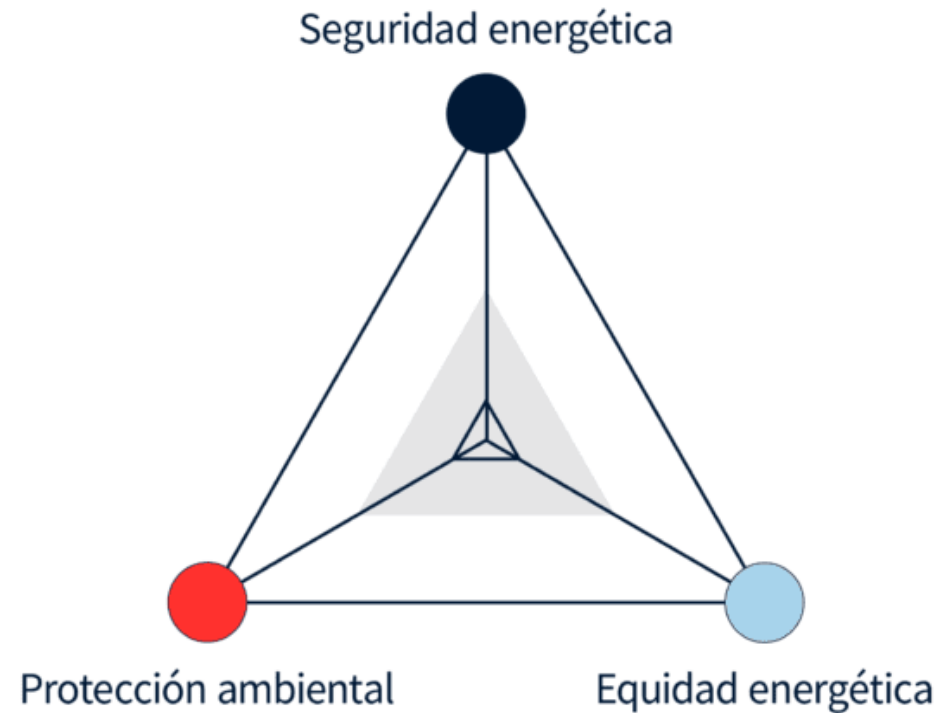


II. Retos y riesgos de la Transición.

- A qué nos enfrentamos:

Trilema energético

Fuente: Consejo Mundial de Energía



II. Retos y riesgos de la Transición (cont.).

A qué nos enfrentamos:

- Los profesionales del sector de la energía dan prioridad en el trilema a una energía segura, luego que sea de fuente limpia y después que sea asequible. Para RD, por nuestra baja huella ambiental y perfil de altos costos sujeto a los vaivenes de los mercados de combustibles, la equidad en el acceso a la energía tiene mayor preponderancia.
- Menos de la mitad del sector confía en alcanzar los objetivos de descarbonización y climáticos, a pesar del progreso en la transición.
- A nivel Global, la mayoría en el sector de las renovables cree que las inquietudes relacionadas con la seguridad energética llevarán a un aumento de la inversión. Dado nuestro perfil insular aislado, RD no será distinto. Las interconexiones ayudarían en este sentido.
- El sector eléctrico apunta abrumadoramente a una necesidad urgente de mayor inversión en la red eléctrica. Mismo perfil para RD en cuanto a este reto.

Fuente: Det Norske Veritas, anteriormente (DNV), es una sociedad de clasificación y registro acreditada internacionalmente con sede en Høvik, Noruega. DNV brinda servicios para varias industrias, incluidas la marítima, la de petróleo y gas, la de energía renovable, la electrificación y la atención médica.

II. Retos y riesgos de la Transición (Cont.).

¿Qué más podemos decir para RD?

La seguridad energética es una prioridad.

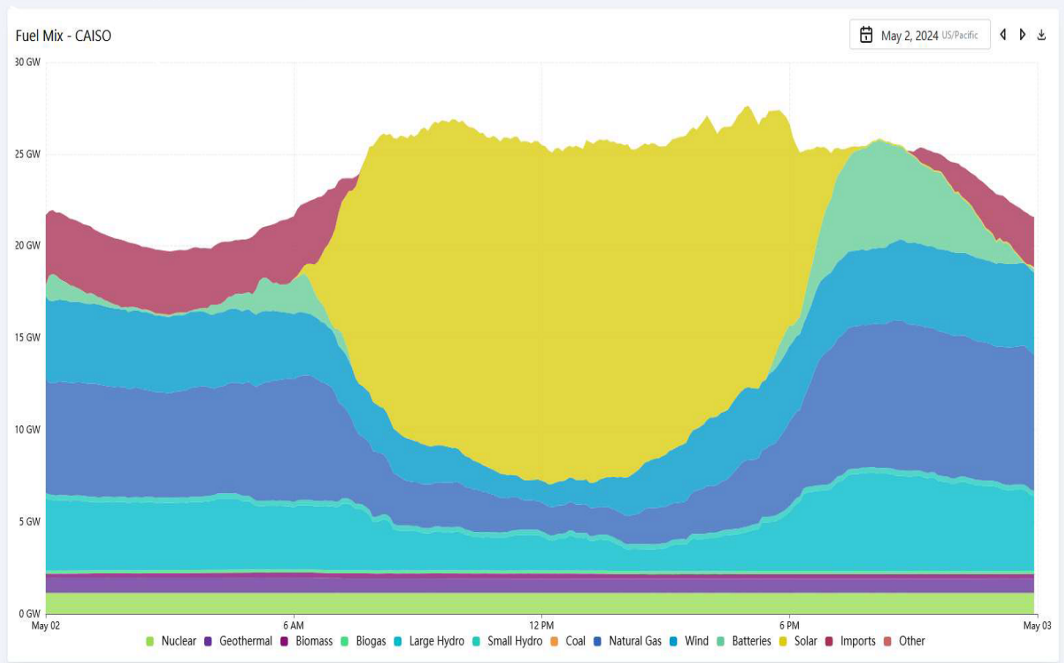
- Que sería prácticamente imposible alcanzar los objetivos que se desean al 2060 sin la presencia de la **energía nuclear y/o las Interconexiones** con Norte y Suramérica, en ese mismo orden, como potencias energéticas con cercanía geográfica.
- Que la transición requiere se amplie el proceso de adecuación que necesitan las EDEs; no solo para terminar con las pérdidas anormales de energía, sino para dotar la Red de inteligencia artificial y de los atributos necesarios que asimilen el cambio.
- Que así como en otros países, todo el sector eléctrico en Rep. Dominicana requerirá de una inversión cuantiosa para lograr la transición.
- Que debemos evolucionar a lo ideal que plantean algunos a lo posible, para lograr dentro de lo posible lo realizable, en función de los recursos disponibles. Siendo esto último lo que plasmamos aquí.

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

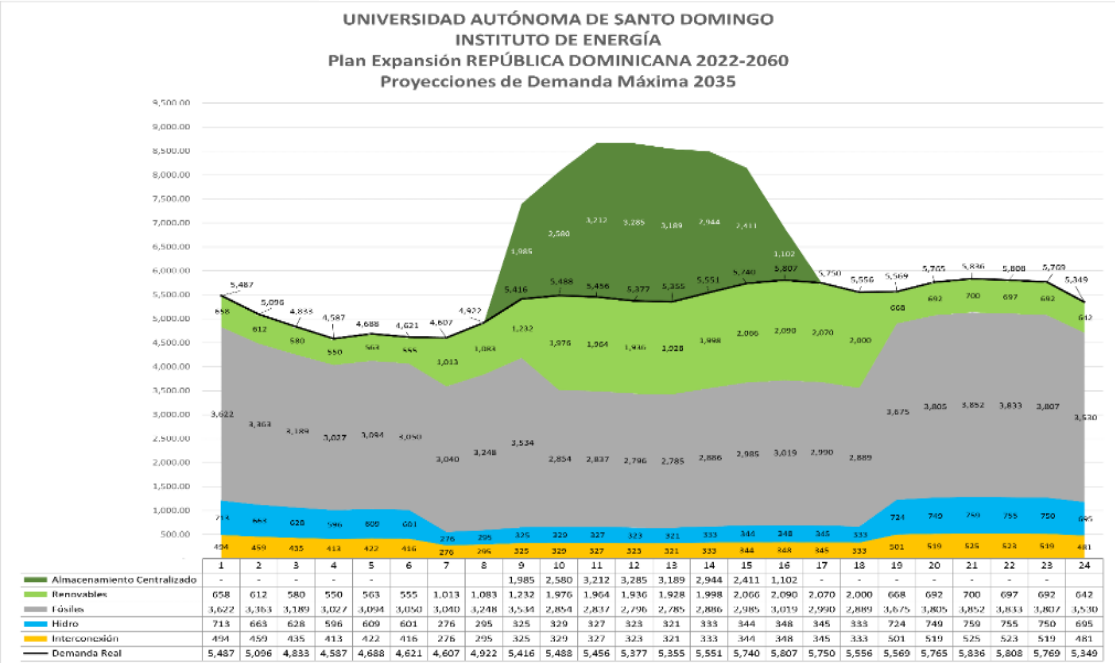
II. Retos y riesgos de la Transición

¿Qué más podemos decir para RD?

Lo que no queremos.....Caso California.



Lo que queremos para RD.



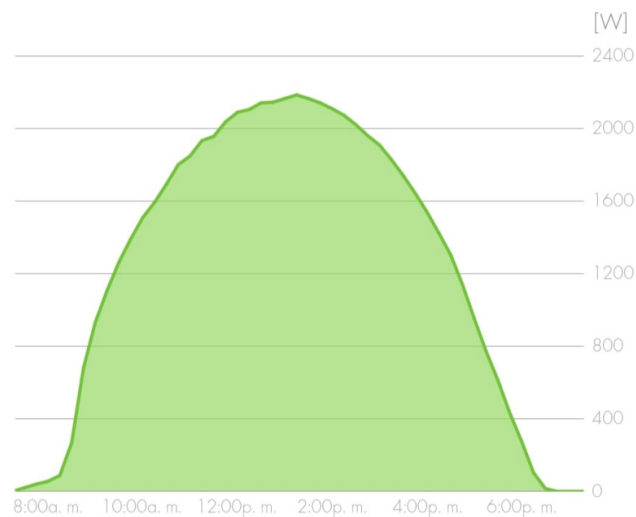
Fuente: Elaboración propia del IEUASD

II. Retos y riesgos de la Transición. Curvas típicas de producción sistema fotovoltaico 3 kWp en SD.

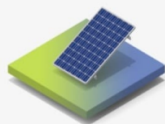
Día soleado

D S M A Total

martes 28/02/2023



Generación total
15.3kWh



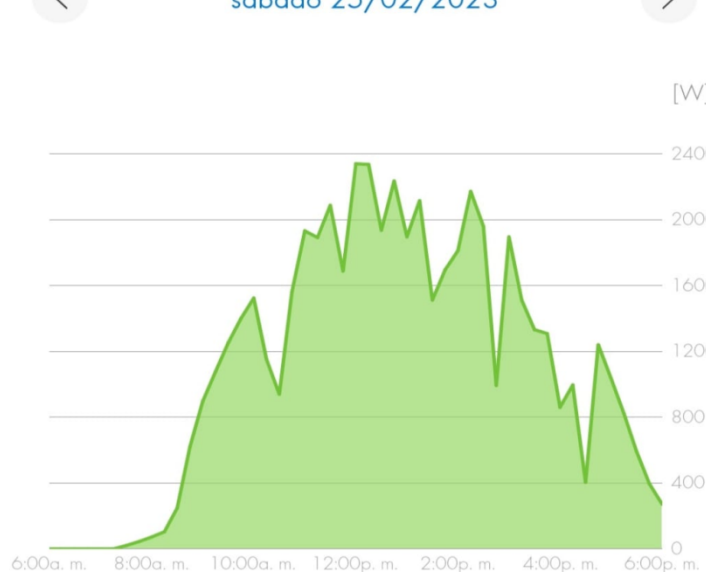
Fuente: Elaboración propia del IEUASD

Día nublado típico

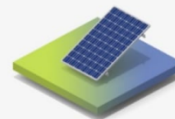
Generación

D S M A Total

sábado 25/02/2023



Generación total
13.6kWh

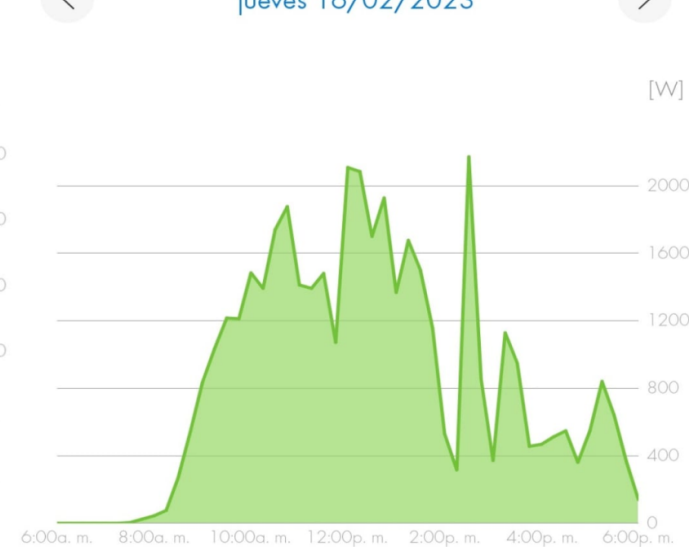


Día muy nublado

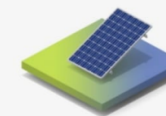
Generación

D S M A Total

jueves 16/02/2023



Generación total
10.5kWh



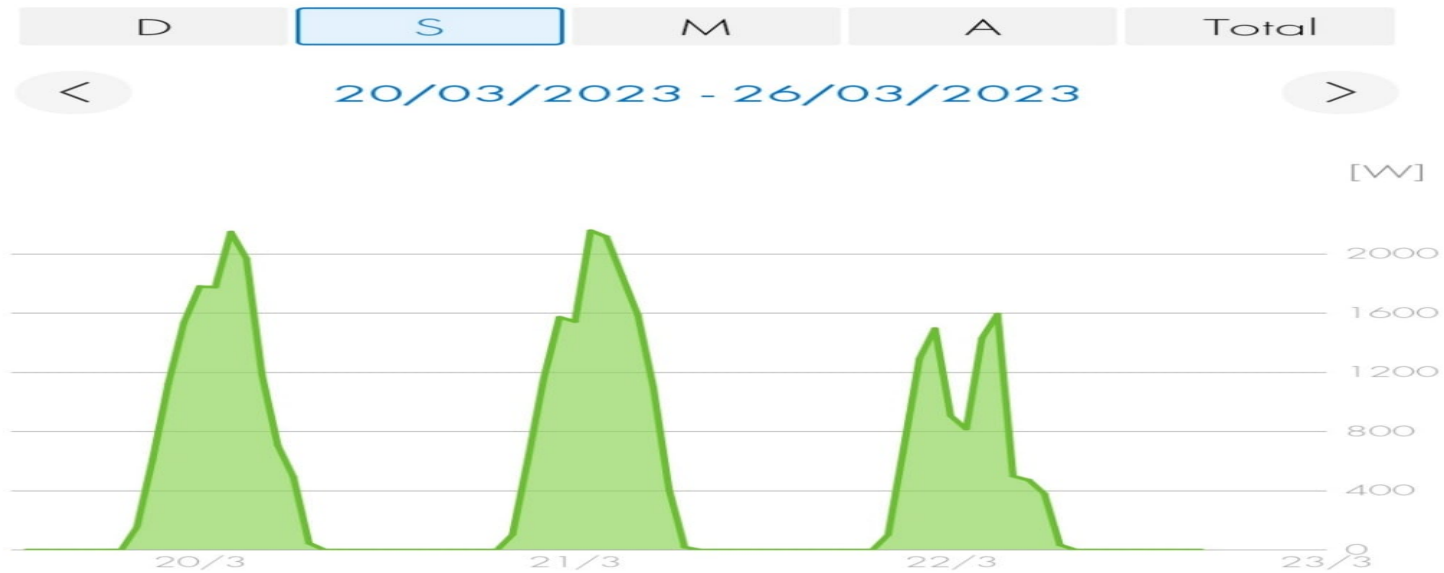
II. Retos y riesgos de la Transición. Curvas típicas de producción sistema fotovoltaico 3 kWp en SD.

Generación potencial 45.9 kWh (0.817); Generación térmica 183.6 kWh (0.204)

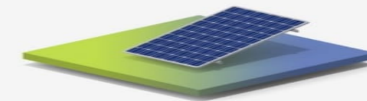
(i) proporción de producción real con relación al potencial

Tres días consecutivos

Generación

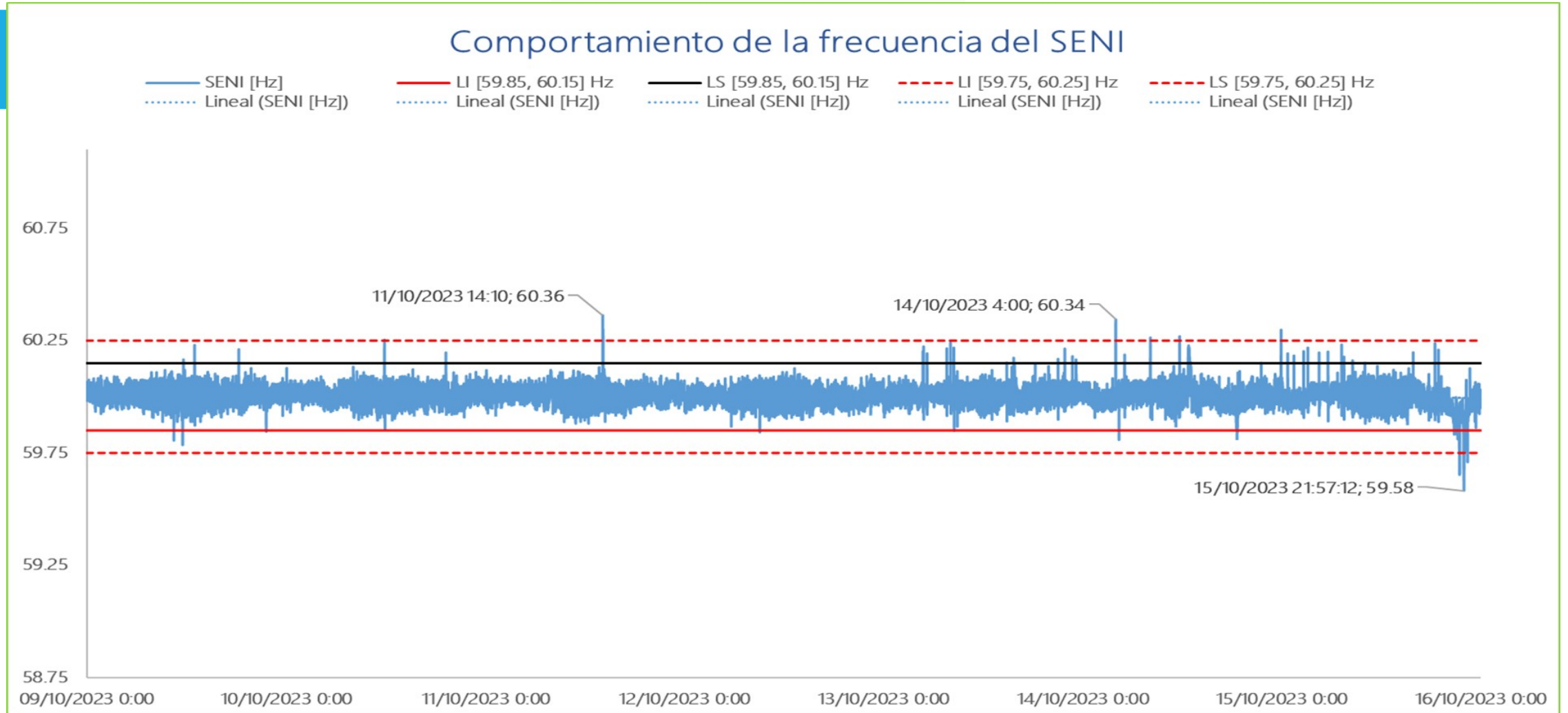


Generación total
37.5 kWh



Fuente: Elaboración propia del IEUASD

II. Retos y Riesgos de la Transición: Regulación frecuencia con fotovoltaica.

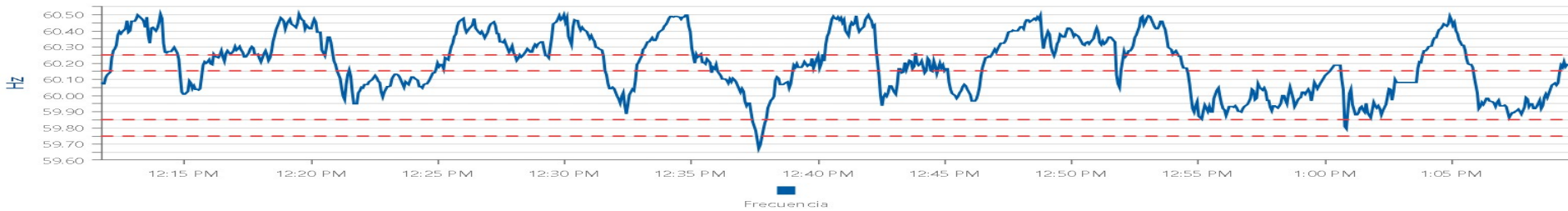


Fuente: CCE ETED

II. Retos y Riesgos de la Transición: Regulación frecuencia con fotovoltaica.

Frecuencia del SENI

[02/16/2025]



EMPRESA: Total																									
Total Térmico	1889.10	1862.79	1839.88	1755.55	1721.11	1714.08	1735.18	1681.88	1329.33	1278.56	1182.26	1177.19	1094.04	1155.92	1220.56	1214.82	1307.61	1692.41	1873.77	2112.88	2134.33	2155.63	2129.80	2126.61	MW
Total Eólico	246.08	224.75	226.60	221.54	259.31	262.76	266.11	251.67	239.02	215.95	212.03	185.73	233.22	209.75	168.83	197.78	246.32	247.72	215.50	191.73	189.30	195.46	198.48	182.53	MW
Total Solar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08	43.96	282.98	532.51	661.13	718.62	744.25	655.17	663.12	716.81	576.79	280.92	27.27	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Total Hidroeléctrica	241.79	226.43	177.15	167.46	172.13	138.85	126.22	97.31	85.67	59.58	55.93	55.42	52.06	49.09	58.88	62.52	130.93	211.41	304.10	338.81	324.94	324.36	312.40	277.99	MW
Total Generado	2376.97	2313.97	2243.63	2144.55	2152.55	2115.77	2127.59	2074.82	1937.00	2086.60	2111.35	2136.96	2123.57	2069.93	2111.39	2191.93	2261.65	2432.46	2420.64	2643.50	2648.57	2675.45	2640.68	2587.13	MW
Total Programado	2666.25	2582.30	2528.64	2480.28	2434.19	2389.41	2362.68	2303.79	2246.63	2266.75	2316.38	2328.92	2326.27	2335.16	2346.65	2385.02	2443.30	2497.65	2584.68	2730.79	2766.54	2774.31	2749.06	2680.58	MW
Disponibilidad Real Sinc.	3638.57	3502.84	3476.39	3471.23	3509.90	3467.42	3470.67	3461.61	3687.88	3886.34	4008.14	4037.84	3810.96	3997.30	3973.03	4059.68	3967.20	3907.13	3649.96	3673.30	3670.99	3679.15	3674.77	3618.82	MW
Disponibilidad Real	3638.57	3502.84	3476.39	3471.23	3509.90	3467.42	3470.67	3461.61	3687.88	3886.34	4008.14	4037.84	3810.96	3997.30	3973.03	4059.68	3967.20	3907.13	3649.96	3673.30	3670.99	3679.15	3674.77	3618.82	MW
Consumo	169.98	158.46	143.98	141.44	137.35	138.69	141.75	137.39	135.46	130.79	127.50	125.55	121.82	108.10	110.61	111.36	127.52	141.12	140.62	145.10	147.74	135.40	133.77	130.37	MW
Potencia No Servida	0.48	0.47	1.82	1.81	1.80	6.60	6.06	0.00	0.00	11.37	5.38	14.10	19.85	12.36	29.69	16.57	20.30	12.98	5.93	4.50	9.00	0.00	11.56	18.40	MW
Reserva Caliente	381.07	406.83	445.81	420.50	454.06	426.49	442.64	489.21	399.31	440.39	532.95	538.36	624.84	564.31	463.36	917.35	855.57	718.26	497.11	269.60	236.69	218.74	251.80	249.75	MW
Reserva Fria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Demanda satisfecha %	99.98	99.98	99.92	99.92	99.92	99.69	99.72	100.00	100.00	99.46	99.75	99.34	99.07	99.40	98.59	99.24	99.10	99.47	99.76	99.83	99.66	100.00	99.56	99.29	%
Promedio del día %	99.61																								
16 de febrero 2025																									

3 circuitos promedio día
 2 de Edeeste 0.86% del total Edeeste
 1 de Edesur
 0 de Edenorte

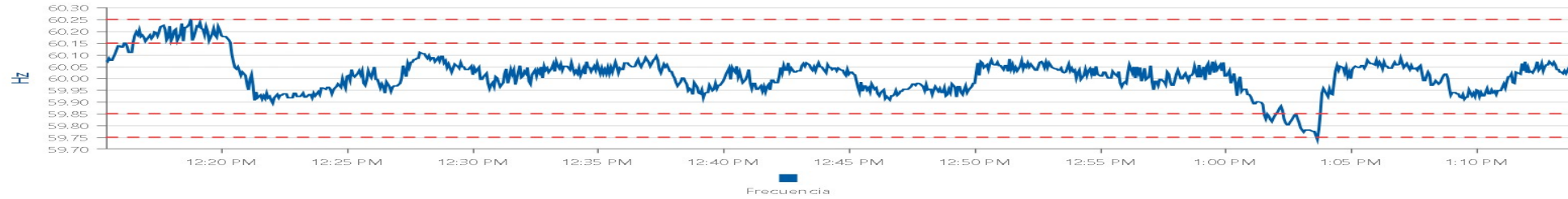
Horas con apagones por falta de generación 0.00%
 22 hora mayor generación del día 2675.45 MW
 PC1 fuera. Reserva rotante baja de 20:00 a 24:00.

11 circuitos fuera a esa hora (hora 15)
 6 de Edeeste 2.58% del total Edeeste
 3 de Edesur 1.20% del total Edesur
 2 de Edenorte 0.66% del total de Edenorte
 31.41% Potencia fotovoltaica hora de máximos cortes
 35.05% Potencia fotovoltaica máxima hora 13
 48.48% Potencia total renovables a la hora 13 máxima FV

Fuente: Elaboración propia del IEUASD-OC-CCE ETED

II. Retos y Riesgos de la Transición: Regulación frecuencia con fotovoltaica.

Frecuencia del SENI
[02/18/2025]



EMPRESA: Total																									
Total Térmico	2416.29	2338.16	2299.97	2272.32	2188.11	2260.10	2289.67	2317.83	2201.53	1907.76	1599.59	1472.68	1488.99	1567.98	1635.20	1826.14	2055.25	2013.14	2297.16	2480.87	2517.86	2496.22	2465.00	2465.61	MW
Total Eólico	103.28	92.73	95.78	106.83	124.53	110.19	135.61	87.28	93.56	120.26	159.71	167.36	184.28	186.32	189.30	209.45	229.69	218.15	188.58	176.01	175.86	188.23	168.46	172.61	MW
Total Solar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.06	39.74	256.06	523.81	718.75	825.17	825.90	812.42	857.58	724.21	487.50	208.09	28.12	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Total Hidroeléctrica	255.85	254.26	185.29	142.30	141.15	93.02	101.09	100.99	64.70	60.44	57.59	48.86	48.50	46.58	46.19	48.01	82.67	206.39	331.65	392.24	376.08	358.16	348.81	266.80	MW
Total Generado	2775.42	2685.15	2581.04	2521.45	2453.79	2463.39	2526.43	2545.84	2615.85	2612.27	2535.64	2514.07	2547.67	2613.30	2728.27	2807.81	2855.11	2645.77	2845.51	3049.19	3069.80	3042.61	2982.27	2905.02	MW
Total Programado	2622.87	2560.49	2461.48	2410.24	2368.91	2375.78	2438.80	2443.76	2494.25	2515.70	2534.37	2530.12	2542.61	2614.09	2656.91	2746.85	2768.92	2808.20	2842.42	2987.99	2997.58	2953.03	2911.91	2824.77	MW
Disponibilidad Real Sinc.	3423.17	3317.42	3254.27	3250.32	3341.62	3245.36	3280.36	3271.81	3451.91	3644.76	3952.75	4054.44	4070.27	4056.23	4103.37	3990.15	3825.08	3734.23	3440.19	3393.17	3653.75	3408.22	3368.45	3361.70	MW
Disponibilidad Real	3423.17	3317.42	3254.27	3250.32	3341.62	3245.36	3280.36	3271.81	3451.91	3644.76	3952.75	4054.44	4070.27	4056.23	4103.37	3990.15	3825.08	3734.23	3440.19	3393.17	3653.75	3408.22	3368.45	3361.70	MW
Consumo	204.68	203.88	192.78	195.34	197.22	187.97	182.38	177.59	178.55	186.52	186.78	180.49	183.97	186.50	189.47	186.92	172.21	188.17	185.07	178.90	182.14	182.95	175.88	180.73	MW
Potencia No Servida	0.00	0.00	0.00	4.07	0.00	0.00	0.75	0.00	3.96	24.03	18.51	4.15	4.08	19.38	14.22	21.00	12.54	3.04	8.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Reserva Caliente	320.38	301.03	235.27	301.23	360.42	218.93	189.75	164.92	310.51	422.36	556.13	487.06	469.03	390.21	521.75	601.86	473.33	606.09	622.55	385.27	645.20	410.65	447.14	329.25	MW
Reserva Fria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Demanda satisfecha %	100.00	100.00	100.00	99.84	100.00	100.00	99.97	100.00	99.85	99.08	99.27	99.83	99.84	99.26	99.48	99.25	99.56	99.89	99.72	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	%
Promedio del día %	99.78																								

18 de febrero 2025

2	circuitos promedio día		7	circuitos fuera a esa hora (hora 10)	
2	de Edeeste	0.86% del total Edeeste	4	de Edeeste	1.72% del total Edeeste
0	de Edesur		2	de Edesur	0.80% del total Edesur
0	de Edenorte		1	de Edenorte	0.33% del total de Edenorte
	Horas con apagones por falta de generación	0.00%		20.05%	Potencia fotovoltaica hora de máximos cortes
	21 hora mayor generación del día	3069.80 MW		31.43%	Potencia fotovoltaica máxima hora 15
	PC1 fuera. Reserva rotante baja 3:00, de 6:00 a 8:00.			40.06%	Potencia total renovables a la hora 15 máxima FV

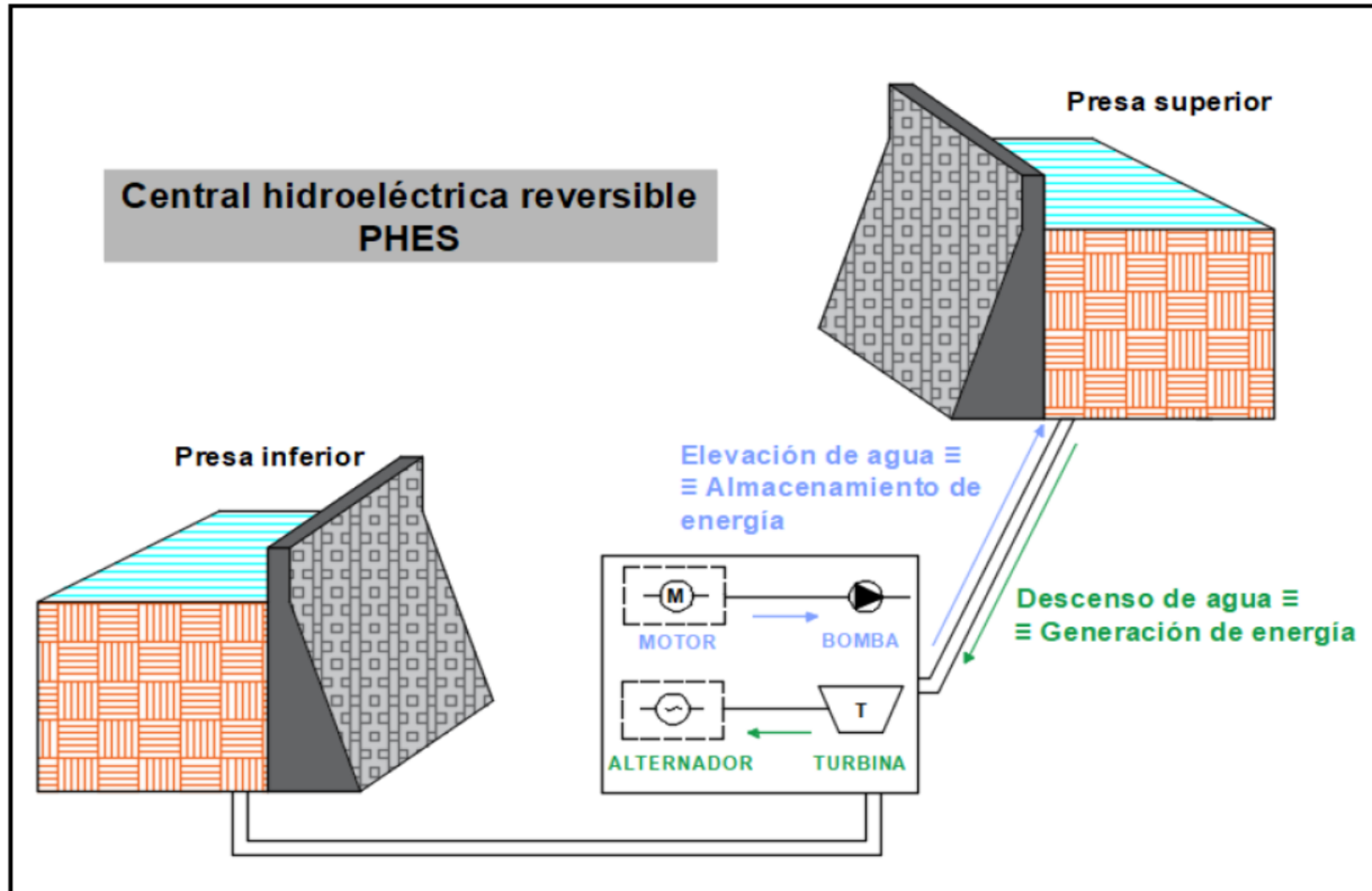
Fuente: Elaboración propia del IEUASD-OC-CCE ETED

III. Componentes que garantizan la transición.

- Energía fotovoltaica
- Energía eólica
- Almacenamiento de energía en baterías eléctricas y por gravedad
- Interconexiones
- Hidrógeno verde
- Reactores Modulares pequeños (SMRs - 400 MW)
- energía marina
- biomasa



III. Componentes que garantizan la transición: Almacenamiento de energía en baterías de agua. Dos depósitos. Almacenamiento por hidrobombeo. Clásico ejemplo de almacenamiento de energía por gravedad.



Expansión del Sistema Eléctrico

IV – Proyección demanda.

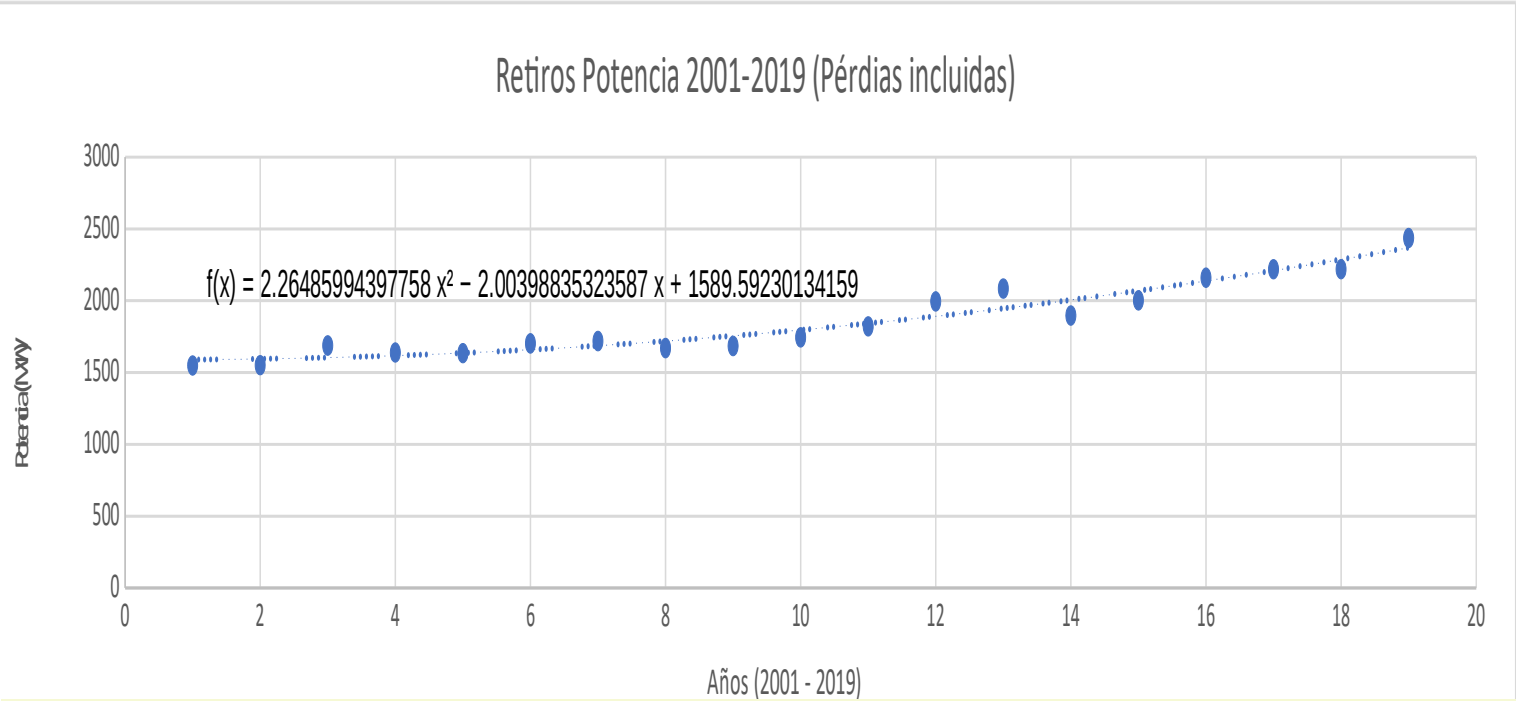
Serie histórica crecimiento vegetativo 2001 al 2019. Proyección máxima/mínima, con tendencia actual agregando movilidad eléctrica e industrialización moderada. Se muestran solo las proyecciones máximas.

2030 – 4596/ 4596 MW

2040 – 6930/6445 MW (7.52%)

2050 - 10048/9054 MW (10.98%)

2060 – 15916/ 12284 MW(29.57%)



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 tipo 28 septiembre 2021 con 98.2 % demanda satisfecha.

Ecuación ajustada para proyección. Crecimiento 3.71% con restricciones, sin restricciones 4.86%, correlación con PIB 0.972.

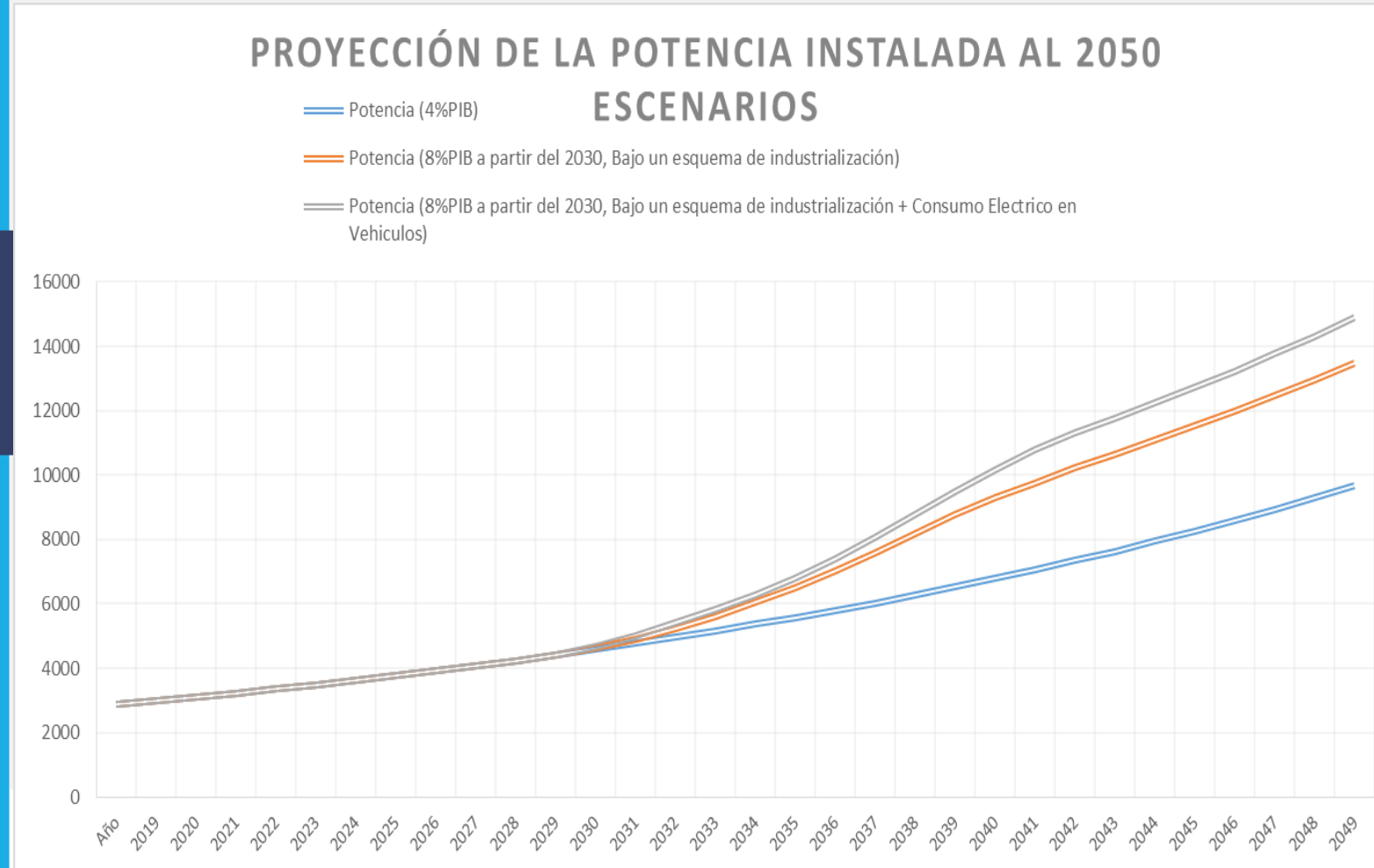
$f(x)=2.962X^2-2.704X+2087.36$

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

Expansión del Sistema Eléctrico

IV – Proyección demanda.

La transición energética implica el desarrollo de una Nueva Cultura de la Energía. Algo que deberá ser paulatino, pero planificada desde la escuela básica hasta las universidades, y crecimiento limitado.



Fuente: Elaboración propia del IEUASD

IV. Proyección demanda

¿Cómo estamos hoy?

❖ Total capacidad instalada : 5,721.4 MW* 100%

*Teórica

Fósil

- Carbón: 1,095 19.14 %
- Fuel Oil 2 y 6: 1,750 30.58 %
- Gas Natural 1,131.4 19.78%

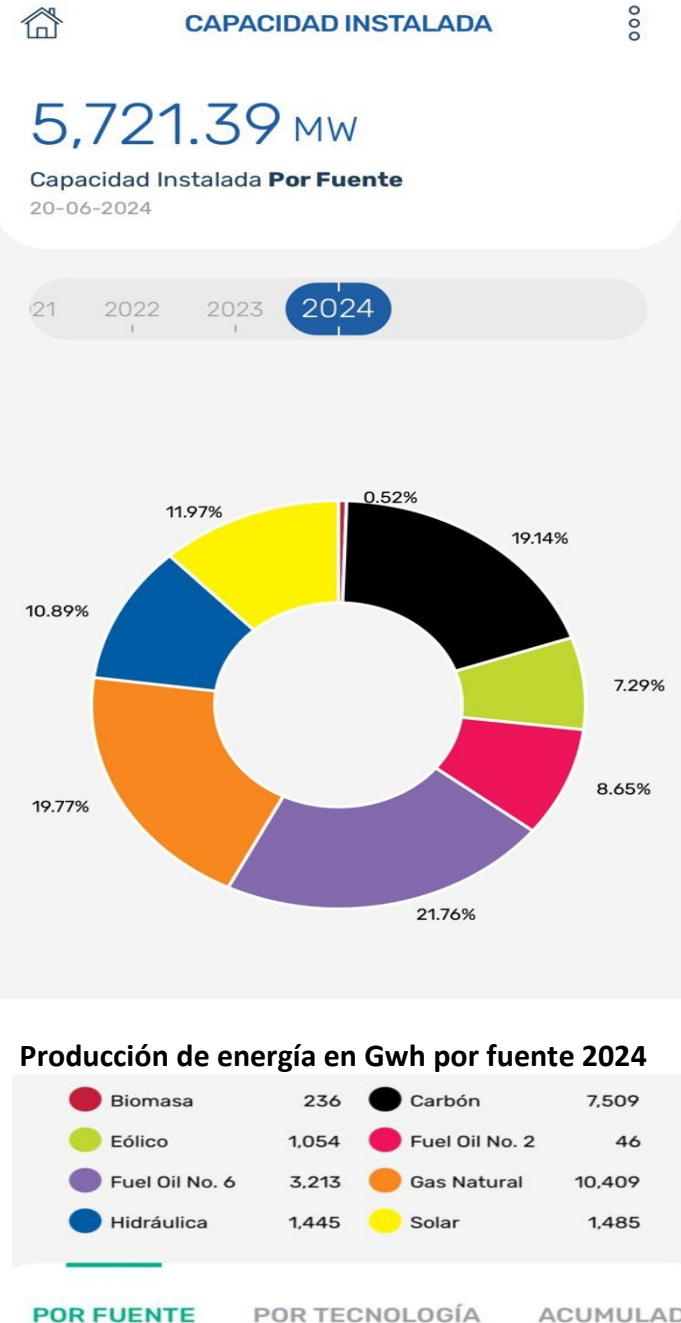
3,976.4 MW
69.50%

Renovables

- Eólica: 417 7.29 %
- Solar: 675 11.80 %
- Hidroeléctrica: 623 10.89 %
- Biomasa: 30 0.52 %

1,745 MW
30.50%

Fuente: Elaboración propia del IEUASD



IV. Proyección demanda

¿Cómo estamos hoy?

Sin embargo, en Generación de Energía Bruta dicha capacidad instalada produjo para el SEN el siguiente resultado:

❖ 25,399 GWh

Fósil

- Carbón: 1,095 = 7,509
- Fuel Oil 2 y 6: 1,740 = 3,261
- Gas Natural: 1,131 = 10,409

**Producción Energía
21,179 GWh
83.4 %**

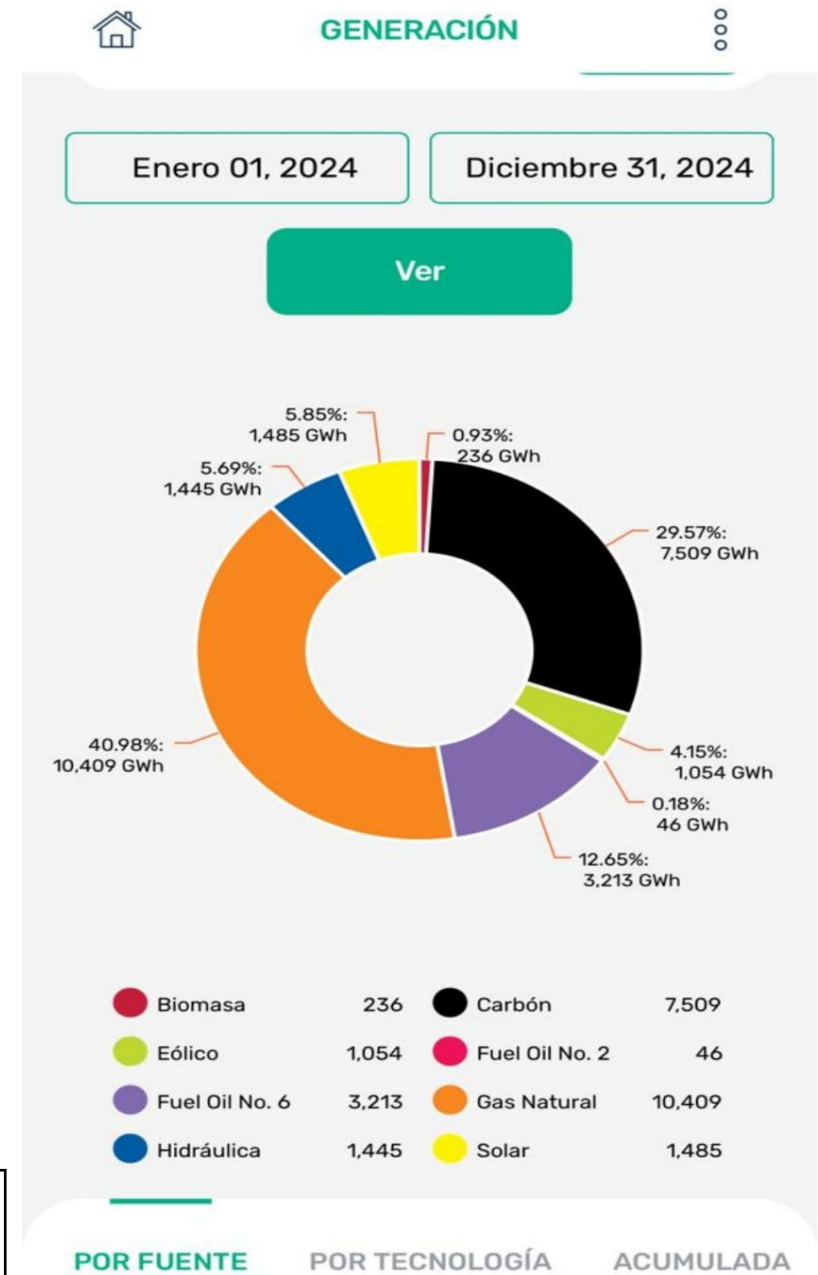
Renovables

- Eólica: 417 = 1,054
- Solar: 675 = 1,485
- Hidroeléctrica: 623 = 1,445
- Biomasa: 30 = 236

**Producción Energía
4,220 GWh
16.6 %**

La importante diferencia entre generación térmica (fósiles) Vs las renovables, debido al factor de planta.

Fuente: Elaboración propia del IEUASD



IV. Proyección demanda

¿Cómo estamos hoy? Niveles de pérdidas a mediados 2023.

Niveles de pérdidas técnicas y no técnicas por EDE:

EDE	PÉRDIDAS TOTALES	PÉRDIDAS TÉCNICAS PONDERADAS	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (gestionables)
EDENORTE	23.1%	12.1%	11.0%
EDESUR	27.4%	10.4%	17.0%
EDEESTE	52.1%	13.9%	38.2%

IV. Proyección demanda

¿Cómo estamos hoy? Niveles de pérdidas a mediados 2023.

Porcentajes Niveles de pérdidas técnicas y no técnicas por EDE:

CUADRO RESUMEN EDENORTE

Total EDENORTE -2022 Año Móvil a junio 2023-

Data anualizada

DETALLE ENERGIA COMERCIALIZADA	GWh	%
Total Energía Comprada (GWh) =	5,280.87	100.00%
Porcentaje de pérdidas técnicas (12.1%) =	639.00	12.10%
Total Energía Gestionable (factible de ser facturada) =	4,641.87	87.90%
Total Energía Facturada =	4,062.99	
Total Energía no Facturada (pérdidas No-Técnicas) =	578.87	10.96%
Pérdidas usuarios de menos de 300 kWh mes* (facturada** + 100%) =	297.36	5.63%
Pérdidas usuarios de más de 301kWh mes (resto pérdidas No-Técnicas) =	281.51	5.33%
Pérdidas Totales=	1,217.87	23.06%

Notas: *100 mil usuarios baja tensión sin medición.

**En base al promedio de facturados.

IV. Proyección demanda

¿Cómo estamos hoy? Niveles de pérdidas a mediados 2023.

Porcentajes Niveles de pérdidas técnicas y no técnicas por EDE:

CUADRO RESUMEN EDESUR

Total EDESUR -2022 Año Móvil a junio 2023-

Data anualizada

DETALLE ENERGIA COMERCIALIZADA	GWh	%
Total Energía Comprada (GWh) =	6,273.54	100.00%
Porcentaje de pérdidas técnicas (10.4%) =	652.45	10.40%
Total Energía Gestionable (factible de ser facturada) =	5,621.09	89.60%
Total Energía Facturada =	4,555.75	
Total Energía no Facturada (pérdidas No-Técnicas) =	1,065.34	16.98%
Pérdidas usuarios de menos de 300 kWh mes* (facturada** + 125%) =	530.98	8.46%
Pérdidas usuarios de más de 301 kWh mes (resto pérdidas No-Técnicas) =	534.36	8.52%
Pérdidas Totales=	1,717.79	27.38%

*Notas: *200 mil usuarios baja tensión sin medición.*

***En base al promedio de facturados.*

IV. Proyección demanda

¿Cómo estamos hoy? Niveles de pérdidas a mediados 2023,

Porcentajes Niveles de pérdidas técnicas y no técnicas por EDE:

CUADRO RESUMEN EDEESTE

Total EDEESTE -2022 Año Móvil a junio 2023-

Data anualizada

DETALLE ENERGIA COMERCIALIZADA	GWh	%
Total Energía Comprada (GWh) =	6,040.96	100.00%
Porcentaje de pérdidas técnicas (13.9 %) =	839.69	13.90%
Total Energía Gestionable (factible de ser facturada) =	5,201.27	86.10%
Total Energía Facturada =	2,894.23	
Total Energía no Facturada (pérdidas No-Técnicas) =	2,307.04	38.19%
Pérdidas usuarios de menos de 300 kWh mes* (facturada** + 75%) =	1,877.16	31.07%
Pérdidas usuarios de más de 301 kWh mes (resto pérdidas No-Técnicas) =	429.88	7.12%
Pérdidas Totales=	3,146.73	52.09%

Notas: *700 mil usuarios baja tensión sin medición.

**En base al promedio de facturados.

IV. Proyección demanda

¿Cómo estamos hoy? Demanda abastecida.

Porcentajes de demanda abastecida por hora día típico.

EMPRESA: Total																									
Total Térmico	2381.76	2405.32	2406.24	2426.31	2383.89	2387.00	2487.03	2408.65	2326.14	2194.49	2039.39	2022.32	1997.46	2082.85	2175.66	2305.82	2513.38	2605.74	2699.39	2663.51	2657.68	2660.59	2605.39	2563.40	MW
Total Eólico	148.25	87.86	76.25	68.92	73.87	68.92	50.18	50.02	70.50	120.68	185.58	187.93	192.01	156.36	135.12	150.65	134.79	124.54	125.53	168.48	135.10	106.49	91.40	94.15	MW
Total Solar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.06	40.50	257.37	408.42	481.06	509.73	483.89	511.40	465.51	357.01	238.09	49.09	0.21	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Total Hidroeléctrica	255.59	227.57	177.89	102.65	102.54	80.69	92.02	127.40	118.55	89.26	84.76	113.95	99.58	87.94	108.20	98.44	77.71	174.47	223.43	285.96	302.03	301.56	302.36	255.31	MW
Total Generado	2785.60	2720.75	2660.38	2597.88	2560.30	2536.66	2629.29	2626.57	2772.56	2812.85	2790.79	2833.93	2772.94	2838.55	2884.49	2911.92	2963.97	2953.84	3048.56	3118.00	3094.81	3068.64	2999.15	2912.86	MW
Total Programado	2892.17	2785.71	2692.69	2637.04	2592.19	2569.85	2617.15	2623.23	2727.13	2751.40	2729.98	2717.46	2689.81	2737.46	2856.67	2986.59	3073.71	3068.90	3143.79	3203.99	3184.53	3153.78	3114.52	3055.28	MW
Disponibilidad Real Sinc.	3845.51	3536.92	3444.31	3351.98	3230.93	3175.03	3173.35	3252.73	3444.08	3736.41	3869.20	3945.32	3871.76	3898.62	3831.89	3721.72	3540.14	3412.59	3617.95	3719.73	3796.36	3765.75	3662.86	3755.81	MW
Disponibilidad Real	3845.51	3536.92	3444.31	3351.98	3230.93	3175.03	3173.35	3252.73	3444.08	3736.41	3869.20	3945.32	3871.76	3898.62	3831.89	3721.72	3540.14	3412.59	3617.95	3719.73	3796.36	3765.75	3662.86	3755.81	MW
Consumo	189.85	188.71	187.60	190.69	192.16	185.29	186.21	194.13	205.43	208.77	211.64	203.05	186.92	187.67	180.60	180.72	167.89	185.93	199.13	200.95	198.93	197.15	199.77	207.75	MW
Potencia No Servida	11.72	10.12	0.00	0.00	0.00	0.00	3.38	0.84	7.10	35.17	42.61	48.00	60.73	50.55	47.28	45.01	63.62	57.84	59.39	5.04	28.57	15.05	1.20	0.00	MW
Reserva Caliente	403.06	348.58	543.34	420.63	274.22	444.49	386.45	465.61	365.38	469.38	370.69	493.32	506.32	480.81	568.13	507.08	395.05	305.60	352.33	366.40	356.29	356.87	385.78	339.01	MW
Reserva Fria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Demanda satisfecha %	99.58	99.63	100.00	100.00	100.00	100.00	99.87	99.97	99.74	98.75	98.47	98.31	97.81	98.22	98.36	98.45	97.85	98.04	98.05	99.84	99.08	99.51	99.96	100.00	%
Promedio del día %	99.15																								

9 de diciembre 2024

7 circuitos fuera promedio del día

4 de Edeeste 1.72 % del total Edeeste

2 de Edesur

1 de Edenorte

Horas con apagones por falta de generación 0.00%

20 hora mayor generación del día 3118.00 MW

15 circuitos fuera a esa hora (hora 14)

11 de Edeeste 4.73% del total Edeeste

3 de Edesur

1 de Edenorte

IV. Proyección demanda

¿Cómo estamos hoy? Demanda abastecida.

Porcentajes de demanda abastecida por hora fin de semana.

Total Térmico	2578.02	2573.91	2559.88	2464.27	2425.15	2396.04	2360.14	2228.96	1767.80	1756.38	1674.62	1670.11	1699.34	1754.26	1896.35	1999.02	2193.03	2275.08	2455.21	2460.03	2426.51	2427.54	2413.54	2549.38	MW
Total Eólico	39.73	27.89	31.48	31.02	19.71	16.87	17.25	15.23	27.45	36.63	61.45	70.60	71.56	92.95	112.87	134.83	127.41	118.63	126.07	154.96	182.14	190.54	188.86	135.95	MW
Total Solar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.07	57.71	311.35	507.20	608.18	647.16	638.23	629.48	533.62	453.09	266.37	59.64	0.16	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Total Hidroeléctrica	196.28	141.80	83.77	80.58	79.91	79.85	124.35	124.78	124.61	124.54	68.82	68.27	68.32	67.86	63.63	70.71	110.47	247.12	278.11	298.69	308.71	311.06	312.24	314.84	MW
Total Generado	2814.03	2743.60	2675.13	2575.87	2524.77	2492.81	2501.81	2426.68	2231.21	2424.75	2413.07	2456.14	2477.45	2544.55	2606.47	2657.65	2697.28	2700.47	2859.55	2913.73	2917.36	2929.14	2914.64	3000.17	MW
Total Programado	3012.67	2881.17	2835.37	2762.78	2700.12	2649.55	2610.07	2548.12	2549.74	2565.90	2588.67	2590.39	2589.70	2633.35	2663.51	2755.69	2776.11	2791.32	2962.87	2970.36	3012.25	3035.41	3033.37	3006.92	MW
Disponibilidad Real Sinc.	3431.66	3239.51	3229.16	3230.93	3203.29	3201.59	3268.68	3322.98	3564.97	3758.74	3804.40	3857.77	3836.51	3855.60	3776.38	3712.28	3613.14	3512.56	3455.59	3612.80	3747.73	3749.11	3749.45	3673.21	MW
Disponibilidad Real	3431.66	3239.51	3229.16	3230.93	3203.29	3201.59	3268.68	3322.98	3564.97	3758.74	3804.40	3857.77	3836.51	3855.60	3776.38	3712.28	3613.14	3512.56	3455.59	3612.80	3747.73	3749.11	3749.45	3673.21	MW
Consumo	186.37	184.28	183.34	186.90	193.28	195.95	202.96	201.38	203.91	202.86	197.53	195.69	194.32	198.03	202.96	200.13	201.95	196.52	194.56	181.59	195.32	194.58	192.09	192.54	MW
Potencia No Servida	0.00	0.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90	0.86	0.88	8.52	19.25	9.23	15.06	5.25	8.77	1.52	1.00	16.50	24.39	21.68	6.23	9.11	1.62	0.00	MW
Reserva Caliente	212.16	207.92	221.87	319.43	284.70	288.42	335.15	419.92	404.07	387.44	459.11	452.08	414.67	371.55	530.87	409.64	430.59	592.31	389.94	404.20	426.60	346.85	357.99	272.04	MW
Reserva Fria	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MW
Demanda satisfecha %	100.00	99.98	100.00	100.00	100.00	100.00	99.96	99.96	99.96	99.65	99.20	99.62	99.39	99.79	99.66	99.94	99.96	99.39	99.15	99.26	99.79	99.69	99.94	100.00	%
Promedio del día %	99.76																								

8 de diciembre 2024

2 circuitos fuera promedio del día

2 de Edeeste 0.86% del total Edeeste

0 de Edesur

0 de Edenorte

Horas con apagones por falta de generación 0.00%

24 hora mayor generación del día 3000.17 MW

6 circuitos fuera a esa hora (hora 19)

4 de Edeeste 1.72% del total Edeeste

1 de Edesur

1 de Edenorte

IV. Proyección demanda

¿Cuál es la composición del deficit financiero de las EDEs en el presente?

- Por politica pública la meta es abastecer el 100%. Evidente que esto generará un deficit si no se realiza una adecuada gestión de las pérdidas, y si la tarfa no es la adecuada. La tarifa se define esencialmente por el **Costo de Abastecimiento + el VAD** (Valor Agregado de Distribución), si el costo de abastecimiento es muy alto, este repercute en los valores de las pérdidas financieras, y mas si ese costo no se puede tranferir a tarifa, pues se produce en la práctica una reducción del VAD. Una reducción del VAD deja sin recursos a las EDEs para hacer una adecuada labor, incluyendo la de gestión de pérdidas, y se convierte en un círculo vicioso.
- **El Costo de Abastecimiento** se ha considerado siempre como un costo a pasar (Pass through), pero eso solo es válido si el precio de venta se origina por la competencia lograda mediante licitaciones públicas internacionales, algo que no ocurre regularmente en la República Dominicana, y por eso dichos costos están evidentemente muy por encima de lo que deben ser, y presionan un aumento de la tarifa, que se asocia por lo general a ineficiencias en el manejo de las EDEs, pues se desconoce que el 72 % del valor de la tarifa se debe al costo de abastecimiento en condiciones normales, pero cuando se congela la tarifa puede llegar a representar el 89% del valor tarifario.

IV. Proyección demanda

¿Cuál es la composición del deficit financiero de las EDEs en el presente?

El deficit financiero en el año 2023 se origina en:

1. Energía suministrada no cobrada:

US\$ 862.16 millones (por no medición US\$ 497.95 millones, por fraude US\$ 258.94 millones y por facturada no cobrada US\$ 105.27 millones).

2. Por el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE)

US\$ 439.22 millones, subsidio al precio en la factura del cliente, no a la EDE.

3.Total: US\$ 1301.38 millones, lo cual representa el 89.75% del déficit financiero de las Empresas de Distribución.

El FETE representa el 30.29% del déficit, pero no es un subsidio a las Empresas Distribuidoras Eléctricas, es un subsidio al consumidor por Políticas Públicas, como lo es también el tratar de abastecer el 100% de la demanda, aunque no se logre por limitaciones en las redes de distribución. Las otras “pérdidas” representan US\$148.62 millones de costos no transferidos a tarifa, como contrataciones de corto plazo, pago por reserva rotante para soportar renovables, contratación de plantas para cubrir picos de la demanda, y otros costos asociados a las nuevas tecnológicas, que aun no se contemplan dentro de la tarifa eléctrica. Esto se computa Como adicional al FETE. De este modo el FETE llega a US\$587.84 millones.

IV. Proyección demanda

¿Cuál es la composición del deficit financiero de las EDEs en el presente?

Si se consigue ajustar el precio de venta de los generadores a sus costos reales con un margen de utilidad apropiado para producir un TIR de un 10%, la reducción del Costo a Abastecimiento para las Empresas de Distribución en el año 2023 hubiese sido de US\$ 544.93 millones. Por su impacto en la composición de la tarifa eléctrica, esa reducción quitaría presión para un aumento de la misma, pues el FETE se reduciría.

El efecto de una reducción como esa en el costo de abastecimiento tiene un impacto equivalente en la reducción y en la composición del deficit financiero de las Empresas de Distribución. El deficit, sin hacer ninguna otra gestión en las EDES, se situaría en:

1. Energía suministrada no cobrada.

US\$ 640.9 millones

2. Por el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE).

US\$ 115.55 millones,

3.Total: US\$ 756.45 millones

IV. Proyección demanda

¿Hacia dónde vamos?

- Cambio de las fuentes basadas en combustibles fósiles de la matriz, por fuentes de energía limpia o muy baja en emisiones de carbono; considerando que su aporte energético total sea suficiente para abastecer el sistema.

Solar Fotovoltaica, Eólica, Hidro, Hidrógeno, Marina, Biomasa, Nuclear e Interconexiones. Esta última para el intercambio de energía entre los mercados eléctricos cercanos, que permita un mutuo aprovechamiento de recursos disponibles entre esos mercados y el dominicano.

IV. Proyecciones máximas de Demanda de Potencia

Crecimiento decreciente:

Del 2026 al 2035, 6.2%; del 2036 al 2045, 4.5%; del 2046 al 2050, 3.7%; del 2051 al 2060, 3.4%.

Proyecciones máximas de potencia requerida del sistema 2025 - 2060							
Parámetro	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
Demanda máxima 12:00 (MW)	3,313	4,228	5,377	6,385	7,803	9,415	14,664
Demanda máxima 21:00 (MW)	3,601	4,596	5,836	6,930	8,469	10,048	15,916
Variación picos (MW)	288	368	459	545	666	633	1,252
Variación picos (%)	8%	8%	7.9%	7.9%	7.9%	6.3%	7.9%
Potencia en línea	4,011	5,074	6,411	7,710	9,422	11,261	17,837
Reserva Rotante (MW)	410	478	575	780	953	1,213	1,921
Reserva Fria (MW)	721	920	1,167	1,389	1,694	2,010	3,184
Capacidad disponible requerida (MW)	4,732	5,994	7,578	9,100	11,116	13,271	21,021

Fuente: CNE/IEUASD

IV. Proyecciones de Demanda de Energía; y de las inversiones requeridas en generación, base 2022:

Proyecciones de Demanda de Energía e Inversiones requeridas en Generación, base: 2022							
Parámetro	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
Energía proyectada (GWh/año)	21,829	26,633	32,318	39,460	50,448	67,985	105,962
Factor de Carga Vs Demanda Máxima	0.69	0.66	0.63	0.65	0.68	0.72	0.76
Descripción	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060 (mix)
Inversión acumulada (US\$MM)	8,587	11,383	14,006	19,030	25,773	35,288	67,168
Inversión periodo nueva generación (US\$MM)	795	2,800	2,625	5,025	6,745	9,515	16,680

Fuente: CNE/IEUASD

V. Capacidad requerida al 2060.

En base porcentual

Porcentaje de participación por fuente primaria							
Tipo	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
12:00							
Fósiles	60%	56%	54%	41%	30%	12%	0%
Renovables	35%	38%	36%	42%	43%	56%	62%
Hidro	5%	6%	4%	4%	3%	2%	3%
Interconexión	0%	0%	6%	10%	12%	14%	15%
Nuclear	0%	0%	0%	3%	12%	16%	20%
21:00							
Fósiles	81%	77%	66%	55%	43%	20%	0%
Renovables	9%	11%	12%	14%	14%	38%	39%
Hidro	10%	12%	13%	15%	16%	13%	26%
Interconexión	0%	0%	9%	13%	16%	14%	15%
Nuclear	0%	0%	0%	3%	11%	15%	20%

Fuente: IEUASD

V. Capacidad requerida al 2060.

* objetivo reducción.

** Prioridad incluyendo la requerida para almacenamiento

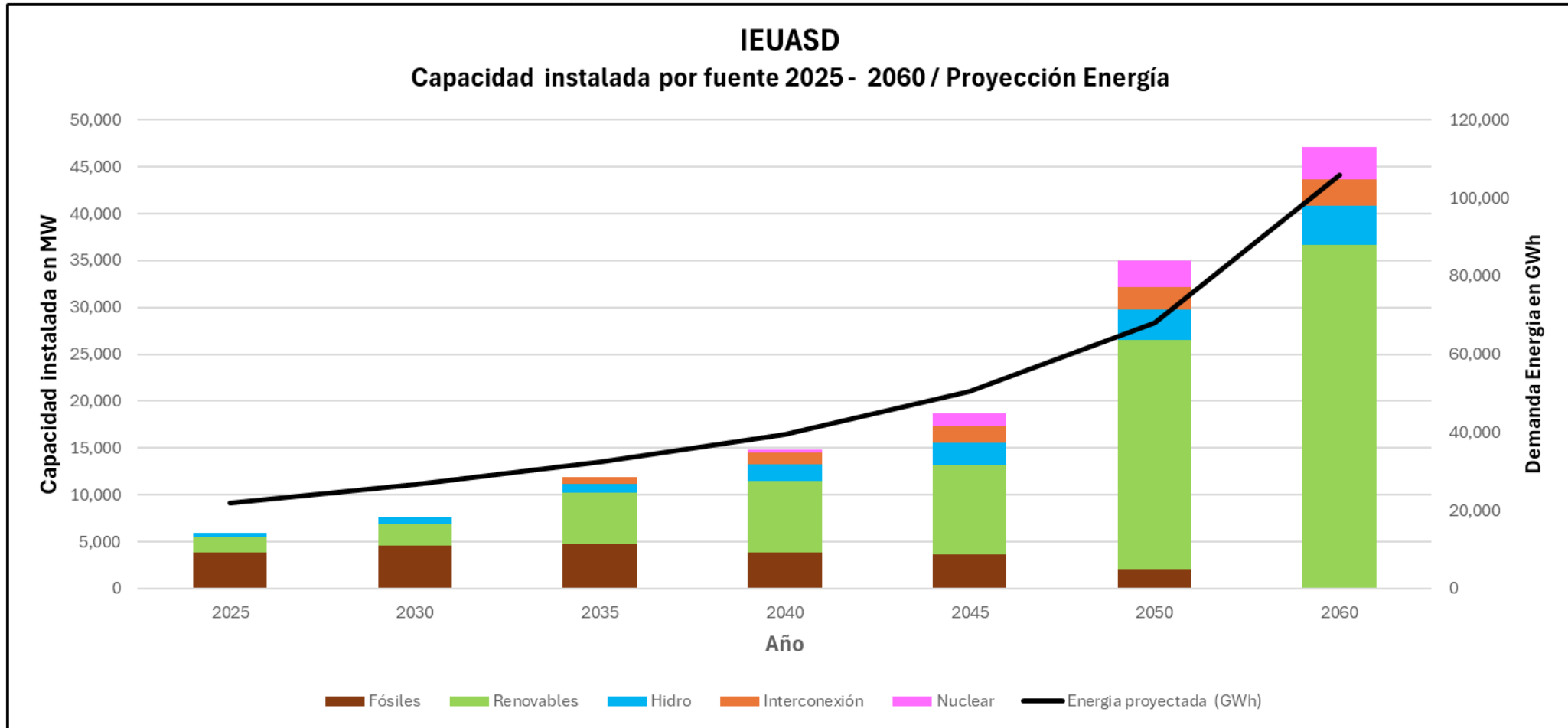
***Incluyendo almacenamiento por hidrobombeo basado en renovables a partir de 2030.

Capacidad instalada firme requerida por fuente (MW) 2025 - 2060

Tipo	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2060
Fósiles*	3,833	4,615	4,815	3,812	3,642	2,043	0
Renovables**	1,656	2,278	5,365	7,659	9,547	24,506	36,690
Hidro***	473	719	988	1,823	2,376	3,213	4,200
Interconexión	0	0	684	1,170	1,760	2,380	2,800
Nuclear	0	0	0	330	1,320	2,800	3,400

Fuente: CNE/IEUASD

V. Capacidad requerida al 2060.



Fuente: Elaboración propia del IEUASD

Expansión del Sistema Eléctrico



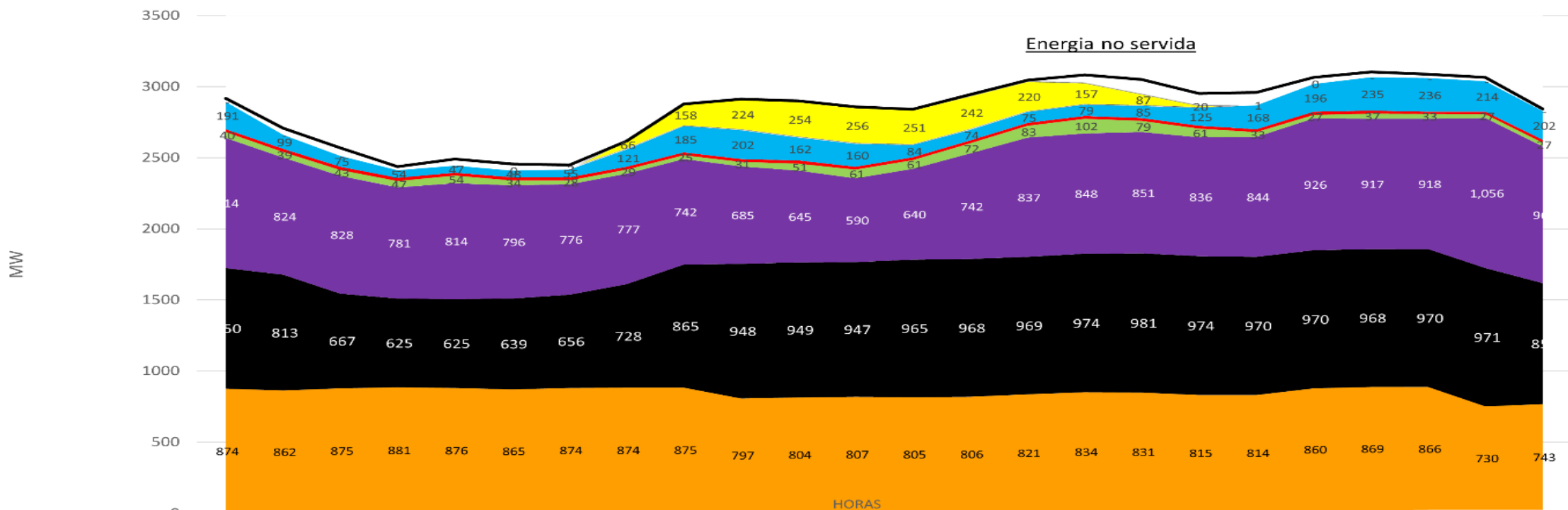
V – Capacidad requerida al 2060: Proyecciones de crecimiento de demanda cobertura por fuentes

Toda nueva generación, sin excepciones, debe estar sujeta al plan de expansión y licitaciones, donde se especifiquen tecnología y ubicaciones de los centros de generación.

- Para el uso masivo de energías renovables se 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, creando una red inteligente para inyecciones y retiros de energía.
- De igual manera se requiere adecuar la capacidad de almacenamiento de energía para soportar variaciones en la oferta de las renovables haciéndolas despachables.
- Se contempla el uso prioritario del hidrobombeo e interconexiones con otros sistemas antes del año 2035, y como complemento, en adición a lo anterior, el uso del hidrógeno verde y energía nuclear a partir del año 2040.

V. Capacidad requerida al 2060: Curva demanda máxima 28 de septiembre 2021. Curva base de referencia.

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE SANTO DOMINGO
 INSTITUTO DE ENERGIA
 AGREGADOS DE GENERACION 28 SEP 2021 (Día **Demanda Máxima** 2021)



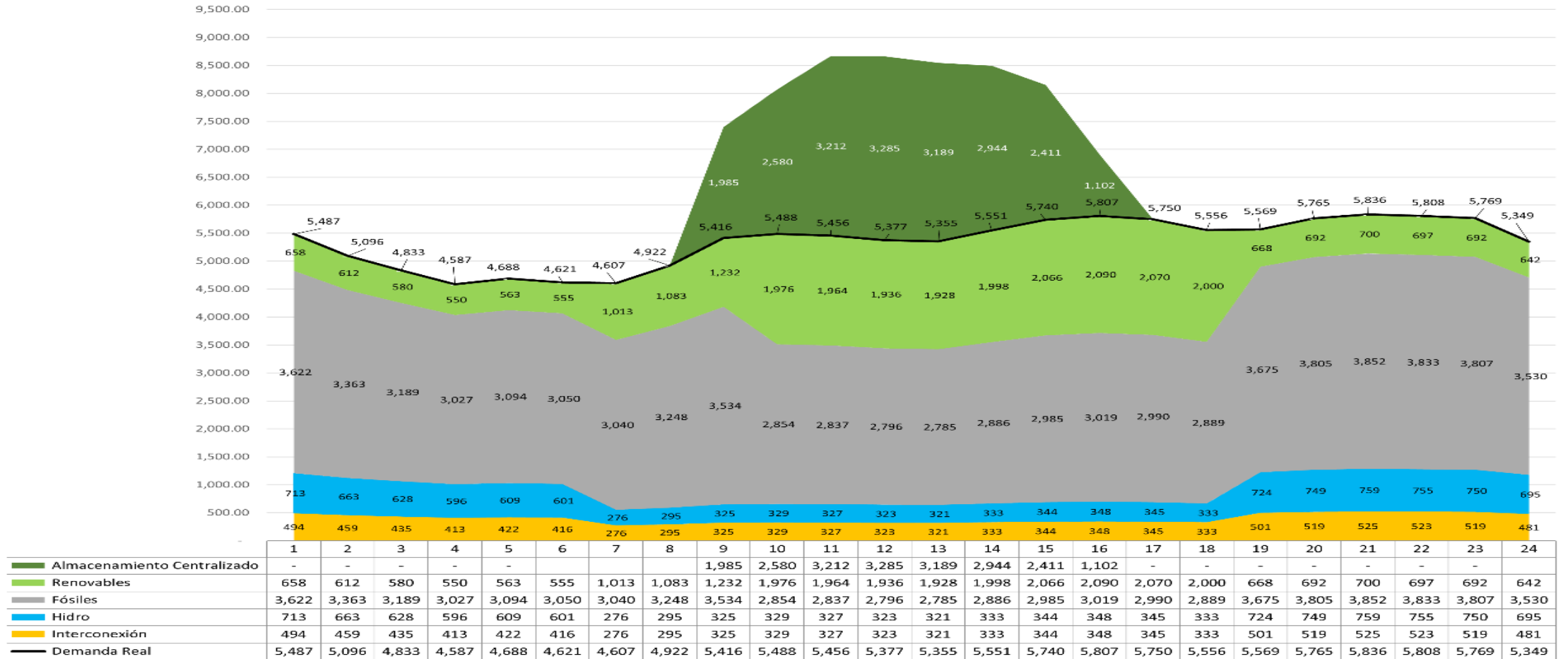
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Solar	-	-	-	-	-	0	3	66	158	224	254	256	251	242	220	157	87	20	1	0	-	-	-	-
Hidro	191	99	75	54	47	48	55	121	185	202	162	160	84	74	75	79	85	125	168	196	235	236	214	202
Biomasa	21	21	21	21	21	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15	18	20
Eólico	40	39	43	47	54	34	28	29	25	31	51	61	61	72	83	102	79	61	33	27	37	33	27	27
Fuel Oil	914	824	828	781	814	796	776	777	742	685	645	590	640	742	837	848	851	836	844	926	917	918	1,056	962
Carbón	850	813	667	625	625	639	656	728	865	948	949	947	965	968	969	974	981	974	970	970	968	970	971	850
Gas Natural	874	862	875	881	876	865	874	874	875	797	804	807	805	806	821	834	831	815	814	860	869	866	730	743
HORAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA MAXIMA	2,917	2,709	2,569	2,438	2,492	2,457	2,449	2,616	2,879	2,912	2,900	2,858	2,842	2,945	3,046	3,082	3,051	2,952	2,960	3,065	3,102	3,087	3,066	2,843

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

V. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2035

Almacenamiento requerido 21,014 MWh día. Eólica 800Mw, hidrobombeo 750 MW por 15 horas.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SANTO DOMINGO
 INSTITUTO DE ENERGÍA
 Plan Expansión REPÚBLICA DOMINICANA 2022-2060
 Proyecciones de Demanda Máxima 2035

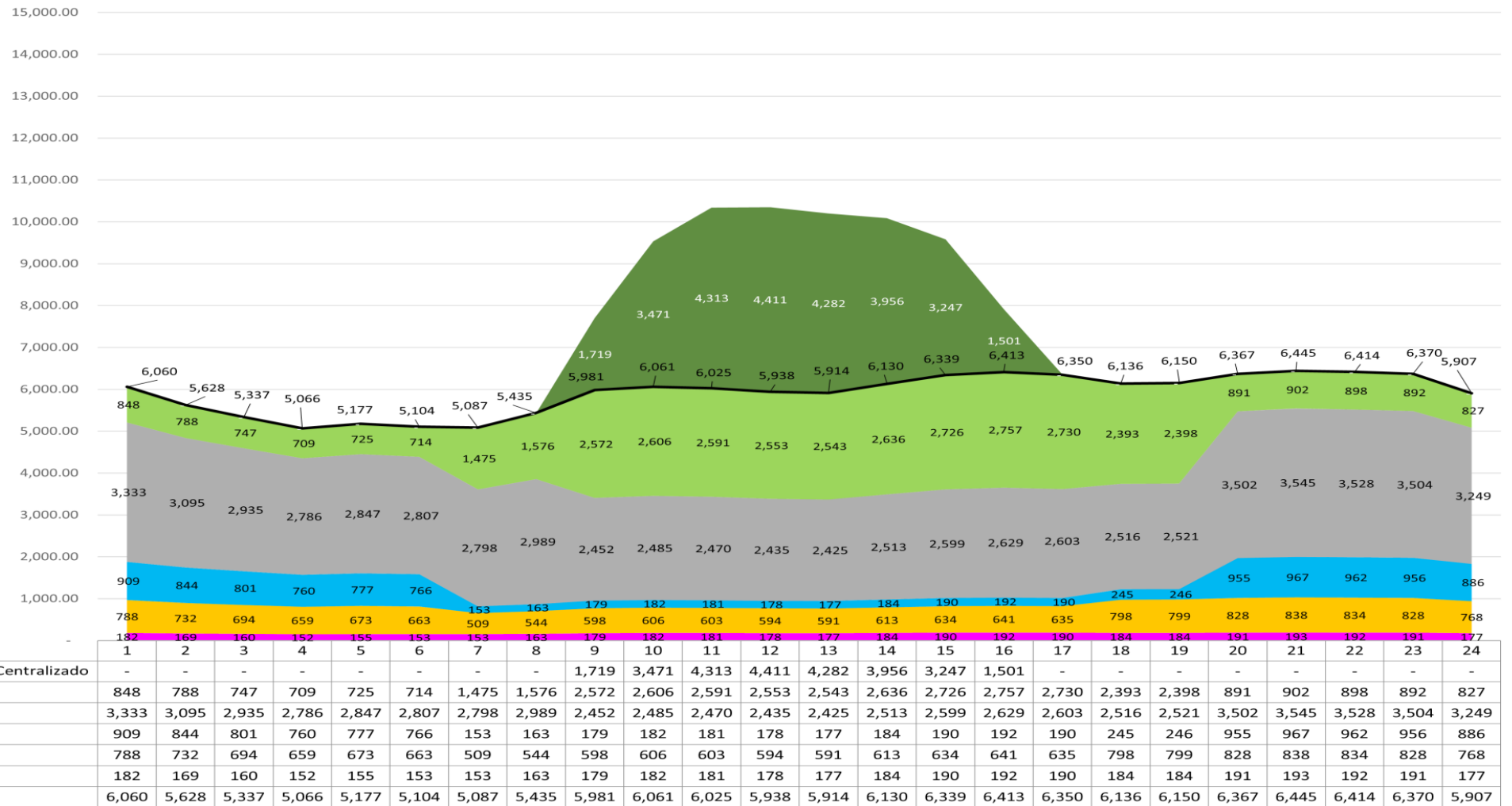


Fuente: Elaboración propia del IEUASD

V. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2040

Almacenamiento requerido 29,247 MWh día. Eólica 1,200 MW, hidrobombeo 1052 MW por 15 h.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SANTO DOMINGO
 INSTITUTO DE ENERGÍA
 Plan Expansión REPÚBLICA DOMINICANA 2022-2060
 Proyecciones de Demanda Máxima 2040

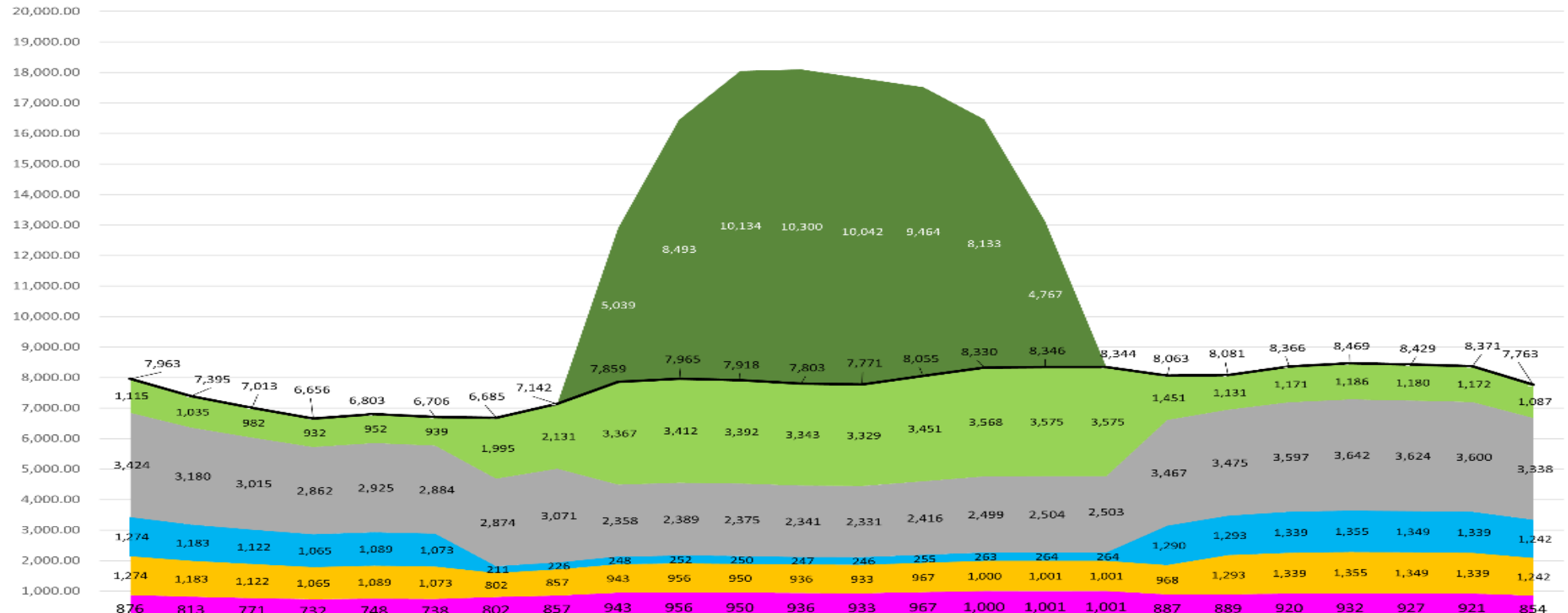


Fuente: Elaboración propia del IEUASD

V. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2045

Almacenamiento requerido 35,803 MWh día. Eólica 1,600MW, hidrobombeo 1605 MW 15 horas.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SANTO DOMINGO
 INSTITUTO DE ENERGÍA
 Plan Expansión REPÚBLICA DOMINICANA 2022-2060
 Proyecciones de Demanda Máxima 2045



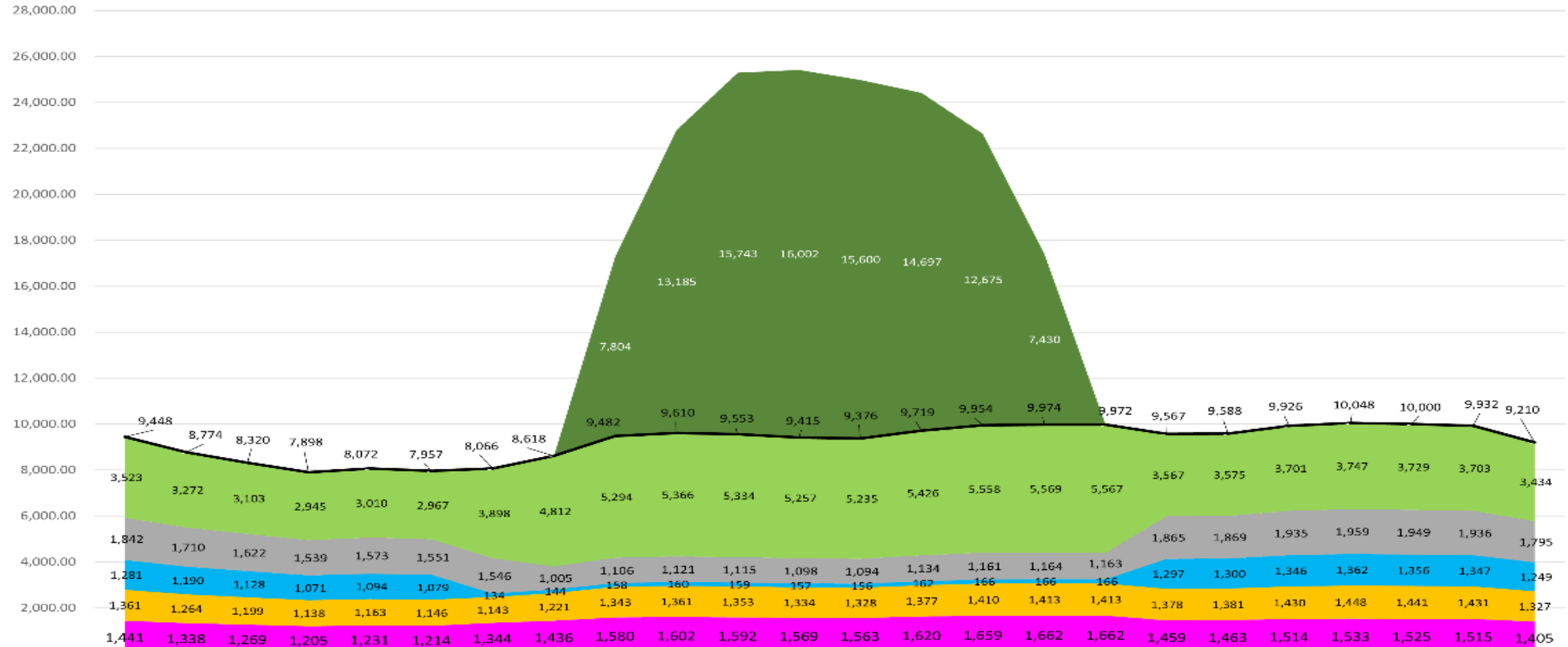
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Almacenamiento Centralizado	-	-	-	-	-	-	-	-	5,039	8,493	10,134	10,300	10,042	9,464	8,133	4,767	-	-	-	-	-	-	-	-
Renovables en línea	1,115	1,035	982	932	952	939	1,995	2,131	3,367	3,412	3,392	3,343	3,329	3,451	3,568	3,575	3,575	1,451	1,131	1,171	1,186	1,180	1,172	1,087
Fósiles	3,424	3,180	3,015	2,862	2,925	2,884	2,874	3,071	2,358	2,389	2,375	2,341	2,331	2,416	2,499	2,504	2,503	3,467	3,475	3,597	3,642	3,624	3,600	3,338
Hidro	1,274	1,183	1,122	1,065	1,089	1,073	211	226	248	252	250	247	246	255	263	264	264	1,290	1,293	1,339	1,355	1,349	1,339	1,242
Interconexión	1,274	1,183	1,122	1,065	1,089	1,073	802	857	943	956	950	936	933	967	1,000	1,001	1,001	968	1,293	1,339	1,355	1,349	1,339	1,242
Nuclear	876	813	771	732	748	738	802	857	943	956	950	936	933	967	1,000	1,001	1,001	887	889	920	932	927	921	854
Demanda Real	7,963	7,395	7,013	6,656	6,803	6,706	6,685	7,142	7,859	7,965	7,918	7,803	7,771	8,055	8,330	8,346	8,344	8,063	8,081	8,366	8,469	8,429	8,371	7,763

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

V. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2050

Almacenamiento requerido 122,366 MWh día. Eólica 2,500 MW, hidrobombeo 2,442 MW por 15 horas.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SANTO DOMINGO
 INSTITUTO DE ENERGÍA
 Plan Expansión REPÚBLICA DOMINICANA 2022-2060
 Proyecciones de Demanda Máxima 2050



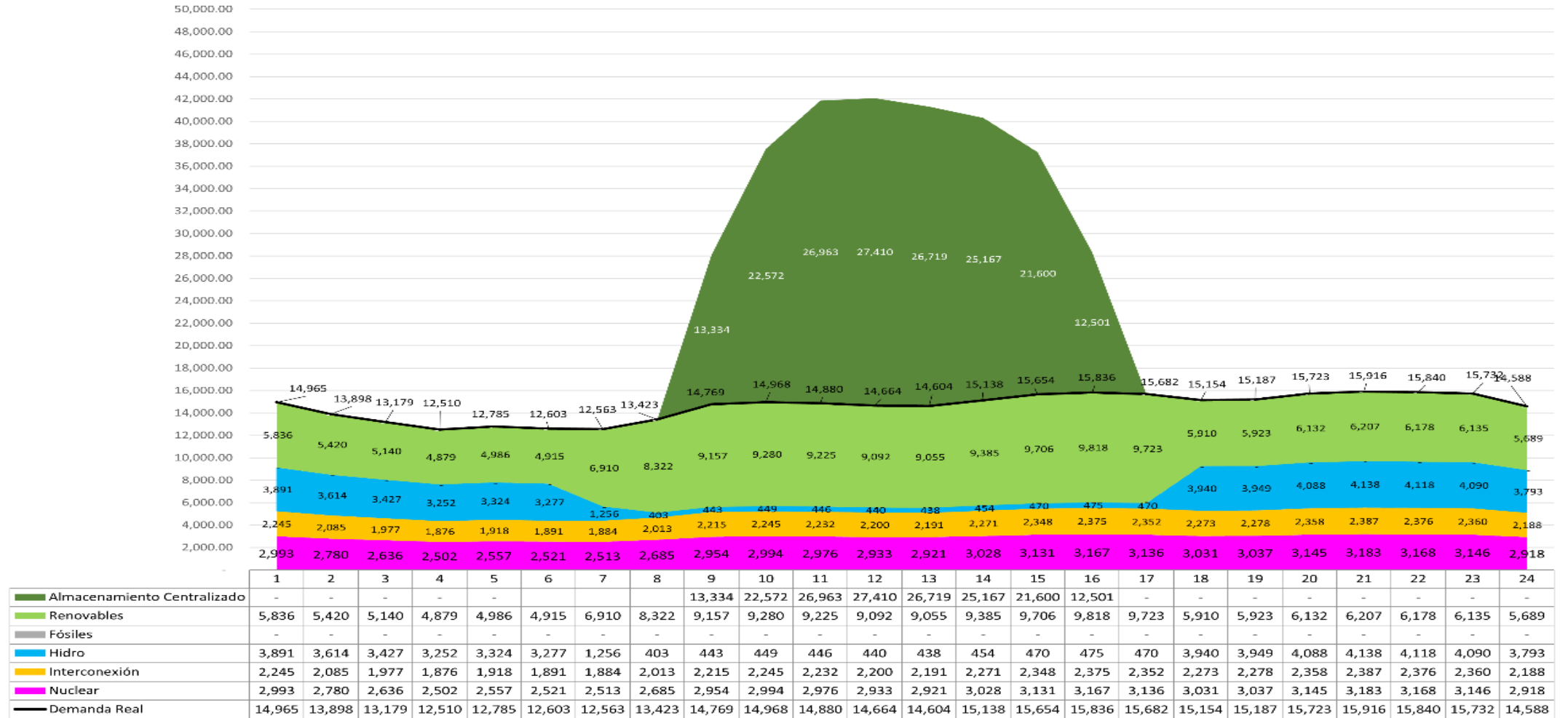
Almacenamiento Centralizado	-	-	-	-	-	-	-	-	7,804	13,185	15,743	16,002	15,600	14,697	12,675	7,430	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Renovables en línea	3,523	3,272	3,103	2,945	3,010	2,967	3,898	4,812	5,294	5,366	5,334	5,257	5,235	5,426	5,558	5,569	5,567	3,567	3,575	3,701	3,747	3,729	3,703	3,434	
Fósiles	1,842	1,710	1,622	1,539	1,573	1,551	1,546	1,005	1,106	1,121	1,115	1,098	1,094	1,134	1,161	1,164	1,163	1,865	1,869	1,935	1,959	1,949	1,936	1,795	
Hidro	1,281	1,190	1,128	1,071	1,094	1,079	134	144	158	160	159	157	156	162	166	166	166	1,297	1,300	1,346	1,362	1,356	1,347	1,249	
Interconexión	1,361	1,264	1,199	1,138	1,163	1,146	1,143	1,221	1,343	1,361	1,353	1,334	1,328	1,377	1,410	1,413	1,413	1,378	1,381	1,430	1,448	1,441	1,431	1,327	
Nuclear	1,441	1,338	1,269	1,205	1,231	1,214	1,344	1,436	1,580	1,602	1,592	1,569	1,563	1,620	1,659	1,662	1,662	1,459	1,463	1,514	1,533	1,525	1,515	1,405	
Demanda Real	9,448	8,774	8,320	7,898	8,072	7,957	8,066	8,618	9,482	9,610	9,553	9,415	9,376	9,719	9,954	9,974	9,972	9,567	9,588	9,926	10,048	10,000	9,932	9,210	

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

V. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2060

Almacenamiento requerido 171,435 MWh día Eólica 3500 MW, hidrobombeo 3,479 MW por 15 horas.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SANTO DOMINGO
 INSTITUTO DE ENERGÍA
 Plan Expansión REPÚBLICA DOMINICANA 2022-2060
 Proyecciones de Demanda Máxima 2060



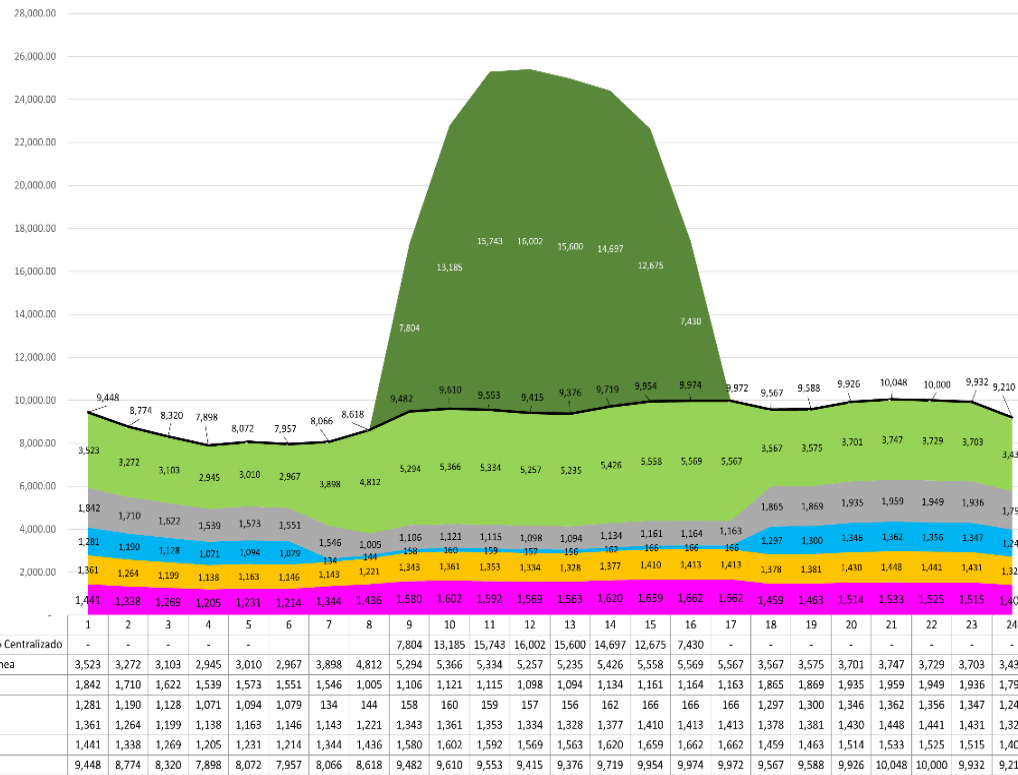
Fuente: Elaboración propia del IEUASD

V. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente del 2050 al 2060

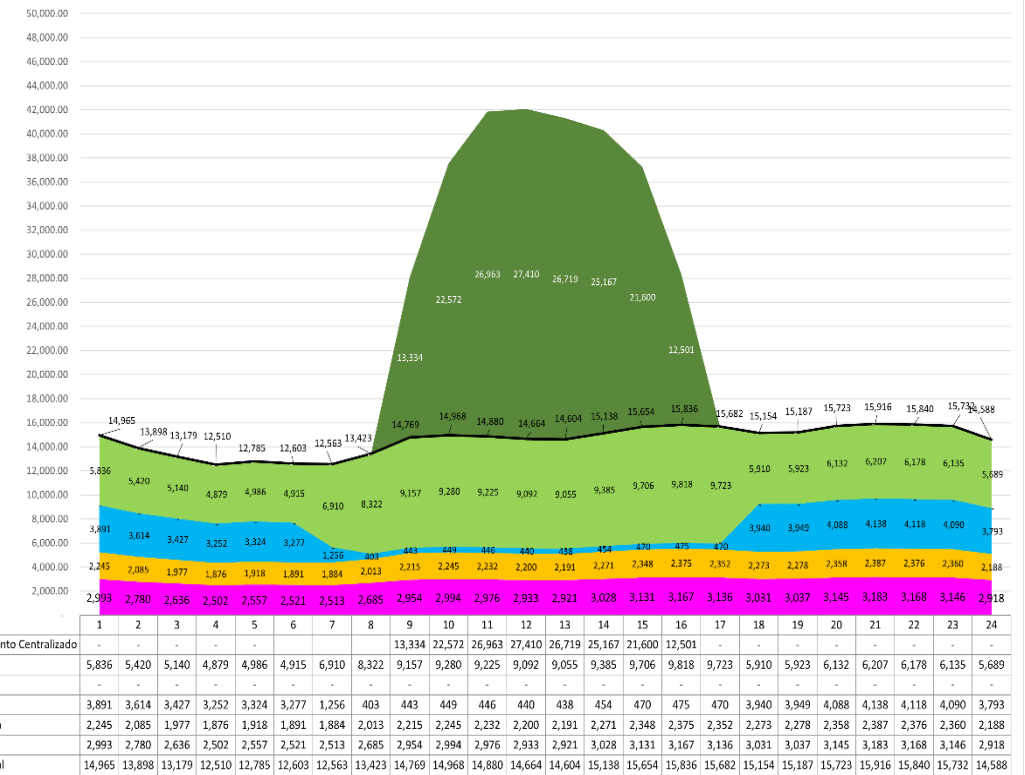
Almacenamiento requerido de 122,366 MWh a 171,435 MWh día. Eólica de 2,500 a 3500 MW, hidrobombeo de 2,442 a 3,479 MW por 15 horas.

Demanda máxima 2060 de 15916 MW, 10346 en renovables con almacenamiento (65%), 3183 MW nuclear (20%) y 2387 MW interconexión (15%)
De día la participación de las renovables aumenta con destino al almacenamiento de energía, no para satisfacer la demanda en línea.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SANTO DOMINGO
INSTITUTO DE ENERGÍA
Plan Expansión REPÚBLICA DOMINICANA 2022-2060
Proyecciones de Demanda Máxima 2050

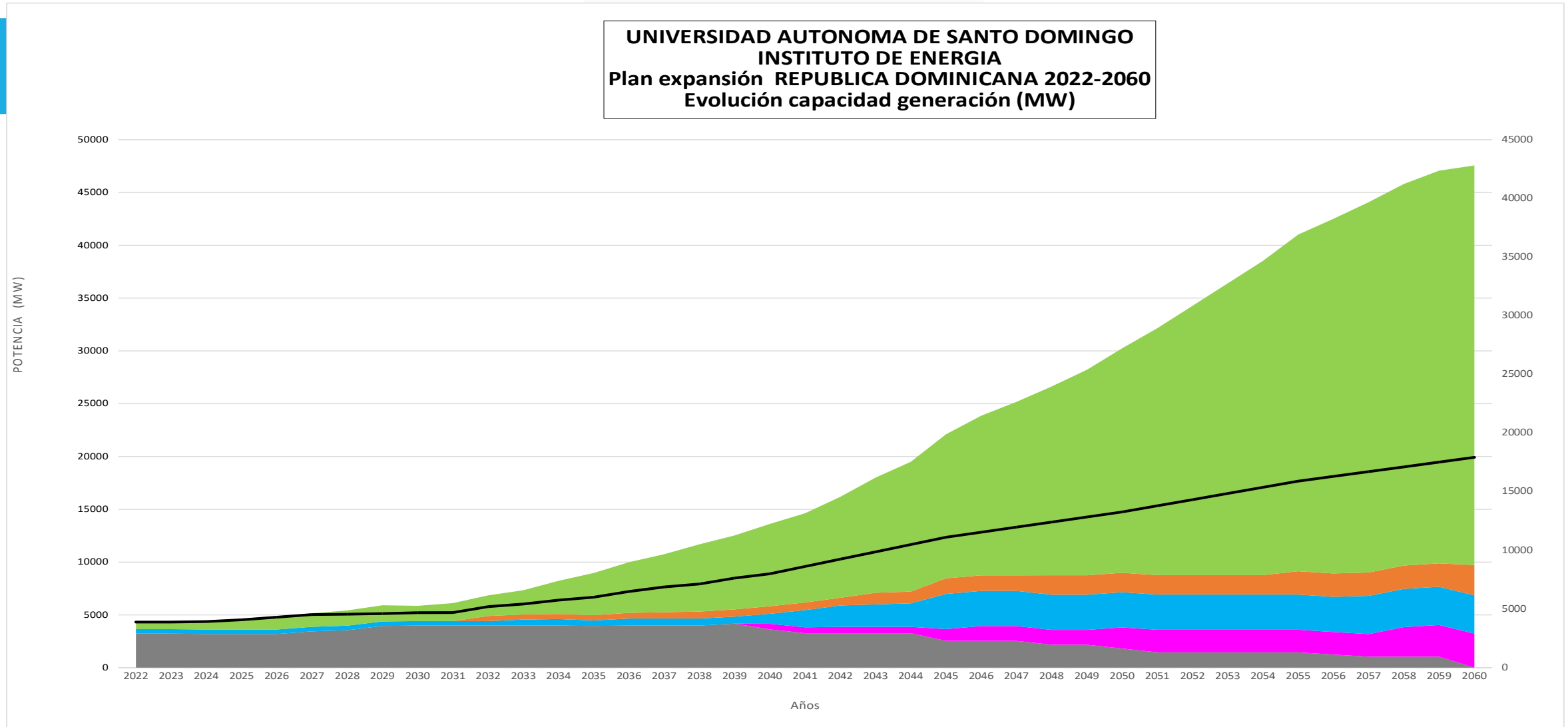


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SANTO DOMINGO
INSTITUTO DE ENERGÍA
Plan Expansión REPÚBLICA DOMINICANA 2022-2060
Proyecciones de Demanda Máxima 2060



Fuente: Elaboración propia del IEUASD

V. Capacidad requerida al 2060: Evolución de capacidad de generación requerida por fuente hasta el 2060, sin carbón, ni gas natural.



Fuente: Elaboración propia del IEUASD

Expansión del Sistema Eléctrico: Costos y Alternativas.



VI. Evaluación costos de implementación: Necesidad de racionalizar el Costo de Capital en obras de infraestructuras eléctricas en la República Dominicana.

- Revisar plazos amortización inversiones
- Incentivos a instituciones financieras locales
- Otros que puedan contribuir a lograr el objetivo

A modo de ejemplo, en la siguiente tabla se evalúa costo monómico de la energía de los Sistemas Fotovoltaicos tanto en RD (distintas modalidades) como a nivel de Utility en Florida. Se puede observar la diferencia en el LCOE de cada modalidad. Las dos últimas filas comparan los costos para un consumidor, o cliente, en base a precios tarifa y costo propio, tasa estimada promedio RD\$58 =US\$1, se observa que se deben bajar tasa de interés y de retorno de capital locales para exportar, y que la FV tendería a bajar el precio de la energía en RD en la actualidad.

VI. Evaluación costos de implementación: Necesidad de racionalizar el Costo de Capital en obras de infraestructuras eléctricas en la República Dominicana.

Expansión del Sistema Eléctrico: Costos y Alternativas.



INVERSION	Florida (Utilities)	RD (Utilities)	RD (Clientes)	RD (Exportación)
CAPEX	1,745.80	1,452.94	749.78	806.95
Plazo	25.00	15.00	25.00	25.00
Tasa de interes	3.00%	6.00%	0.50%	6.00%
Aporte capital inversionista	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%
Tasa retorno capital	10.00%	20.00%	20.00%	20.00%
Costo capital ponderado	4.40%	8.80%	4.40%	8.80%
O&M	18.00	18.00	6.00	9.00
LCOE (US\$/kWh)	0.0441	0.0828	0.0429	0.0460
LCOE (RD\$/kWh)	2.5576	4.8045	2.4910	2.6705
Precio Energía Residencial (RD\$/kWh)	5.80	11.60	2.49	5.80
Factura Consumo Cliente 300 kWh	\$ 1,740.00	\$3,480.00	\$ 747.29	\$ 1,740.00

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

Expansión del Sistema Eléctrico: Costos, alternativas y comparaciones.



VI. Evaluación costos de implementación:

Comparación de tecnologías a precios de agosto 2022.

La fotovoltaica presenta el LCOE 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, de 0.12 US\$/kWh.

- La energía nuclear es la que le sigue a la fotovoltaica en LCOE, 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 de la fotovoltaica sin inconvenientes.
- Luego del 2030, el hidrógeno será el más competitivo. Hoy su LCOE está en unos 0.2431 US\$/kWh, pero para ese año rondará los 0.128 a 0.0612 US\$/kWh usando motores, o celdas de combustible.

Expansión del Sistema Eléctrico: Generación Térmica



VII. Generación térmica al 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.

- Continuar proyectos :

Quisqueya III (400 MW - 2024)*

San Felipe (430 MW - 2025)*

Manzanillo I (400 MW - 2026) *

Manzanillo II (400 MW – 2027)*

Manzanillo III (650MW- antes del 2035)*

- Otros proyectos > 2035

Motores y/o celdas de combustible (1000 MW – 2040). (1000 MW – 2045)* y (1000 MW – 2050)*

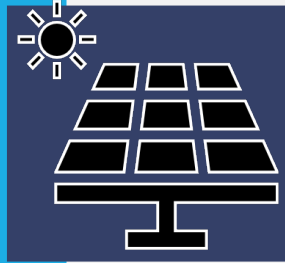
Vapor nuclear (600MW-2040), (800 MW-2045), (1400 MW-2050) y (800 MW. 2060)

* almacenamiento energía hidrógeno verde de las renovables o nuclear, una alternativa a la nuclear es aumentar la interconexión a Puerto Rico para uso de energía geotérmica de las Antillas Menores.

VIII. Renovables y otras al 2060: Renovables no convencionales (Sol – Viento-Agua-Nuclear)



Expansión del Sistema Eléctrico: Renovables

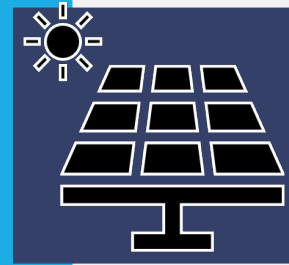


VIII. Renovables y otras al 2060:

Renovables no convencionales (Sol –Viento-Agua-Nuclear)

- Continuar planes de expansión .
- Evaluar inyección Energía Renovables en circuitos con altas pérdidas. Actualmente la fotovoltaica distribuida es la energía con menor costo por kWh
- Favorecer el almacenamiento de energía pues sin este no se podrá incrementar la participación de las renovables en el SEN.
- La empresa de transmisión debe contemplar en su plan de expansión los proyectos de renovables.
- Tener presente que las energías renovables se proyectan en base a la energía a suplir, la potencia se estima sobre esta base y será siempre mayor a la que realmente esta en línea, pues se requiere un excedente para almacenar energía como reserva para garantizar su % de participación en términos de energía.

Expansión del Sistema Eléctrico: Renovables



VIII. Renovables y otras al 2060:

Renovables no convencionales (Sol –Viento-Agua-Nuclear)

■ Se requieren instalar más de 24,000 MW adicionales de renovables a partir de lo actual para cubrir la demanda al año 2050, A esa fecha 24,506 MW de renovables serían requeridos, de los cuales 3,069 MW de SFV y 2,500 MW eólicos, 300MW de biomasa y 150 MW de corrientes marinas en línea, el resto se usará para almacenamiento de energía, para esos fines principalmente los SFV: unos 8,000 MW para cubrir almacenamiento de energía en hidrógeno y unos 10,487 MW para cubrir hidrobombeo con el propósito de cubrir tres días de almacenamiento en baterías de agua. La energía nuclear serviría de respaldo para el logro de este almacenamiento.



➤ Mejorar operación para maximizar ingresos.

➤ Maximizar utilización infraestructura:

- Parques fotovoltaicos en lagos o zonas de amortiguamiento de presas
- Desarrollar Baterías de Agua con hidrobombeo, para el 2050 deben ser más de 2400MW en embalses de regulación (y 1000 MW más para el 2060), y 2717 MW en sistemas de dos embalses independientes aportando en conjunto una capacidad de almacenamiento de energía de más de 77,400 MWh día.

Expansión del Sistema Eléctrico: Otras

VIII. Renovables y otras al 2060: Energía nuclear



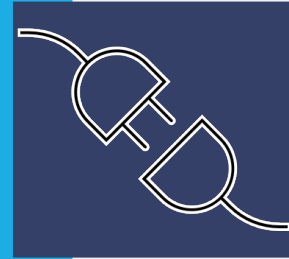
- Generación base de respaldo a renovables, junto a las interconexiones.
- Uso parcial para hidrobombeo de día.
- Maximizar retiro de plantas de combustibles fósiles.
- Retiro de más de 2,700 MW al año 2050.
- Uso de Reactores Modulares Pequeños (SMR) de 400 MW o menos. Tecnología GE-Hitachi.

VIII. Renovables y otras al 2060: Interconector HVDC Bipolar

[Línea de transmisión eléctrica de alta tensión DC para interconectar mercados eléctricos a grandes distancias]
Capaz de transitar por Tierra, Mar y Aire

**Expansión del Sistema
Eléctrico:
Interconexiones**

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones



VIII. Renovables y otras al 2060: Interconector HVDC Bipolar

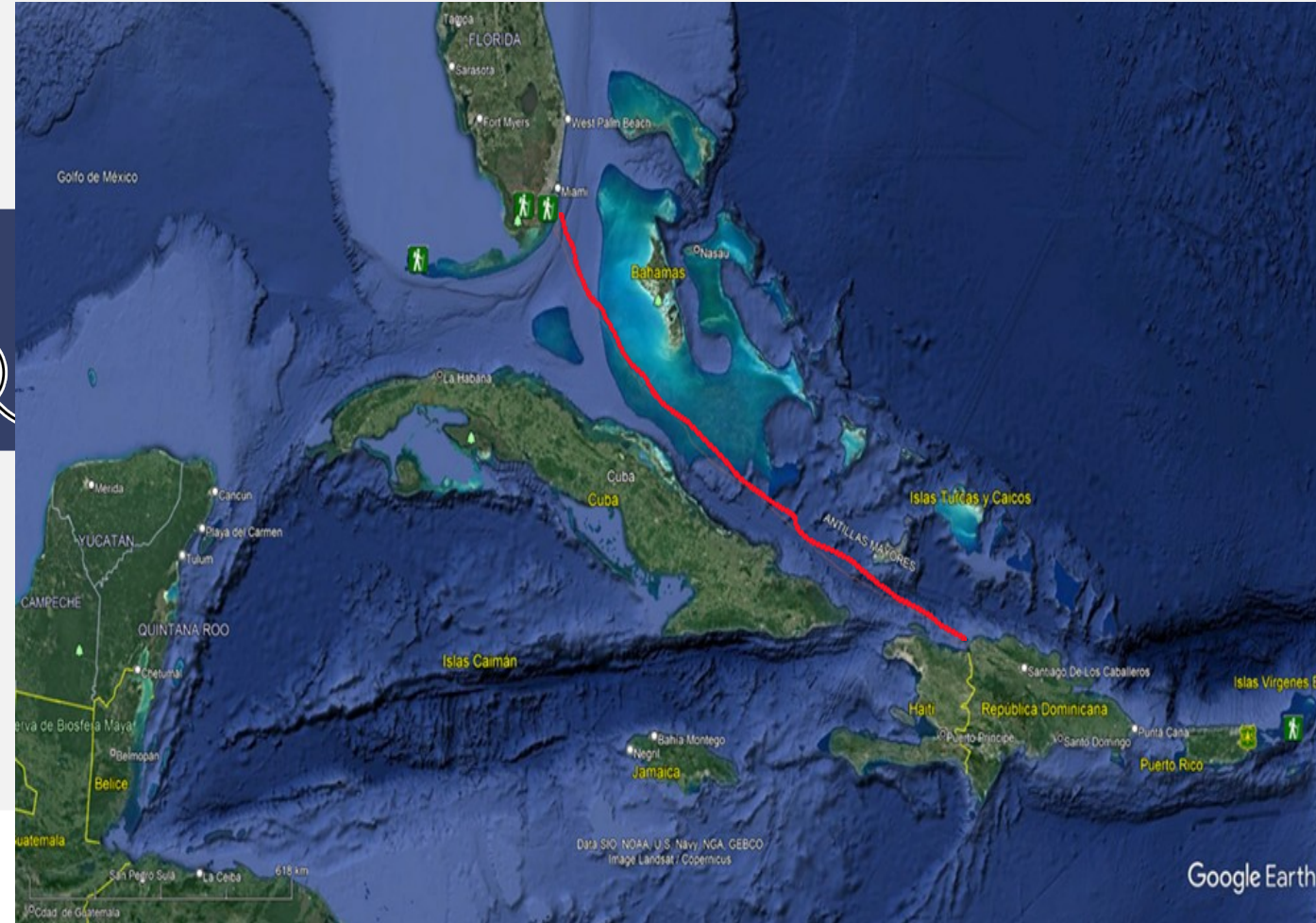
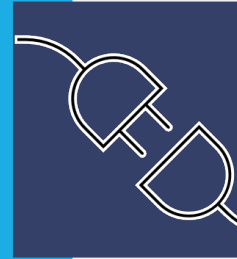
Interconectar Sistema Eléctrico Nacional con USA antes del 2035 y con otros países de la región antes de 2040:

- Diversificar matriz de suministro con energía eléctrica importada.
 - Mejora resiliencia Sistema Eléctrico Nacional.
 - Mínimo impacto ambiental en Costas y Territorio.
 - Habilitaría el desarrollo de parques Energía Limpia para exportación.
 - Desarrollo Centro (HUB) Eléctrico Regional.
 - Anillar el sistema de transmisión norte sur.
 - Instalar compensadores de reactivos sub estación Guayubín
 - Inyectar 800 MW en dicha subestación. Generadores Manzanillo.
- Se requiere acuerdo previo Gobierno a Gobierno para incluirlo en plan de expansión.
- Interconexión con Puerto Rico y Colombia en el 2040 y 2045, o antes.
- Los planes de expansión deben revisarse cada 5 años verificando su vigencia tomando en consideración la evolución de las tecnologías.

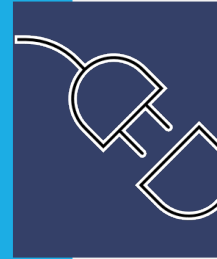
VIII. Renovables y otras al 2060: Interconector HVDC Bipolar (cont.).

Primera interconexión 1,400 MW – 1,100 kms – \$2,000 MM

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones



Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones



Proyecto
Interconexión
Norte América-
ANTILLAS-
Sur América

República
Dominicana
HUB Energía de
las Américas



VIII. Renovables y otras al 2060: Otras interconexiones HVDC proyectadas.

Las mostradas son las interconexiones previstas en el plan para antes 2040.

En el futuro se puede interconectar a Jamaica y Cuba vía Haití, Venezuela via Trinidad y Tobago y realizar una interconexión de Cuba con Florida para anillar y dar resiliencia al suministro de energía eléctrica de toda la región del Caribe. Las Bahamas, de mostrar interés, podrían incorporarse desde la primera con Florida.

VIII. Renovables y otras al 2060:

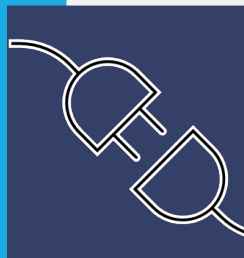
Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones



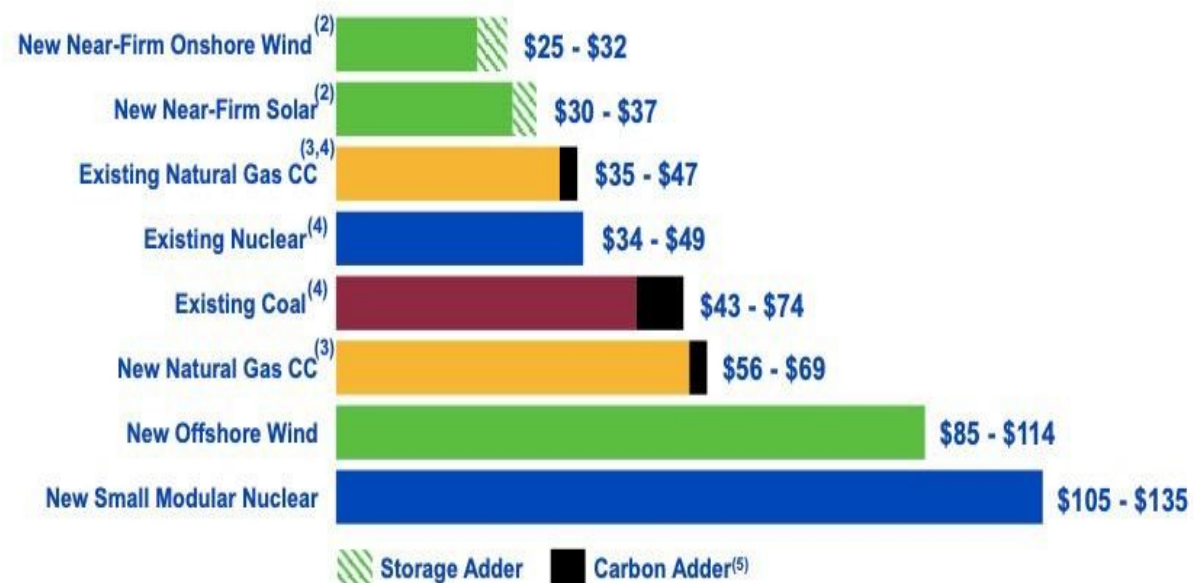
La ubicación de RD la convierte en el paso idóneo para la interconexión eléctrica de América de Norte con los vastos recursos renovables del Caribe y de América del Sur

VIII. Renovables y otras al 2060:

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones, costos generación en Florida



Estimated Costs of Generation Resources Late-2020s⁽¹⁾ (\$/MWh)

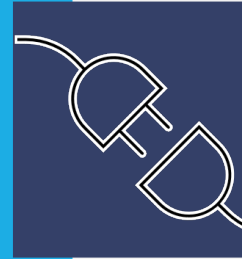


We expect further technology improvements and cost declines will extend the competitiveness of onshore renewables and storage

- 122
- 1) Energy Resources' internal estimates, based on current law
 - 2) Near-firm assumes a 4-hour battery to achieve a roughly equivalent reliability during peak hours for comparison with dispatchable generation sources
 - 3) Range assumes \$4-5/MMBtu gas price
 - 4) Represents all-in cash operating cost per MWh including fuel and ongoing capital expenditures
 - 5) Reflects modest CO₂ cost consistent with existing state and regional CO₂ policies and IOU planning conventions

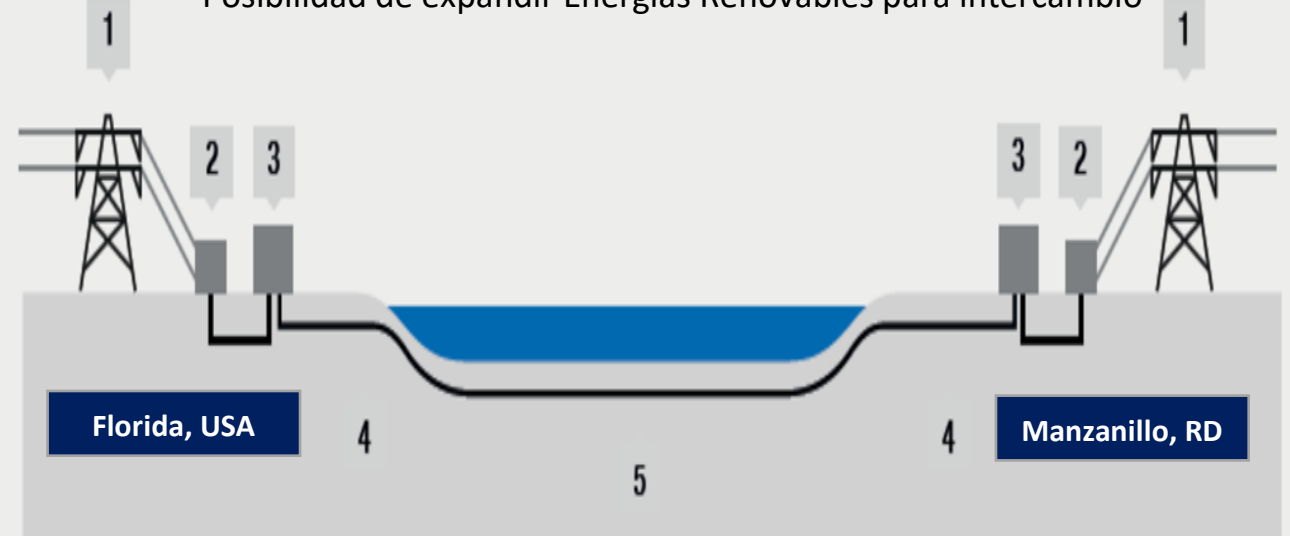


Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones, caso con Florida



VIII. Renovables y otras al 2060:

- Capacidad 1,400 MW, 525 KV Voltaje transmisión
- Flujo de energía Bidireccional (habilita intercambio energía)
- 40 años de vida útil
- Bajo impacto ambiental para RD
- Resistente a huracanes
- Posibilidad de expandir Energías Renovables para intercambio



HVAC electricity | HVDC electricity | HVAC electricity

HVAC = High voltage alternating current

HVDC = High voltage direct current

1. Existing network

2. Existing substation

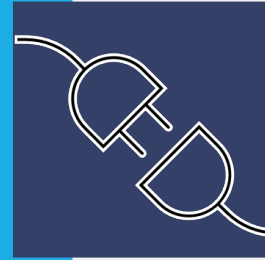
3. Converter station

4. Underground cables

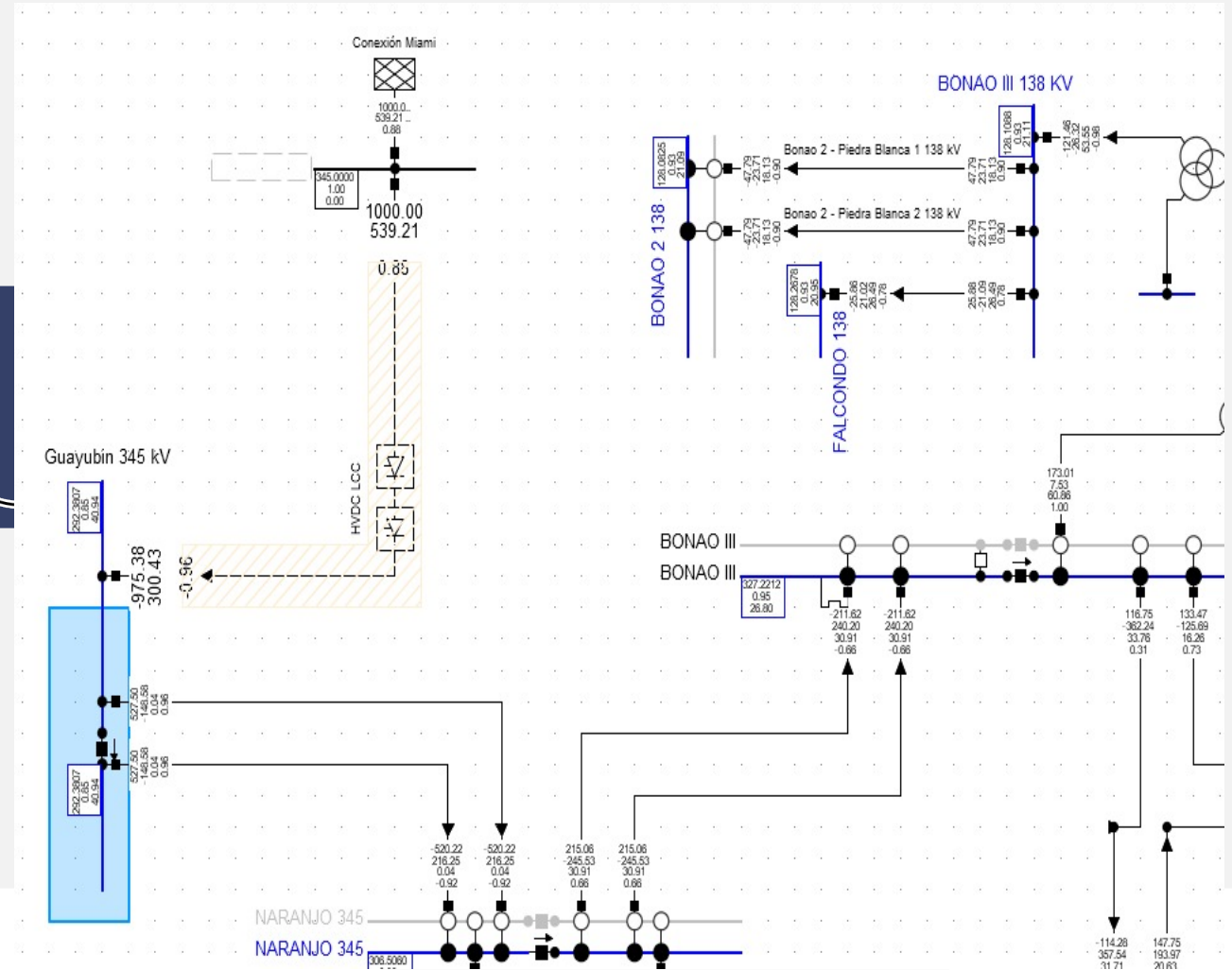
5. Submarine cables

VIII. Renovables y otras al 2060:

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones.

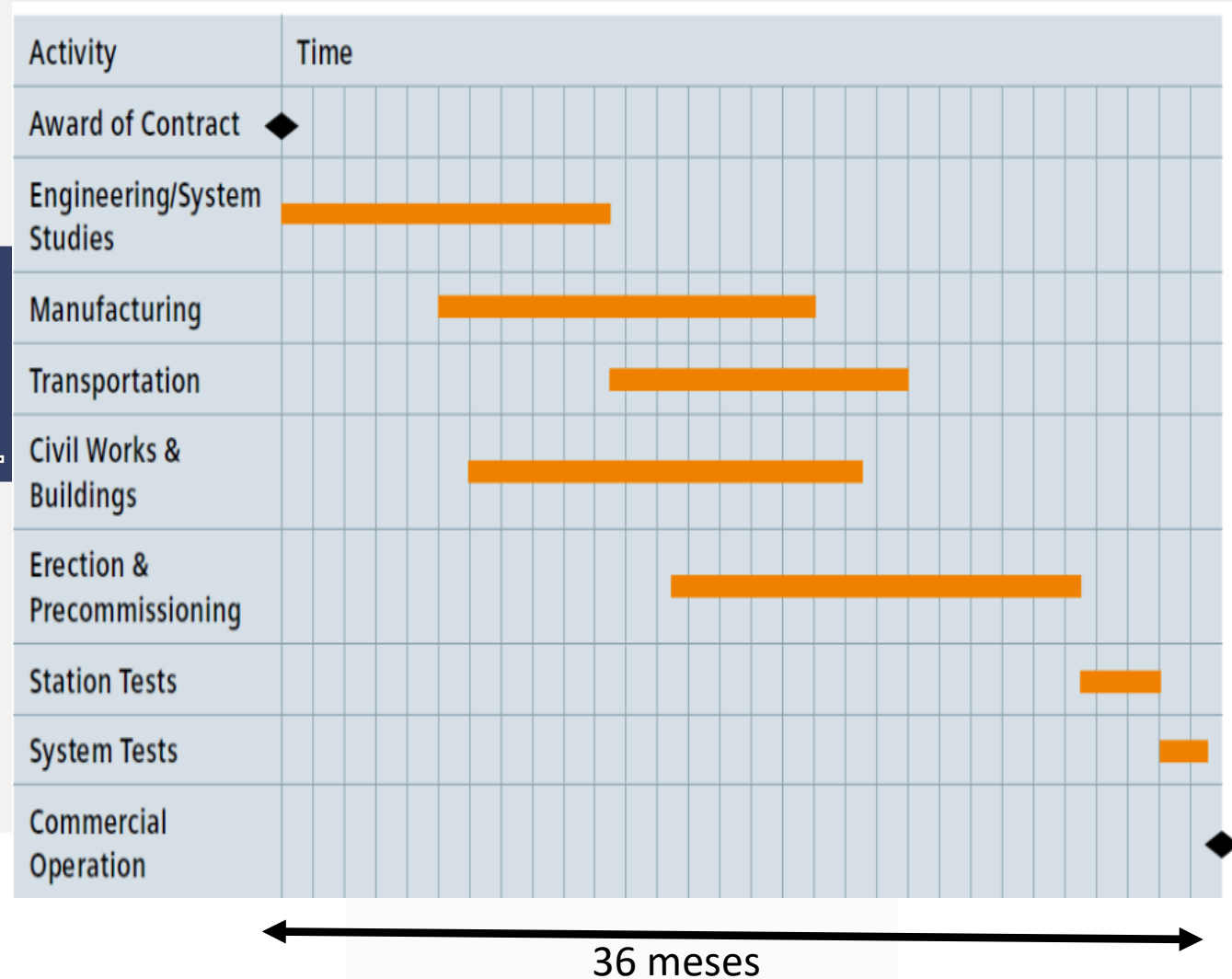
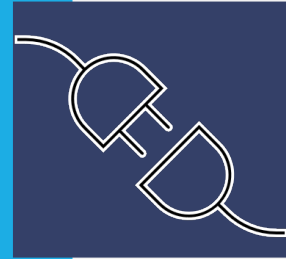


Punto de conexión cable submarino al sistema de transmisión RD



VIII. Renovables y otras al 2060:

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones, tiempo ejecución trabajos



Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones, estimación costos



VIII. Renovables y otras al 2060:

ESTIMADOS

PRODUCCIÓN

CAPACIDAD A INSTALAR (MW)	1,400
ENERGIA A RECIBIR/AÑO (MWh)	12,264,000
15 DÍAS MANTENIMIENTO (MWh)	490,560

FACTOR DE USO (20%) (MWh)	2,354,688
---------------------------	-----------

PÉRDIDAS (4%) (MWh)	376,750
---------------------	---------

ENERGIA A ENTREGAR (MWh)	9,042,002
---------------------------------	------------------

OPEX

AMORTIZACIÓN DEL CAPEX (US\$)	161,000,000
-------------------------------	-------------

	16,100,000
--	------------

DEPRECIACIÓN (10% CAPEX ANUAL) (US\$)	4,830,000
---------------------------------------	-----------

AMORTIZACIÓN DE CAPEX + O&M (US\$)	181,930,000
---	--------------------

COSTO TRANSPORTACIÓN DE ENERGIA (US\$/MWh)	13.270
---	---------------

COSTO TRANSPORTACIÓN DE ENERGIA (US\$/kWh)	1.327
---	--------------

PROMEDIO TARIFA INDUSTRIAL + COMERCIAL FL (kWh)	5.740
--	--------------

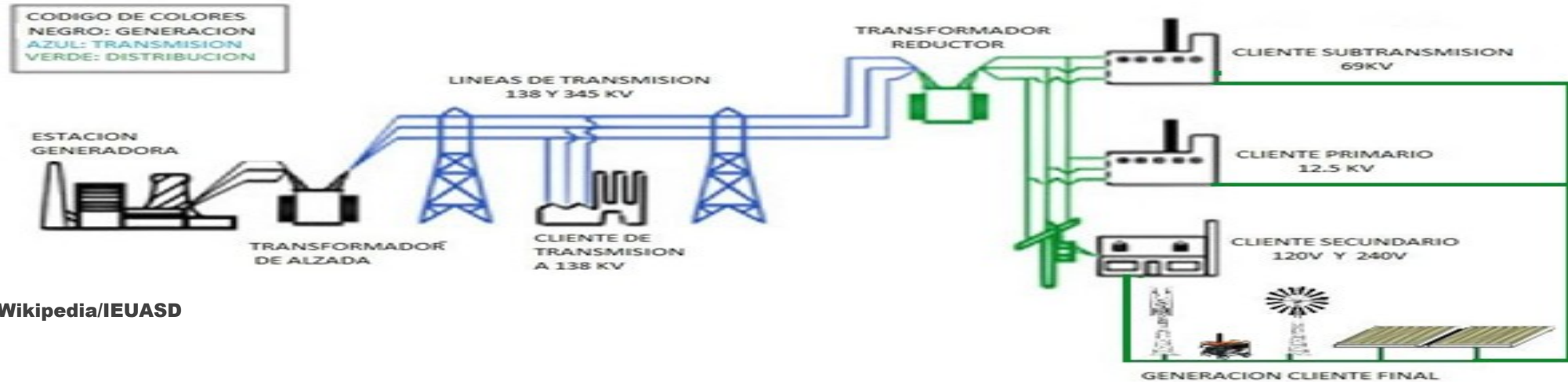
COSTO ENERGIA ENTREGADA EN MANZANILLO (US\$/kWh)	7.060
---	--------------

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

VIII. Renovables y otras al 2060: Sobre la transmisión en la transición energética:

- Se requiere elaborar un plan nacional para la transición tomando en cuenta nuestra realidad socio económica que nos conduzca a la nueva era de la producción y consumo de la energía.
- 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 distributiva” o también “auto consumo eléctrico”, regido por el “balance neto”, que contabiliza lo que el productor vierte a la red y lo que toma de la misma. Luego el sistema de transmisión debe estar en capacidad de poder soportar los flujos de energía que todo esto implica.
- Se debe mantener una capacidad de transporte de energía acorde con la expansión de la demanda y ubicación de la generación, completando el anillamiento de la red de transmisión a 345 kV norte sur y este oeste con una capacidad de al menos 15,000 MVA para el año 2050.
- Debe ser capaz de admitir las interconexiones previstas, para hacer resiliente el Sistema Eléctrico Nacional por incremento del uso de energías renovables y posibles eventualidades climáticas
- El plan de expansión del sistema de transmisión nunca debe quedar por debajo del de expansión de la generación y debe contemplar líneas redundantes para todos los ejes troncales. También que estén esos ejes troncales en capacidad de soportar huracanes categoría 5.

IX Nuevo modelo de distribución.



Fuente: Wikipedia/IEUASD

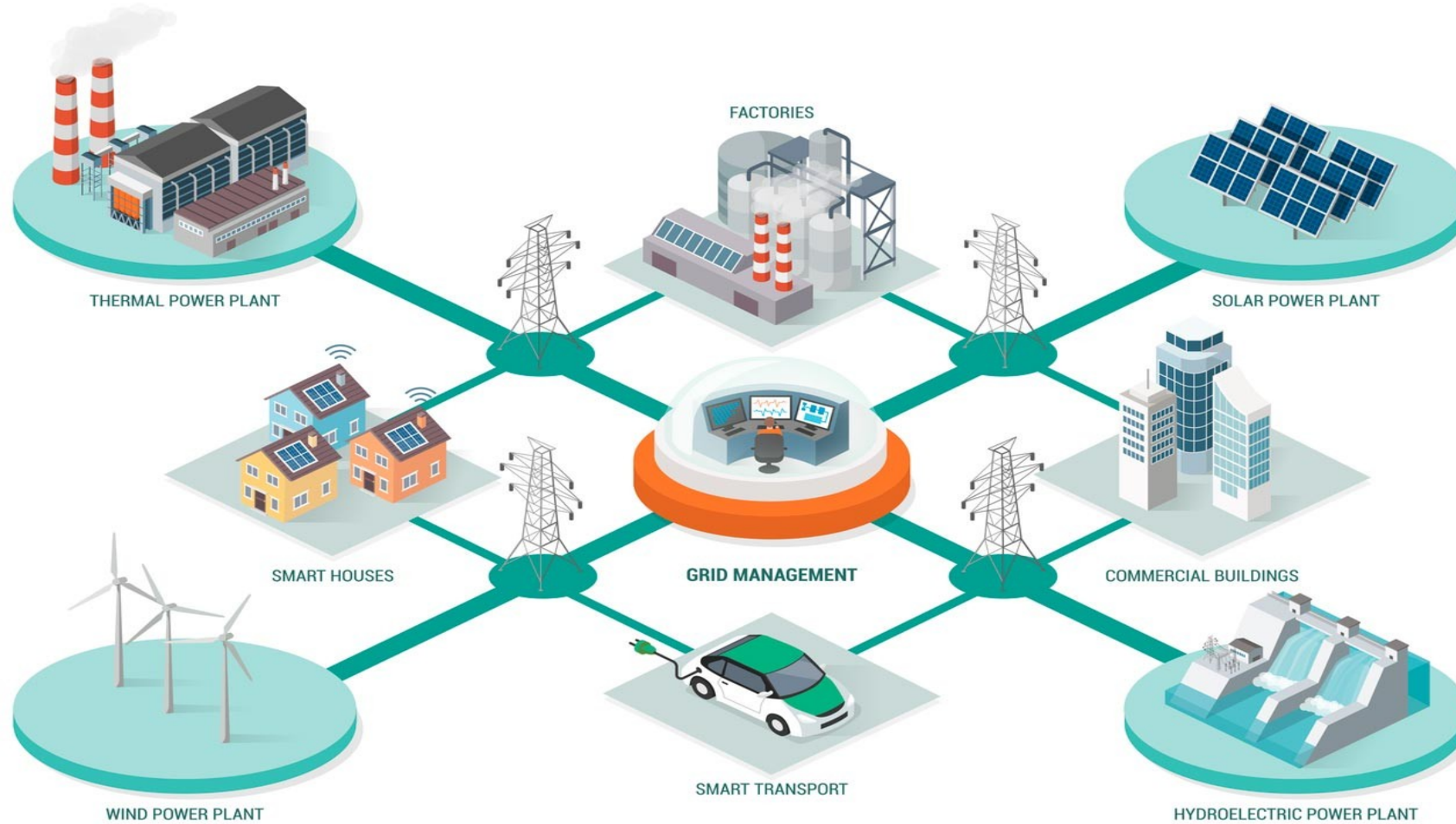
Objetivo : Favorecer la integración funcional al SEN de las nuevas fuentes de energía como la eólica, fotovoltaica, solar térmica eficaz, biomasa y otras, previa la ponderación de su realidad técnica-económica.

Hitos:

- Transformar las empresas de distribución eléctrica a ser gestoras 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 regulada.
- Ser promotores de la Generación Distribuida (GD), pues esto mejorara su gestión de pérdidas toda vez que incorpora generación de bajo costo próximo a los centros de consumo, disminuyendo las pérdidas técnicas y las no técnicas, y mejorando su desempeño financiero.

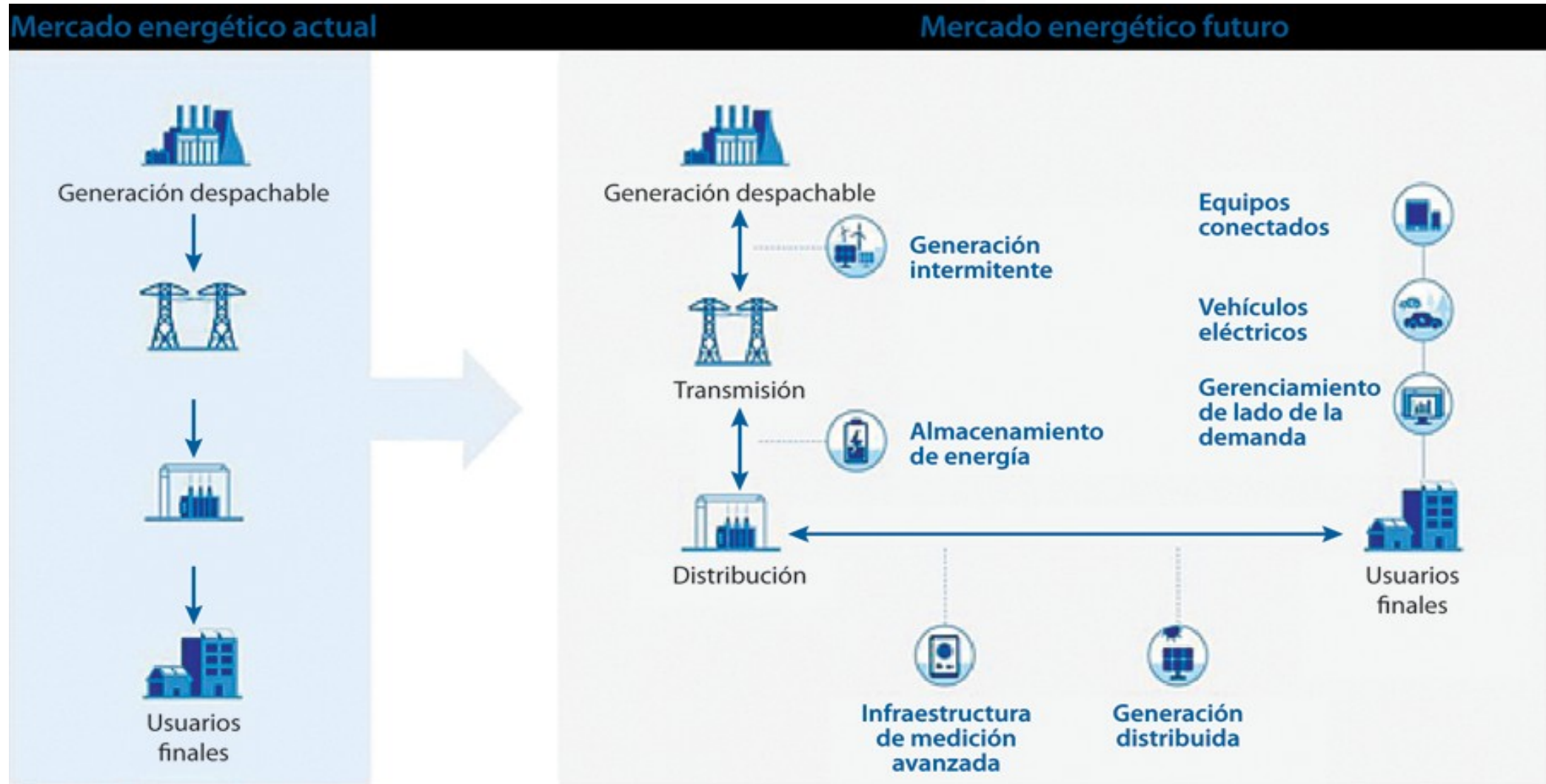
- Uso de tecnología digital avanzada para una eficiente administración y distribución de la electricidad, manteniendo información detallada en tiempo real de todas las inyecciones y retiros de energía y potencia.
- Evaluar sistemáticamente la eficiencia energética. Esto se debe tratar como parte de la educación, bajo un modelo de uso responsable y eficaz de la energía, que evite el desperdicio de recursos energéticos.
- Educar es la labor esencial, cambiar los paradigmas de consumo, poniendo énfasis en reducir el consumo per cápita, revaluando hábitos y costumbres en el uso de la energía, además de implementar programas para el ahorro y usos eficiente de la energía. **La transición energética implica un cambio cultural.**
- En la figura 5 de la diapositiva siguiente mostramos la estructura de un sistema de distribución inteligente como el que hemos descrito.

Estructura de la Red Inteligente de Distribución de Energía.



Fuente: Researchgate

Evolución a futuro de la Distribución de Energía.



Fuente:Schneider

X. La movilidad en la transición: La movilidad sin combustibles fósiles.

Se requiere elaborar un plan nacional para la transición tomando en cuenta nuestra realidad socio económica. El plan debe fomentar la instalación de fábricas de componentes a usar en la transición, dimensionando las mismas no solo para el mercado local, si no para el mercado del DRCAFTA.

- 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 norma para estas instalaciones en edificios viejos.
- 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 2055. A partir de ese año favorecer el uso de vehículos pesados con motores que usen como combustible hidrógeno. El parque vehicular será menor que el actual.
- Priorizar desde ahora el transporte público sobre el particular, con autobuses con motores eléctricos, o que usen como combustible hidrógeno a partir del 2030, fomentado por igual la construcción de ferrocarriles urbanos e interurbanos, y terminales en zonas periféricas de las ciudades para el transporte interurbano.
- 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.

X. La movilidad en la transición: sistema de transporte colectivo.



7. Conclusiones generales:

- ❖ **Por encima de cualquier otro noble objetivo, la seguridad energética no debe verse afectada. La energía más costosa es aquella que necesitamos y no disponemos.**
- ❖ **Migrar a otras fuentes de generación más limpia, que la tradicional basada en combustibles fósiles importados, representa una oportunidad para el país rediseñar su sistema de suministro energético. Se requiere de uno no solo con mínima huella de carbono, sino también más sostenible desde el punto de vista económico.**
- ❖ **Efectuar la transición será un proceso largo y lento, en donde serán necesarios grandes recursos económicos de inversión que deberían redituar menores costos en el aprovisionamiento de la energía.**
- ❖ **El involucramiento de la sociedad será determinante en lograr una transición segura y ordenada. Generar conciencia sobre un consumo de energía responsable que busque la eficiencia en cada actividad, será de importancia capital. Educarnos a todos desde el hogar hasta las actividades productivas será tarea que debemos acometer, fomentar y estimular.**

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

- ❖ **La burocracia estatal debe ser un catalizador y no un freno. Superar este desafío es esencial para el desarrollo económico sostenible de la República Dominicana.**
- ❖ **Es de primordial importancia ir adecuando la infraestructura en cada uno de sus componentes, debiéndose poner especial atención a la Transmisión y Distribución, que deberán evolucionar a un nuevo modelo. En el de Distribución, reducir las pérdidas debe ser un objetivo en el corto plazo, sin que ello implique exclusiones de sectores con menor capacidad económica. Para esto último se deben contemplar el fomento de cooperativas eléctricas y la generación distribuida, además de ampliar el alcance del programa Bono Luz, con medición.**
- ❖ **Cambios en la regulación y la política energética serán necesarios para fomentar la eficiencia y el acceso a fuentes renovables de energía. La digitalización de los sectores mejorará el flujo de información para una toma de decisiones precisa y oportuna.**
- ❖ **En resumen, la transición energética es un desafío multifacético que requiere la combinación de enfoques de carácter técnico, regulatorios, sociales y de políticas públicas con el objetivo de lograr una economía robusta, exportadora de bienes y servicios, más limpia y resiliente.**

Fuente: Elaboración propia del IEUASD

Gracias



Contactos:

José Luis Moreno San Juan, M.Sc. Ing., Doctor
Correo electrónico: jmoreno91@uasd.edu.do
Teléfono móvil: 1-809-543-0179