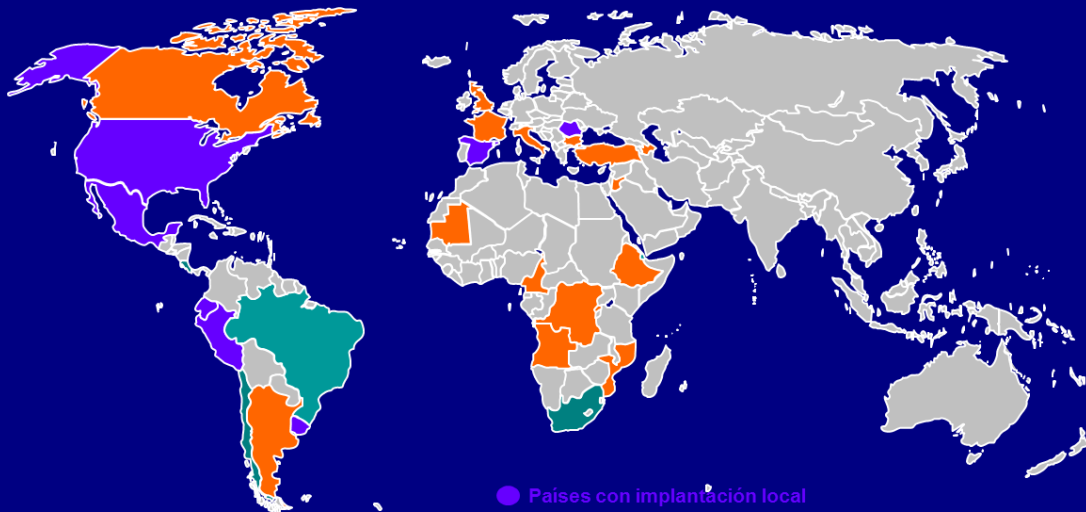




GRUPO SISENER INGENIEROS

PRESENTACIÓN DE EMPRESA

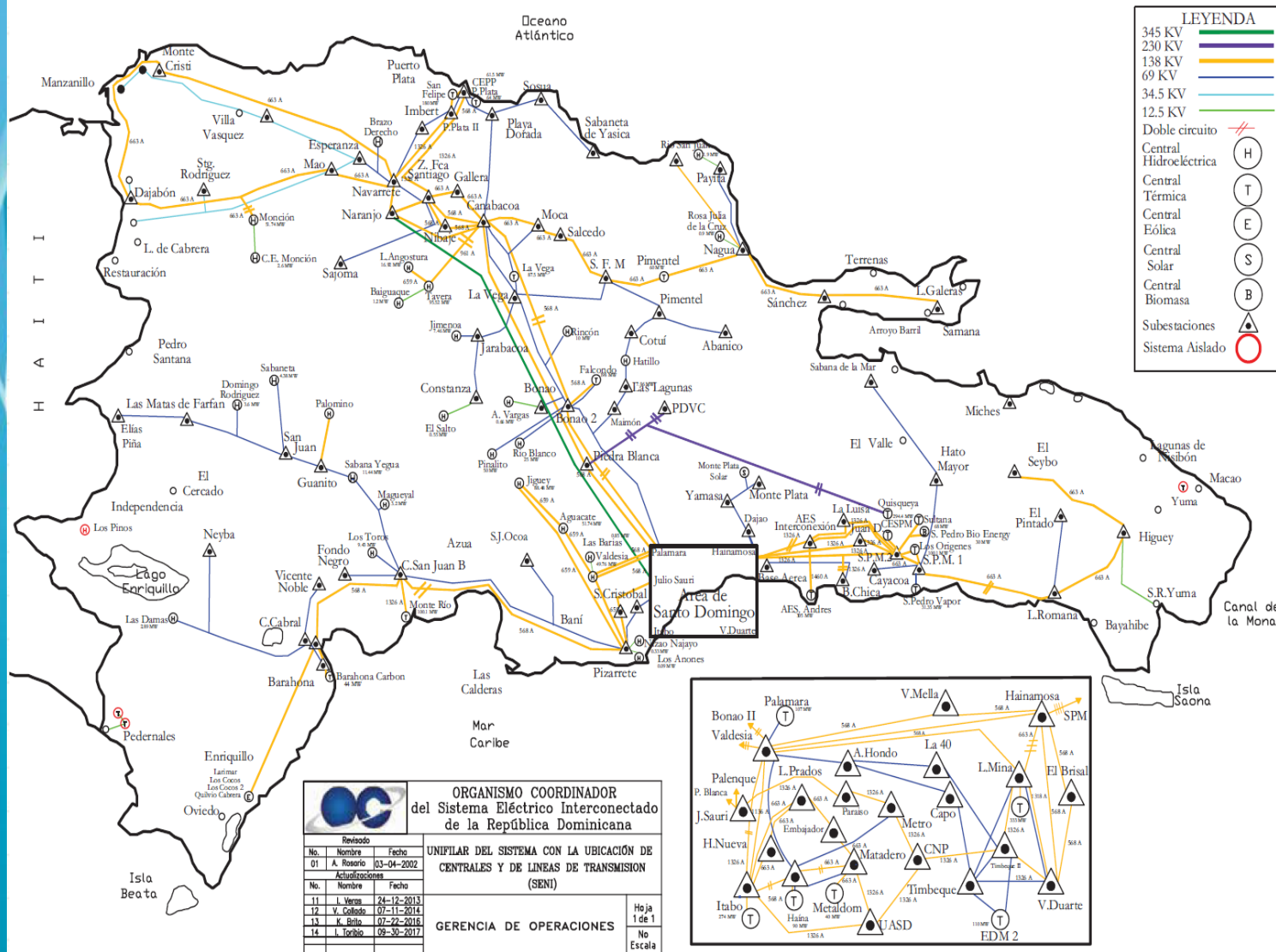


**EL SISTEMA ELÉCTRICO DOMINICANO Y LA
INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES A
GRAN ESCALA**

CONTENIDO

- Análisis del SENI y del mercado eléctrico dominicano.
- Efectos de la integración de energía de fuentes renovables en la operación del sistema eléctrico dominicano. ¿Cómo varían los costos de operación del SENI?.
- Análisis de la regulación en la República Dominicana respecto de la integración a gran escala de las energías renovables.
- Adecuaciones técnicas y regulatorias para lograr la integración a gran escala de las energías renovables en el sistema eléctrico.

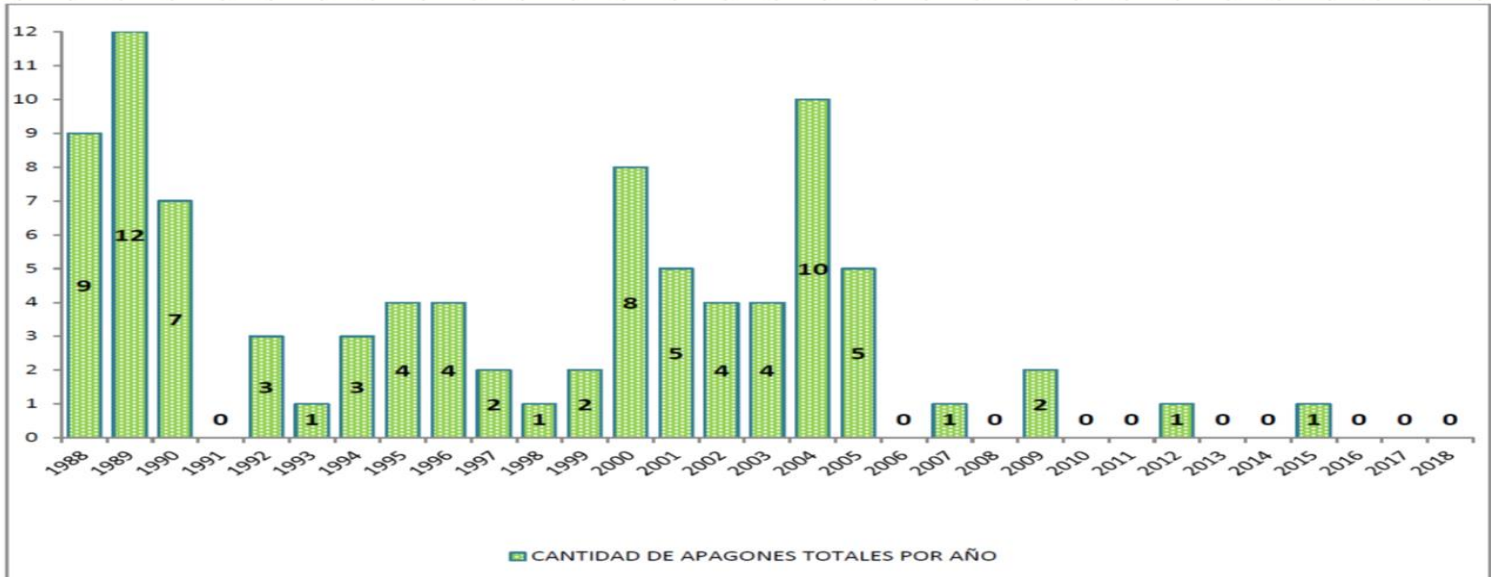
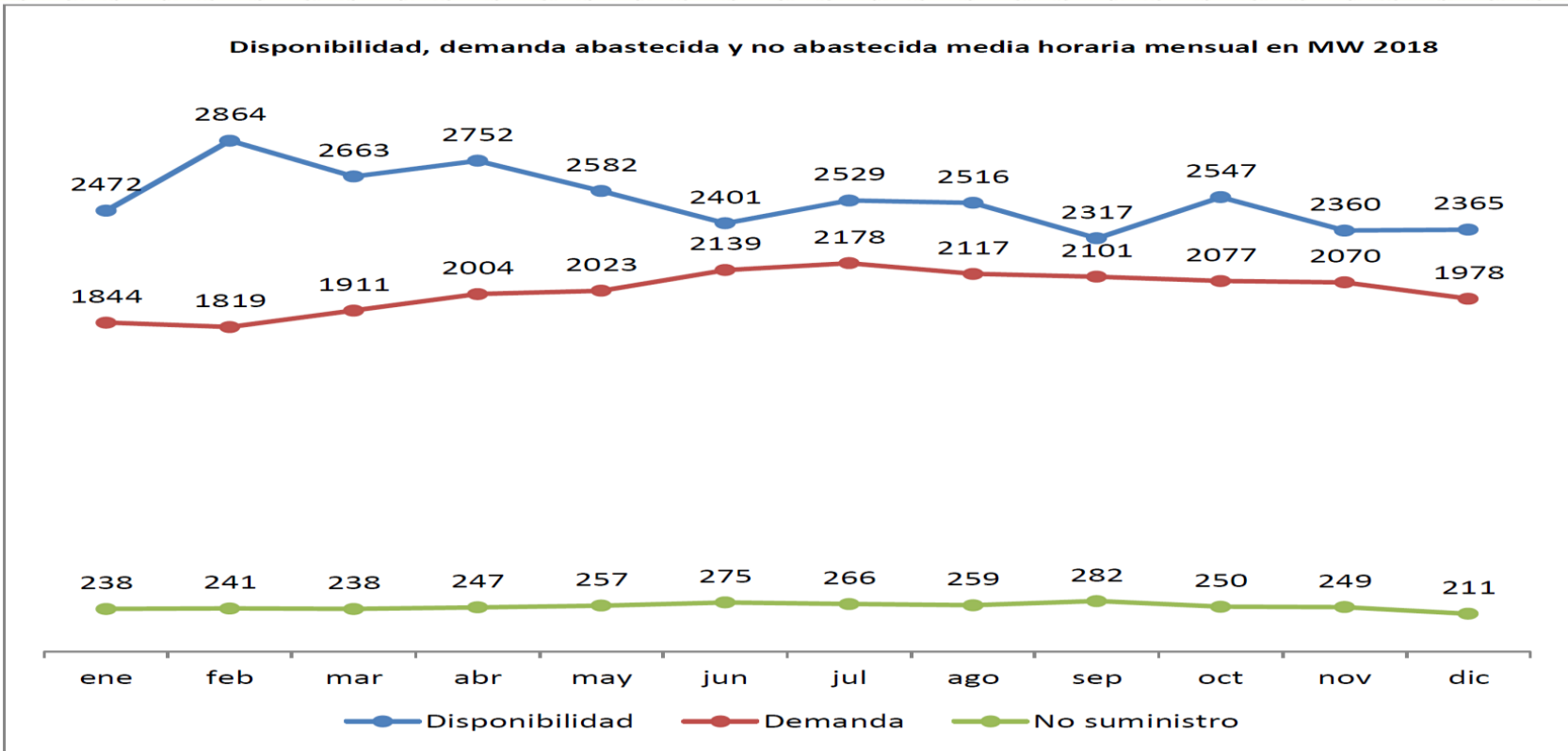
I. EL SISTEMA ELÉCTRICO DOMINICANO A FINES DEL AÑO 2018



CAPACIDAD INSTALADA. 2018:

	MW	%
TOTAL	3,981	100.00
TERMICO	3,094	77.7
HIDRO	616	15.5
EOLICO/SOLAR	271	6.8

	2018	2017	%
MD (MW)	2,302	2,295	0.3
Ener. (GWh)	15,702	15,282	2.7

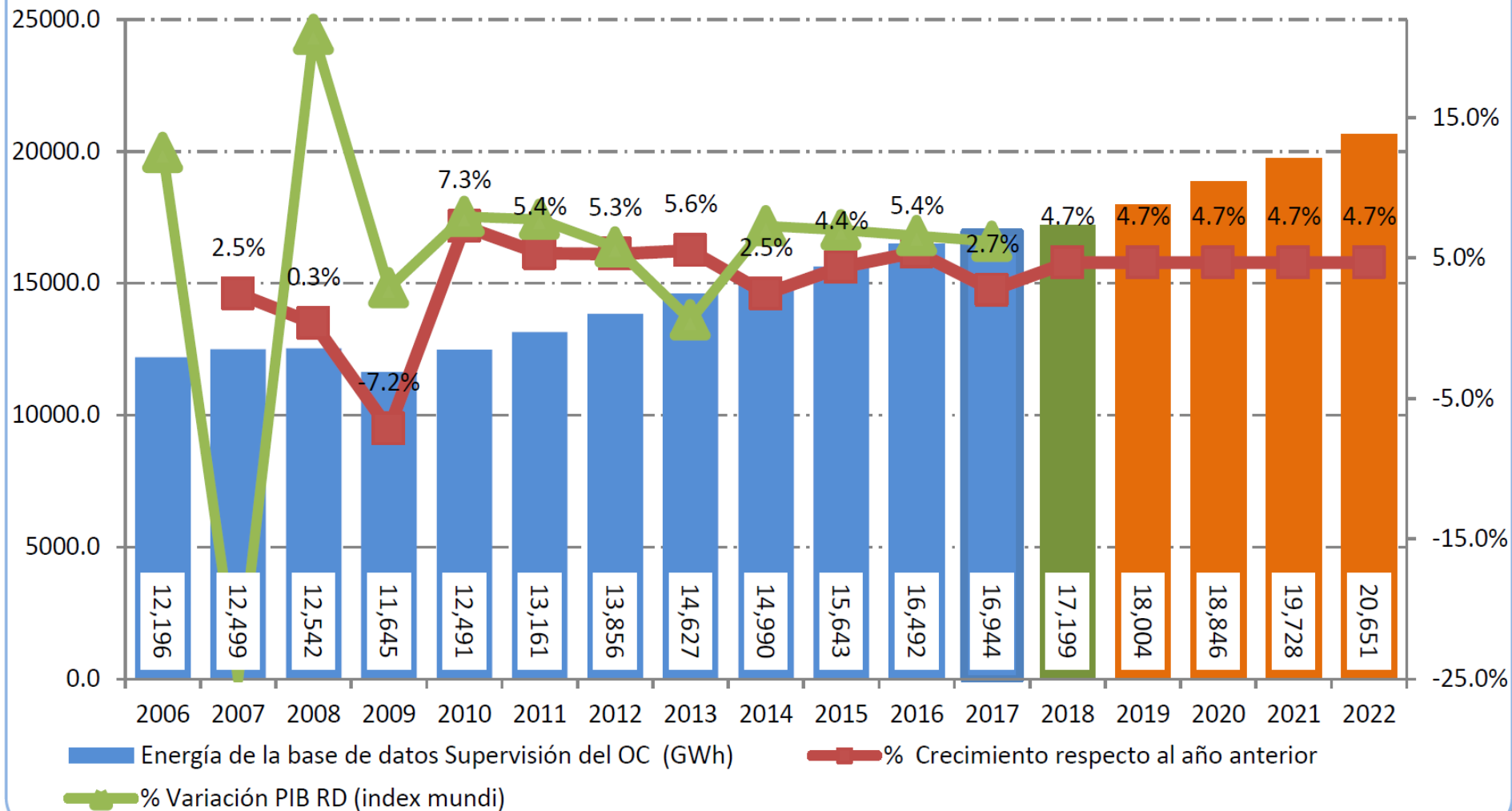


Fuente: OC

TABLA 33 . Capacidad instalada bruta del SENI por Agente 2000-2018 [MW].

AGENTE / AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AES ANDRES				319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	459.0
CAYMAN POWER	50.0																		
CDEEE									1.9	1.9	1.9	0.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
CEPP	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8	76.8
CESPM		200.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
DPP	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	359.3	359.3
EGEHID	402.0	411.8	463.8	463.8	463.8	463.8	469.3	469.3	472.3	523.2	523.2	523.2	612.8	612.8	615.7	615.7	615.7	615.7	615.7
ENERGYCORP	103.5	103.5	103.5	103.5															
GPLV	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0
HAINA	456.7	655.4	657.1	657.1	657.1	655.4	655.4	655.4	540.2	540.2	537.2	573.6	625.6	850.8	850.8	659.2	691.7	606.8	687.1
ITABO	570.9	570.9	432.5	432.5	432.5	432.5	432.5	432.5	294.5	260.0	260.0	260.0	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0
LAESA	79.9	79.9	83.9	87.7	87.7		31.6	31.6	31.6	59.6	59.6	111.0	111.2	111.2	111.2	111.2	111.2	111.2	111.2
LOS ORIGENES													25.3	25.3	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7
MAXON	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0													
METALDOM	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
PVDC													100.1	324.1	324.1	324.1	224.0	224.0	224.0
SAN FELIPE	175.0	175.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
SEABOARD	115.0	115.0	115.0	115.0	115.0	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	73.3	181.3	181.3	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0
LEAR INVESTMENTS																	100.1	100.1	100.1
MONTE RÍO				100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	14.2	14.2	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4
ELECTRONIC J.R.C. SRL																	30.0	30.0	30.0
SAN PEDRO BIO-ENERGY																		30.0	30.0
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.																			58.0
Grand Total	2537	2895	2925	3348	3244	3156	3163	3163	2915	2959	2956	2999	3324	3773	3764	3572	3634	3703	3981

Proyección de crecimiento demanda anual según base de datos Supervisión del OC



ESTUDIOS RECIENTES:

IRENA – IIT, GRID INTEGRATION TECHNICAL STUDY TO ASSESS THE IMPACTS OF HIGH SHARES OF VARIABLE RENEWABLE ENERGY IN THE OPERATION OF THE POWER SYSTEM OF THE DOMINICAN REPUBLIC (Informe Parcial):

- Limitación de la CT. Punta Catalina 1 y 2 en horas de mínima demanda a 205.85 MW más la instalación de un banco de Baterías de 50 MW.

OC SENI, PROGRAMA DE LARGO PLAZO ENERO 2019 – DICIEMBRE 2022:

- Desplazamiento de generación en la zona Norte por la entrada de la CT. Punta Catalina 1 y 2.
- Incremento del flujo de Sur a Norte a más del 85%.

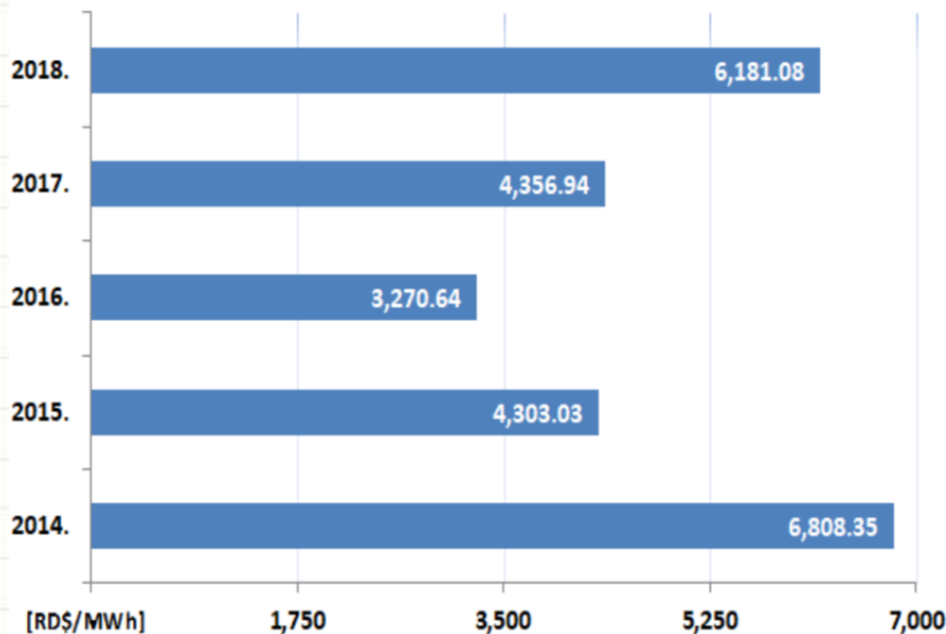
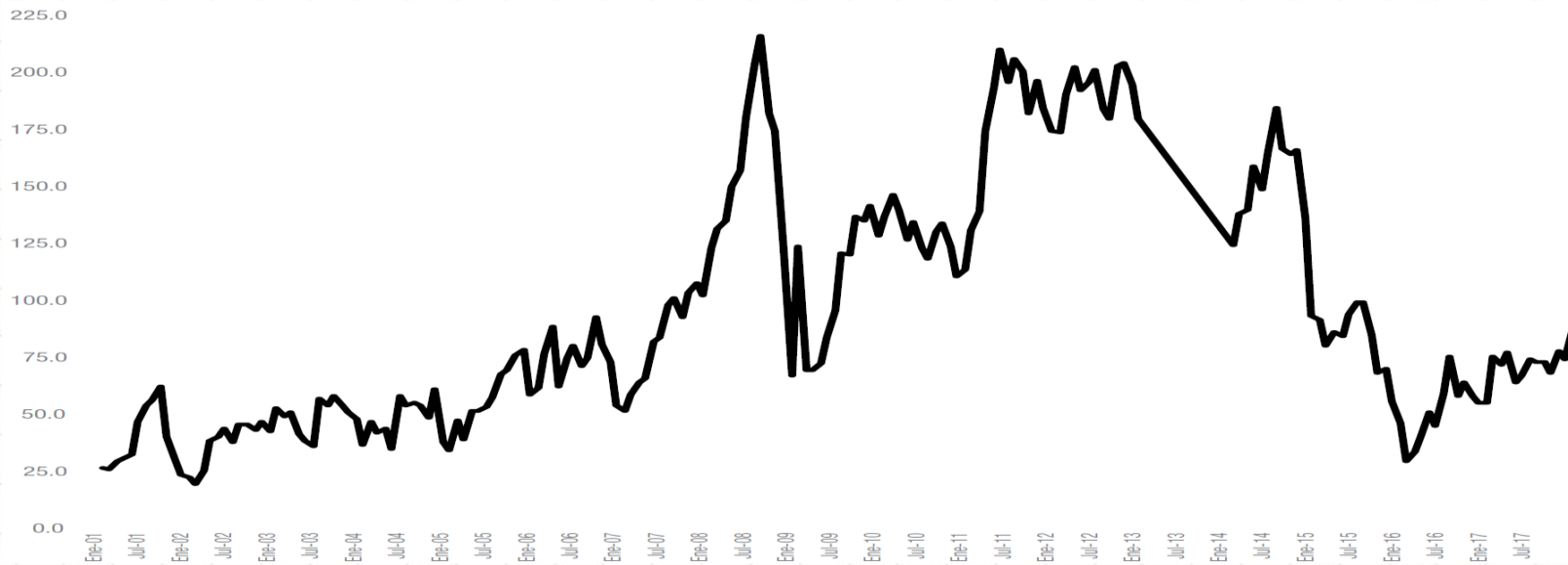
- La Red de Transmisión es prácticamente radial, la cobertura en 345 kV que podría favorecer el ingreso de una mayor Oferta es limitada.
- Por diferentes razones el incremento de la Oferta no ha seguido al crecimiento de la Demanda. El Estado, con el ingreso de la CT. Punta Catalina, está tratando de paliar este déficit.
- El ingreso de generación importante como la CT. Punta Catalina ocasionará cambios en el despacho de generación que tienden a congestionar líneas y modificar perfiles de tensión; se deberá adoptar medidas operativas en resguardo de la seguridad de la operación del SENI.



GRUPO SISENER INGENIEROS

II. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA AÑO 2018

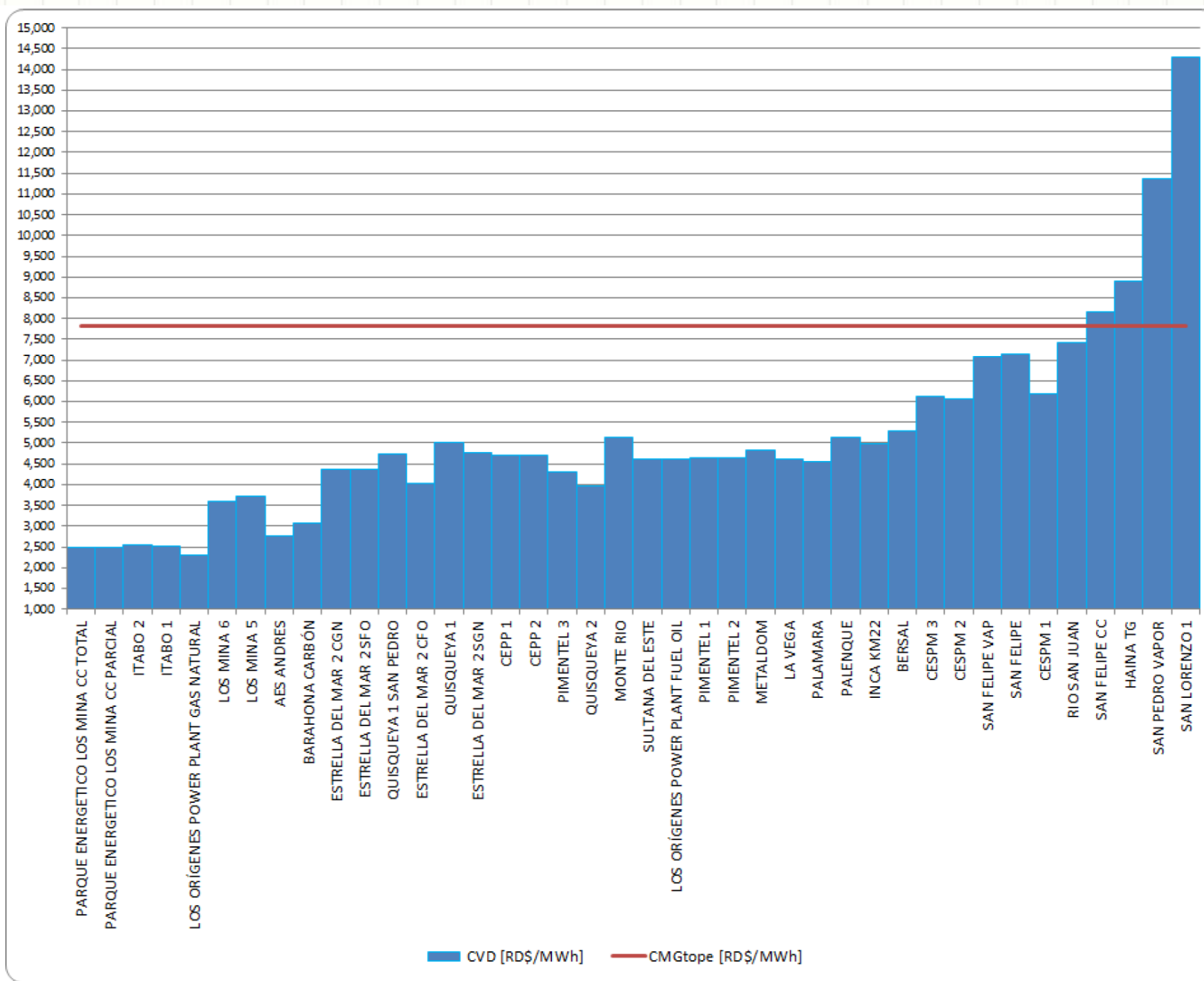
Costos Marginales de Corto Plazo 2001 – 2017 (US\$/MWh)



+41.87% es la variación del *CMg Promedio* de 2018 con respecto a 2017.

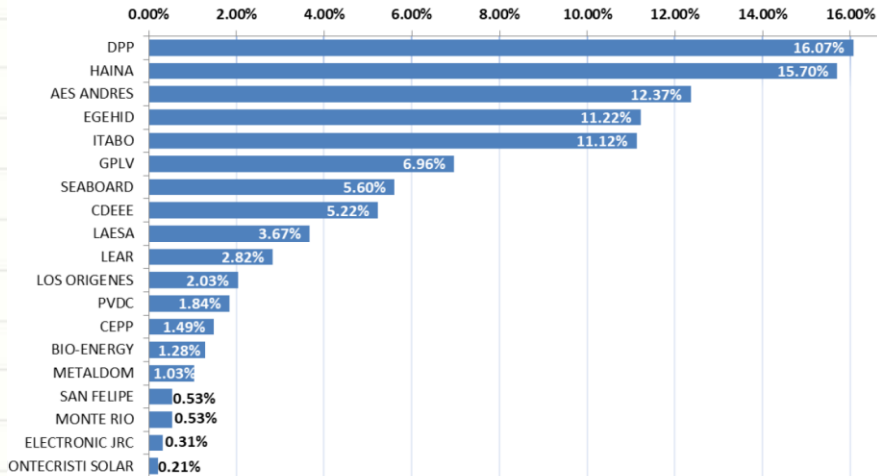
Fuente: OC

Costos Variables de Despacho a fines de 2018 (RD\$/MWh)



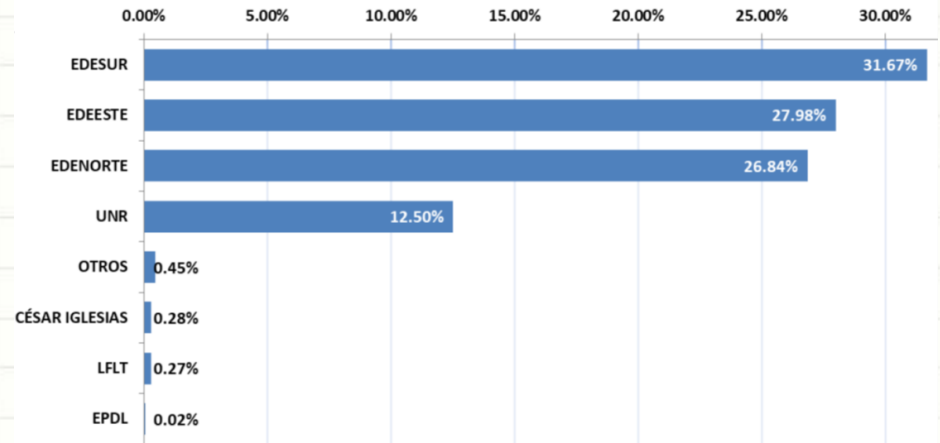
Fuente: OC

Figura 24. Participación en el abastecimiento de energía para el año 2018.



Total de energía inyectada fue de 15,701.68 GWh. cinco (5) agentes representan el 66.47% del total.

Figura 25. Participación en los retiros de energía para el año 2018.



Tres grandes EDES representan el 86.48% de retiros totales

- La principal señal de mercado, los Costos Marginales del Sistema, son muy variables y dependientes de los precios de combustibles importados.
- Ello constituye una oportunidad pues el efecto favorable del reemplazo de generación con combustibles líquidos por generación renovable será más evidente en la medida en que esta última se incremente significativamente.
- La oferta y la demanda está concentrada en relativamente pocos participantes, lo que puede incrementar las tareas del Fiscalizador del Mercado.
- El ingreso de generación más económica y con recursos energéticos renovables (solar y eólico) ocasionaría cambios muy importantes en los Costos Marginales y en la participación de unidades a combustibles líquidos.

II. EL SENI Y EL FUTURO

PROYECTOS IDENTIFICADOS

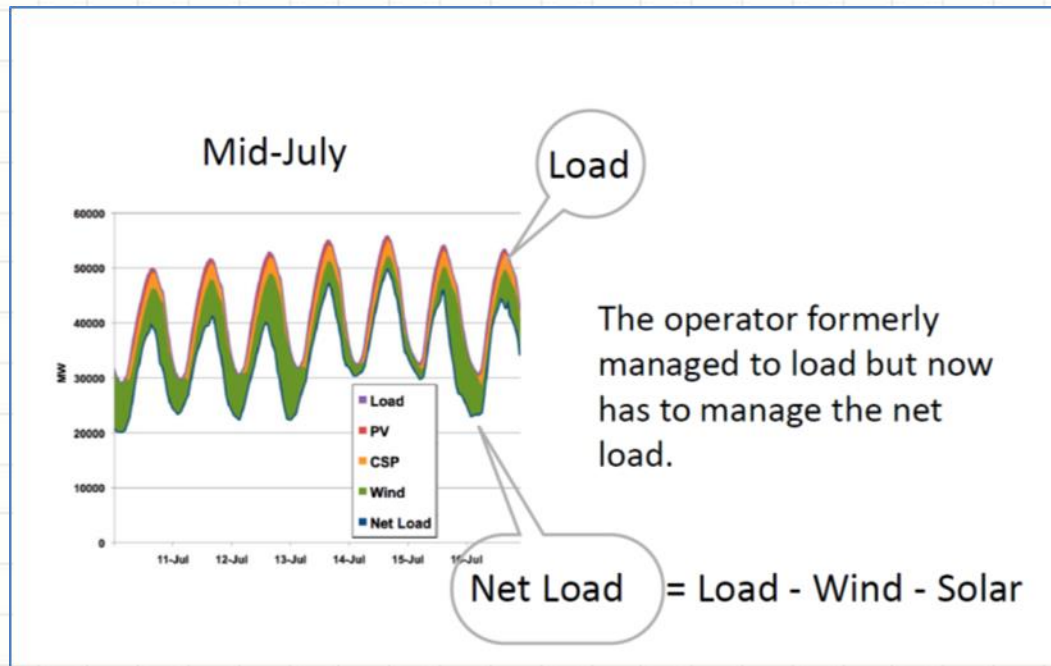
ÍTEM	NOMBRE EL PROYECTO	PUNTO DE CONEXIÓN AL SENI	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	TECNOLOGÍA	TIPO DE COMBUSTIBLE	STATUS EN EL PROCESO DE CÓDIGO DE CONEXIÓN	POTENCIA NOMINAL (MW)
1	Fase II Monte Plata Solar	S/E Monte Plata	Enero 2019	Panel solar	Radiación Solar	No iniciado	30
2	Generación de Emergencia AES Andrés	S/E AES Andrés Interconexión	Febrero 2019	Turbina Gas	Gas Natural	Trámite B	120
3	Parque Eólico Matafongo	LT 138 kV Pizarrete - km 15 Azua	Febrero 2019	Eólico	Viento	Pre-trámite A	34
4	Hatillo 2	Línea 69 kV Hatillo – Cotuí y 69 kV Hatillo – Las Lagunas	Febrero 2019	Hidroeléctrica	Agua	No iniciado	10
5	Parque eólico Agua Clara	Línea 138 kV Navarrete - Monte Cristi-	Febrero 2019	Eólico	Viento	Pre-trámite A	50
6	Parque Eólico Guanillo	LT 138 kV Navarrete - Montecristi.	Febrero 2019	Eólico	Viento	No iniciado	50
7	Punta Catalina 1	Punta Catalina 345kV	Abril 2019	Térmica	Carbón	Pre-trámite C	376
8	Punta Catalina 2	Punta Catalina 345kV	Junio 2019	Térmica	Carbón	Pre-trámite C	376
9	Montecristi Solar 2	LT 138 kV Navarrete - Montecristi	Septiembre 2019	Panel solar	Radiación Solar	No iniciado	57.96
10	Solar Canoa	LT 69 kV a Vicente Noble	Octubre 2019	Panel solar	Radiación Solar	No iniciado	25
11	Parque Eólico Los Guzmancito	LT 138 kV Puerto Plata II - Navarrete.	Noviembre 2020	Eólico	Viento	No iniciado	48.3

PROYECTOS IDENTIFICADOS

ÍTEM	NOMBRE EL PROYECTO	PUNTO DE CONEXIÓN AL SENI	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	TECNOLOGÍA	TIPO DE COMBUSTIBLE	STATUS EN EL PROCESO DE CÓDIGO DE CONEXIÓN	POTENCIA NOMINAL (MW)
12	Parque Eólico Puerto Plata-Imbert	LT 138 kV Puerto Plata II - Navarrete.	Diciembre 2022	Eólico	Viento	No iniciado	46
13	Parque Fotovoltaico WCG	LT 69 kV a ZF Gildán	Diciembre 2022	Panel solar	Radiación Solar	No iniciado	50
Total de nueva generación							1273.6

Fuente: OC

CAMBIOS EN EL PARADIGMA DEL OPERADOR:

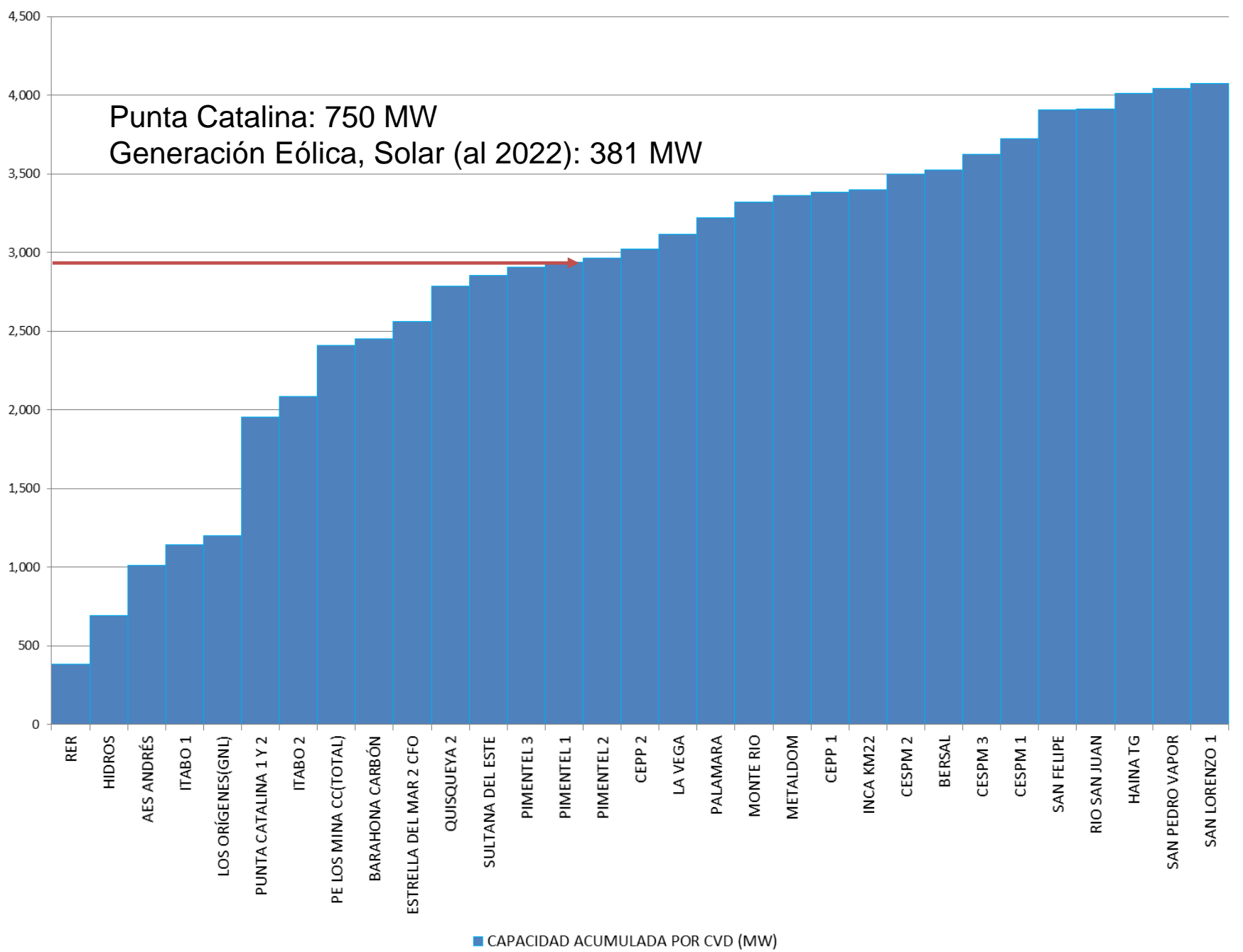


Al contar con energía solar y eólica, ambas fuentes energéticas variables, el Operador del Sistema deberá responder no solo a las variaciones de la demanda, sino también a la generación variable.

El uso de los servicios auxiliares principalmente de regulación de frecuencia, es una parte clave para contrarrestar el efecto de la variabilidad solar y eólica.

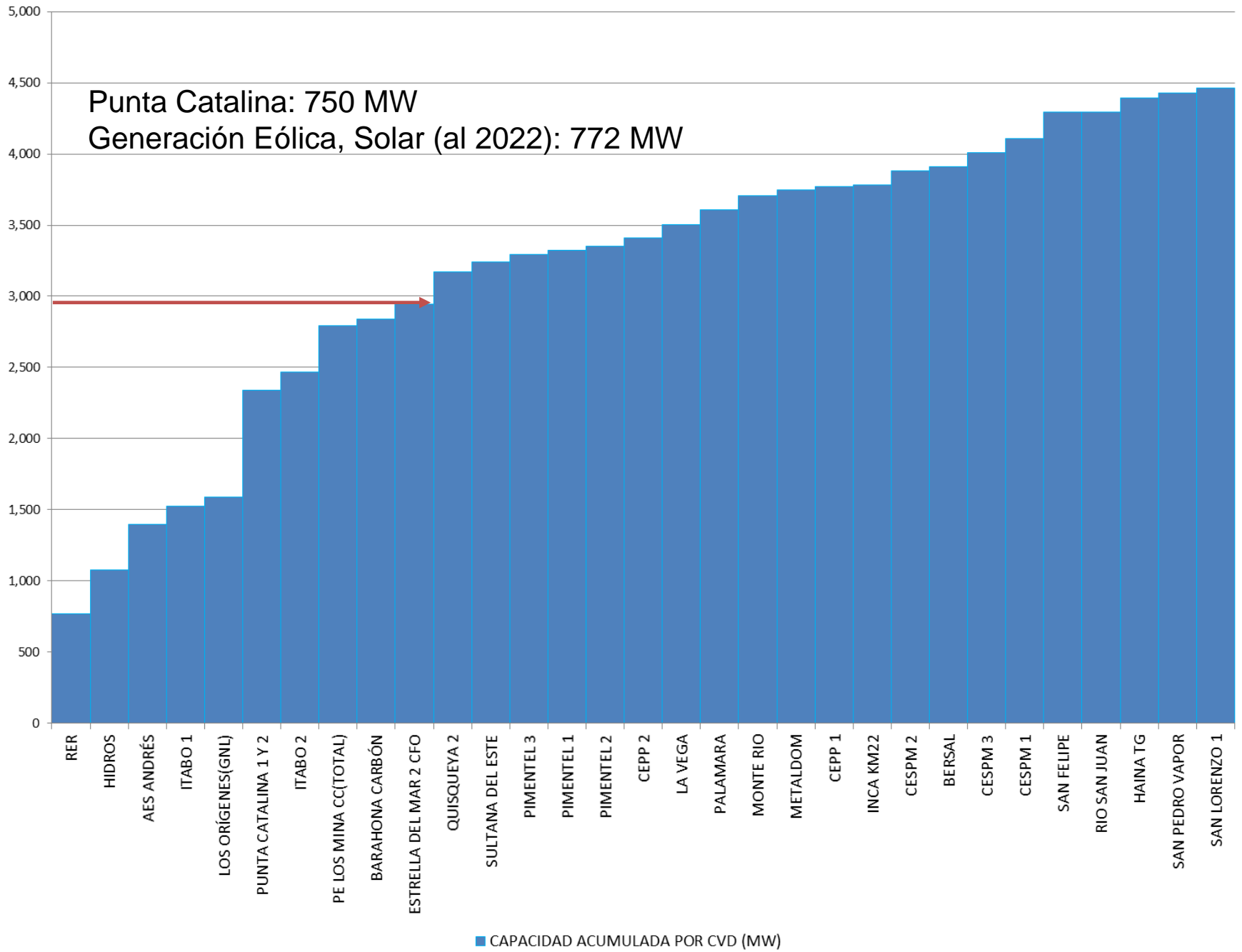


CAPACIDAD ACUMULADA POR CVD (MW)



■ CAPACIDAD ACUMULADA POR CVD (MW)

CAPACIDAD ACUMULADA POR CVD (MW)



- Se estima que en los próximos años debe ingresar un mayor aporte de generación renovable (eólica y solar) al SENI. Ello obliga a adecuaciones en los procesos de Programación y Supervisión de la Operación en el más breve plazo.
- El ingreso de más generación renovable y de la CT. Punta Catalina desplazará unidades más caras en el despacho económico, tendiendo a disminuir el Costo Marginal.
- Es de esperar que el desplazamiento de unidades térmicas en el despacho económico, por el ingreso de generación eólica o solar, tienda a modificar el flujo en las líneas y los perfiles de tensión, originando la necesidad de adoptar medidas operativas en resguardo de la seguridad de la operación del SENI.

QUÉ HACER PARA QUE INGRESE MÁS GENERACIÓN RENOVABLE?

- ✓ **Planificar**
- ✓ **Revisar marco normativo**
- ✓ **Propiciar condiciones de mercado**

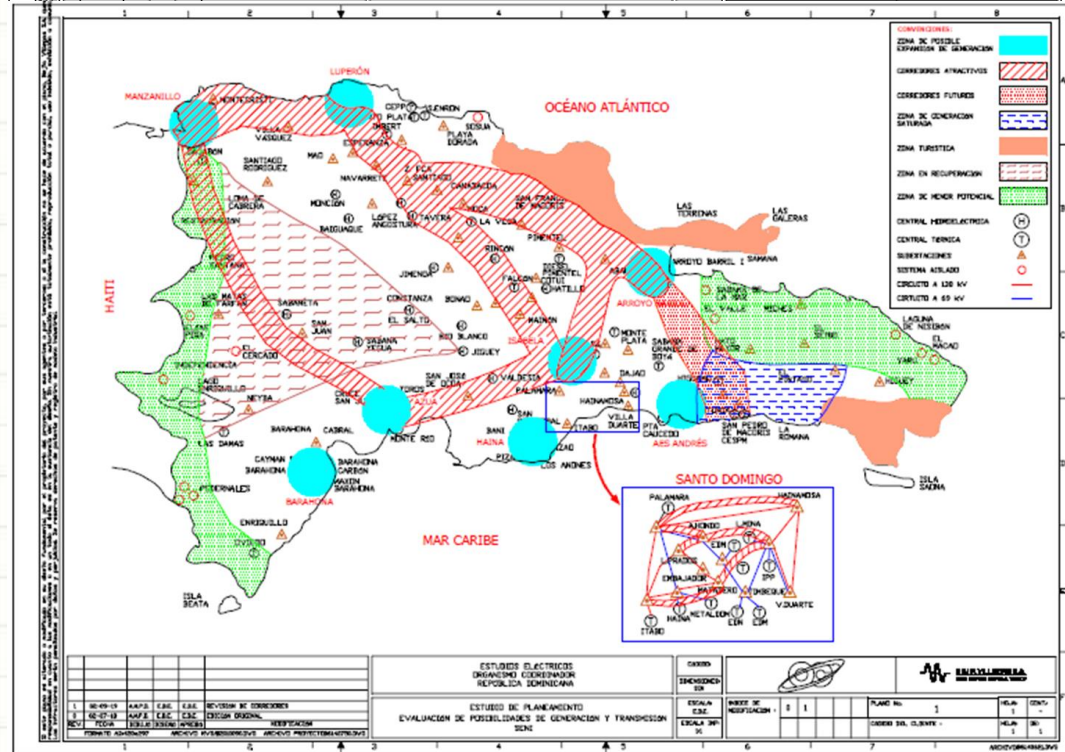
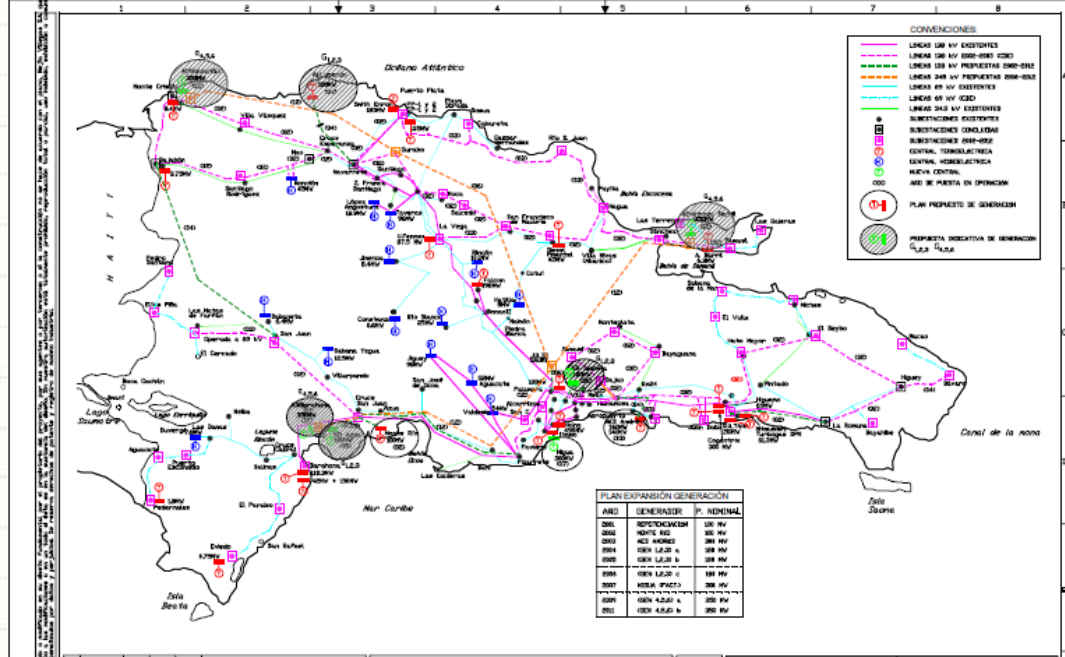
Por qué planificar?

“Permite anticipar distintos escenarios a un coste insignificante respecto de los ahorros que posibilita”.

“Nos permite anticipar los posibles problemas y sus soluciones”.

“La única diferencia entre un sueño y un objetivo es una fecha”.

“Ningún viento es favorable para quien no sabe a donde va”.

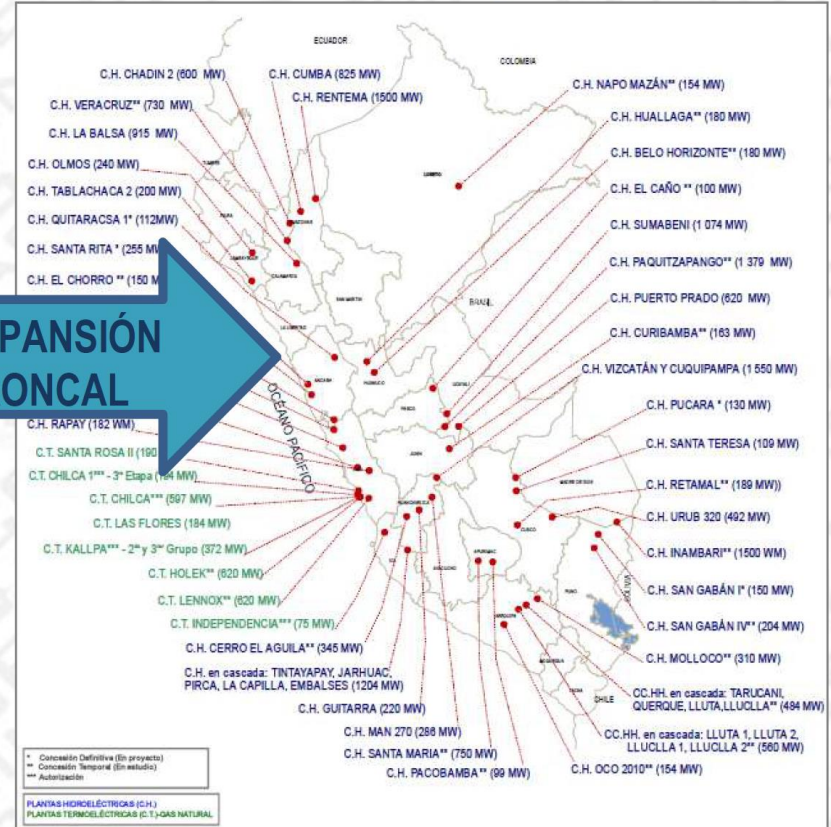


EL PROBLEMA DE PLANIFICAR LA TRANSMISIÓN TRONCAL EN EL PERÚ

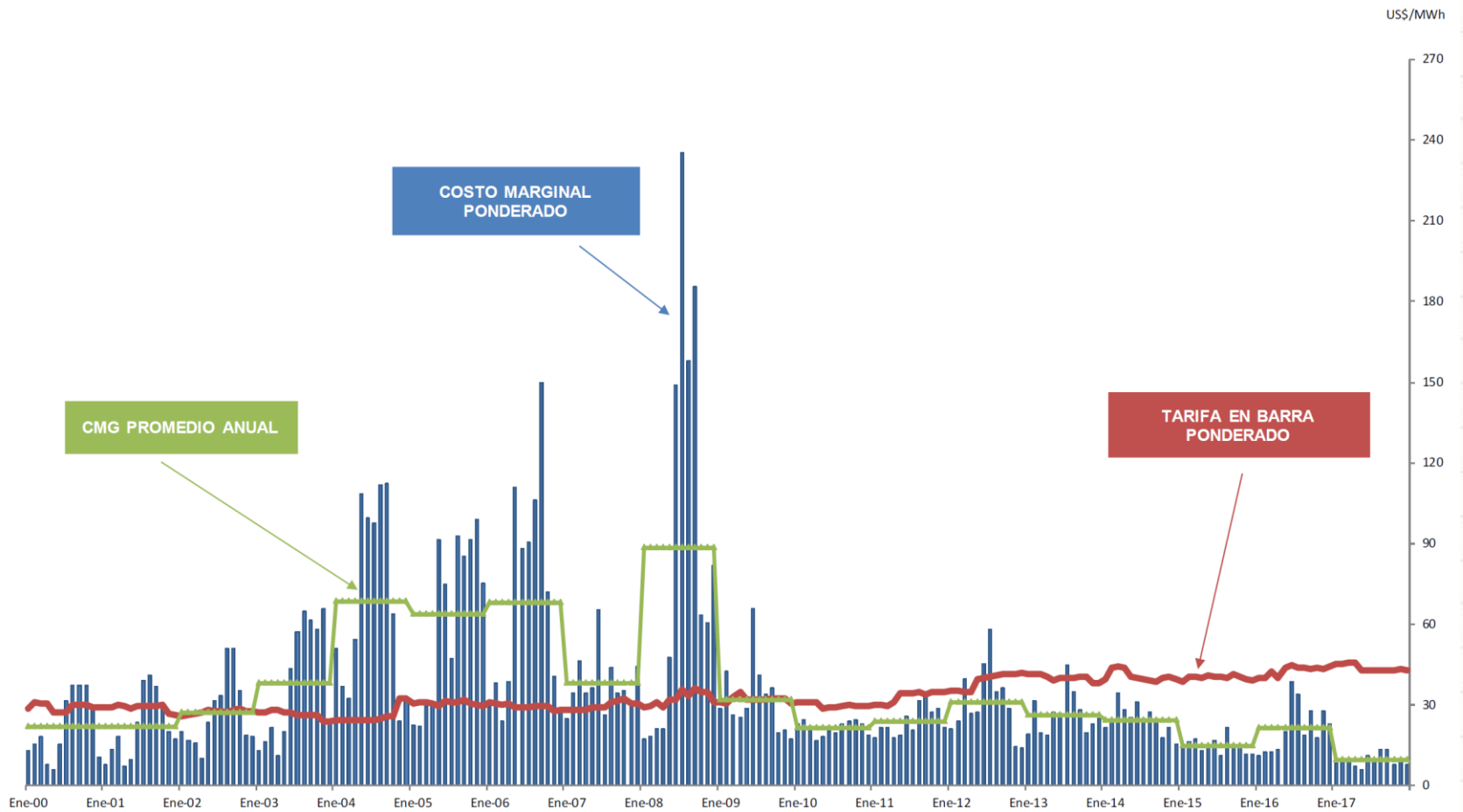
Incertidumbre en Fecha, Tamaño y Ubicación de Grandes Proyectos



PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN TRONCAL

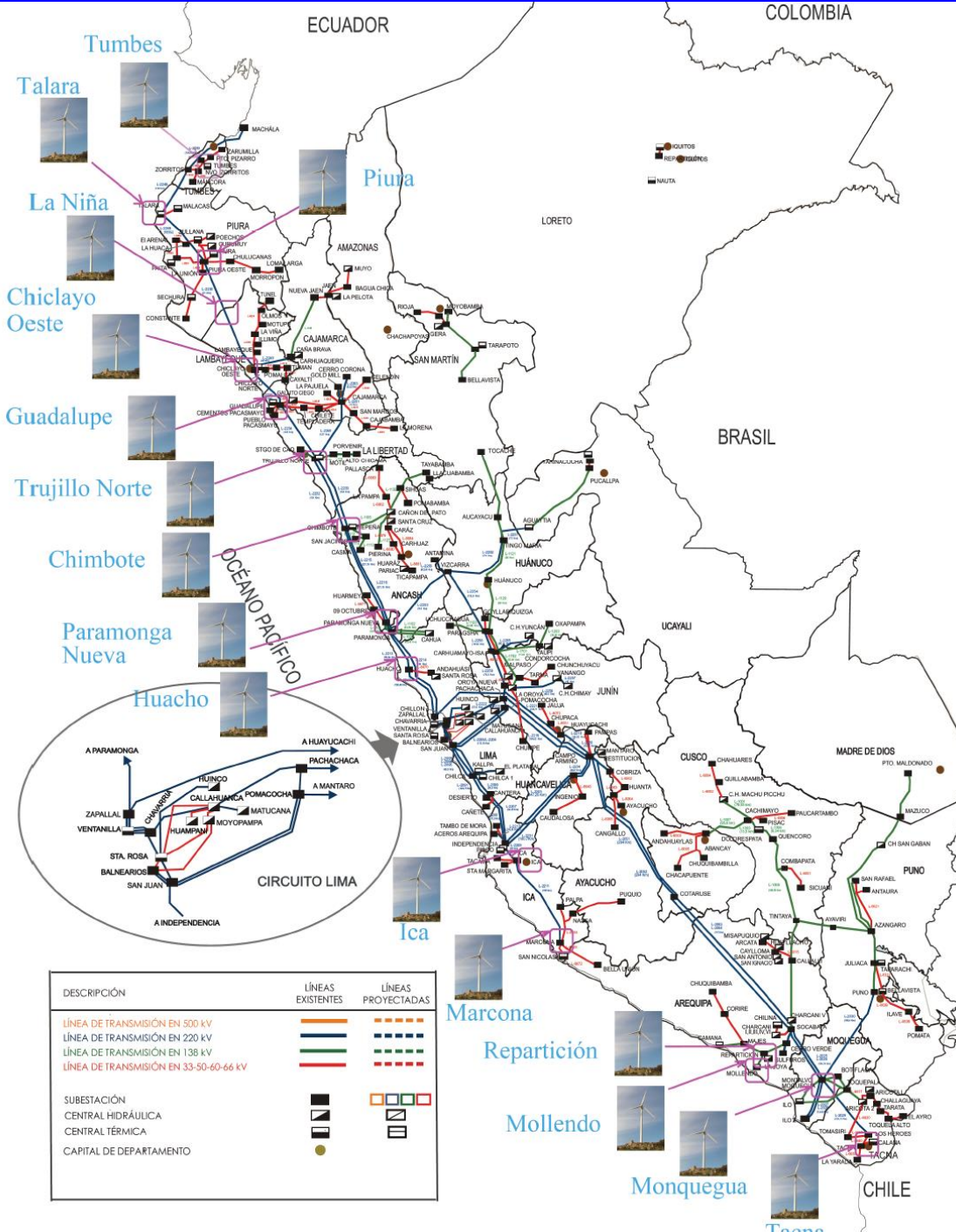


COSTO MARGINAL PONDERADO Y TARIFA EN BARRA MENSUAL SEIN COSTO EQUIVALENTE EN BARRA SANTA ROSA 220 KV

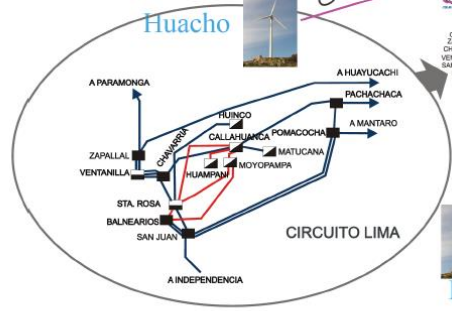


CÓMO SE AVISORA EL SEIN AL 2028:





DESCRIPCIÓN	LÍNEAS EXISTENTES	LÍNEAS PROYECTADAS
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 500 kV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 220 kV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 kV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 33-50-60-66 kV		
SUBESTACIÓN		
CENTRAL HIDRÁULICA		
CENTRAL TÉRMICA		
CAPITAL DE DEPARTAMENTO		



✓ Necesidad de revisar el marco normativo

- ❑ Ley No. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales.
- ❑ Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales.
- ❑ Procedimiento complementario para la integración y operación de las centrales de generación de régimen especial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
- ❑ Resolución SIE-61-2015-MEM: “REGLAMENTO AUTORIZACIÓN PUESTA EN SERVICIO DE OBRAS ELÉCTRICAS EN EL SENI”

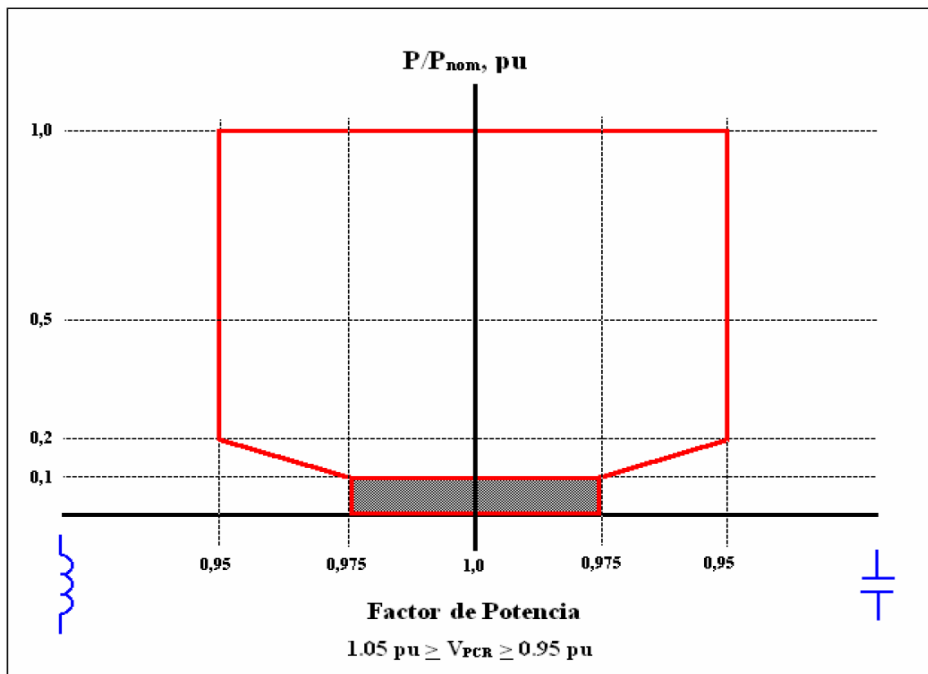


Figura 1: Rango de operación del factor de potencia de la CGNC en régimen permanente

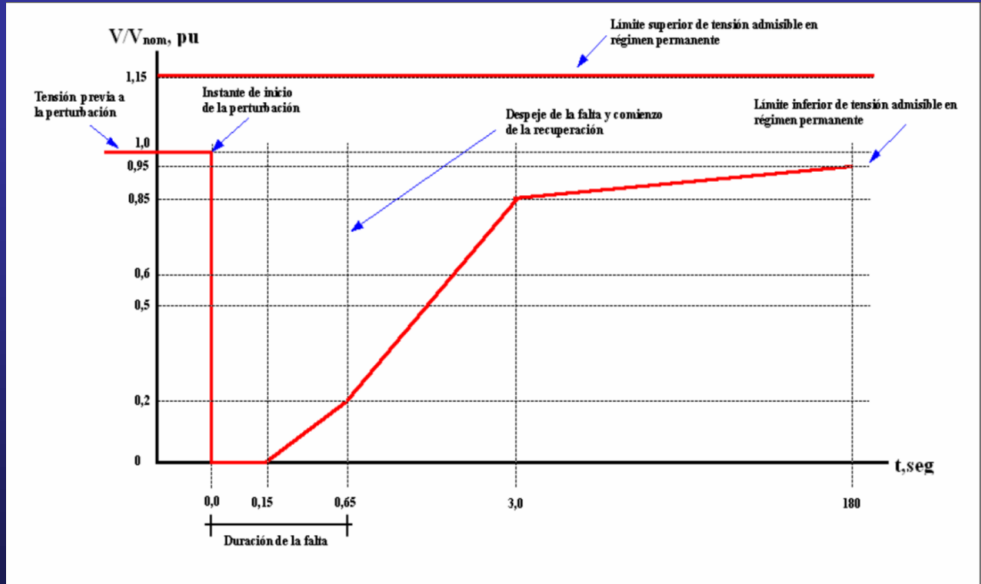


Figura 3: Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase en el punto de conexión

Fuente: Nuevo Procedimiento N° 20 COES

Los proyectos no son evaluados con anticipación:

Por la Resolución SIE-61-2015-MEM: “REGLAMENTO AUTORIZACIÓN PUESTA EN SERVICIO DE OBRAS ELÉCTRICAS EN EL SENI” el inicio del trámite para autorización se inicia 60 días antes de la puesta en servicio.

Se debe complementar esta normativa, de manera que, con mucha mayor anticipación, antes de otorgar la Concesión Definitiva, se deba contar con el visto bueno del Concesionario donde se conecta la nueva instalación y de la no objeción del OC, que deberá emitir el Procedimiento correspondiente.



✓ **Propiciar condiciones de mercado**

✓ Propiciar condiciones de mercado

RESULTADOS DE LAS SUBASTAS RER EN EL PERU

	ENERGÍA ADJUDICADA (GWh)	POTENCIA COMPROMETIDA (MW)	NUMERO DE PROYECTOS ADJUDICADOS	Tarifa de Adjudicación Máxima (US\$/MWh) 2010	Tarifa de Adjudicación Máxima (US\$/MWh) 2016
Eólico	1,725.36	394	7	87	37.83
Solar	739.34	280.48	7	225	47.98
Biomasa Residuos Industriales	115.00	23	1	52	
Biomasa Residuos Urbanos	71.32	10.4	4	110	77
Hidroeléctrica	3,405.90	583.5	49	70	58.2
TOTAL RER	6,056.92	1,291.38	68		

- Es prioritario definir el marco legal para la Planificación de la Transmisión: responsable, metodología, plazos, proyectos vinculantes, pagos.
- Necesidad de certificación por parte del Operador de todo nuevo proyecto relevante, antes de otorgarse la Concesión Definitiva.
- Exigencia de estudios especializados definidos por el Operador para el caso de proyectos que puedan afectar la operación del Sistema, así como precisiones a las exigencias técnicas para el ingreso de nueva generación especialmente en el caso de la generación variable.
- Propiciar condiciones de mercado para el ingreso de una mayor generación en base a fuentes de energía renovable.

MUCHAS GRACIAS

GRUPO SISENER INGENIEROS

Oficina Central: Paseo Independencia 16, Planta 1a.
50004 ZARAGOZA (SPAIN)
Tel.: +34 976 30 13 51 — Fax: +34 976 21 47 60

Oficina en Lima: Monte Rosa 271, 5° Piso, Of. 5C,
Chacarilla del Estanque, Santiago de Surco, Lima Perú.
Tel. 511 372 5141/372 4702

www.sisener.com

opacheco@sisener.com
