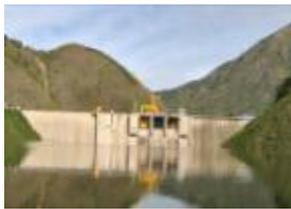


PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA Y SUS NUEVAS FUENTES

PERIODO 2014 – 2035



Primer Foro Institucional 2014
Diagnóstico y prospección del desarrollo eléctrico en Costa Rica
Universidad de Costa Rica

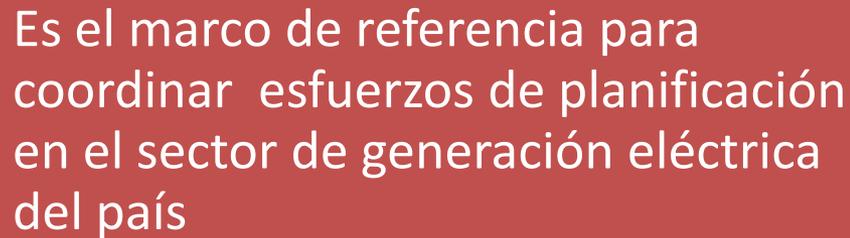
Gerencia Electricidad
Centro Nacional de Planificación Eléctrica



Ing. Gilberto De La Cruz Malavassi
7 de mayo del 2014

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION (PEG)

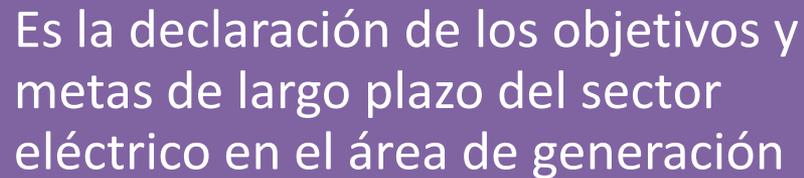
Es el marco de referencia para coordinar esfuerzos de planificación en el sector de generación eléctrica del país

A red rounded rectangular box containing white text. A large, semi-transparent red arrow points downwards from the bottom center of this box towards the top of the green box below it.

Es el resultado de aplicar las políticas de desarrollo energético a las opciones técnicas disponibles

A green rounded rectangular box containing white text. A large, semi-transparent green arrow points downwards from the bottom center of this box towards the top of the purple box below it.

Es la declaración de los objetivos y metas de largo plazo del sector eléctrico en el área de generación

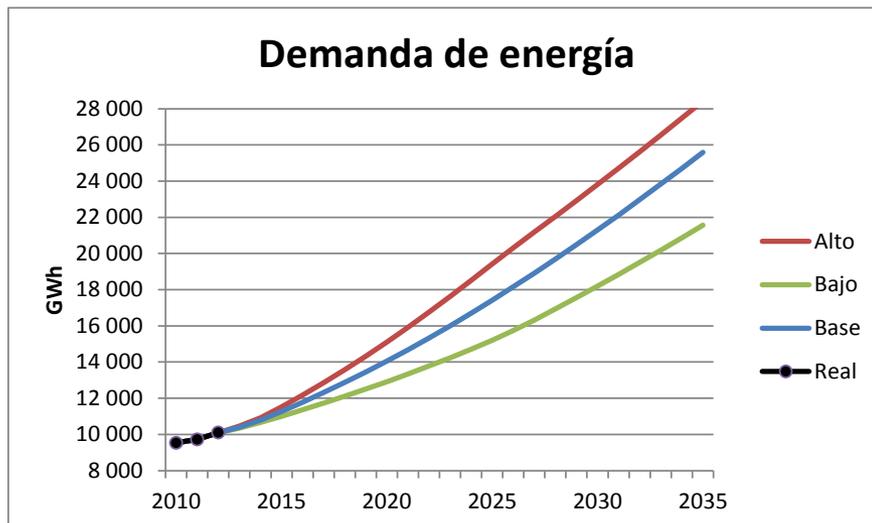
A purple rounded rectangular box containing white text. This is the final box in the vertical sequence.

Demanda impulsa la expansión

- El crecimiento de la demanda es la principal razón para la expansión del sistema de generación

Proyecciones econométricas

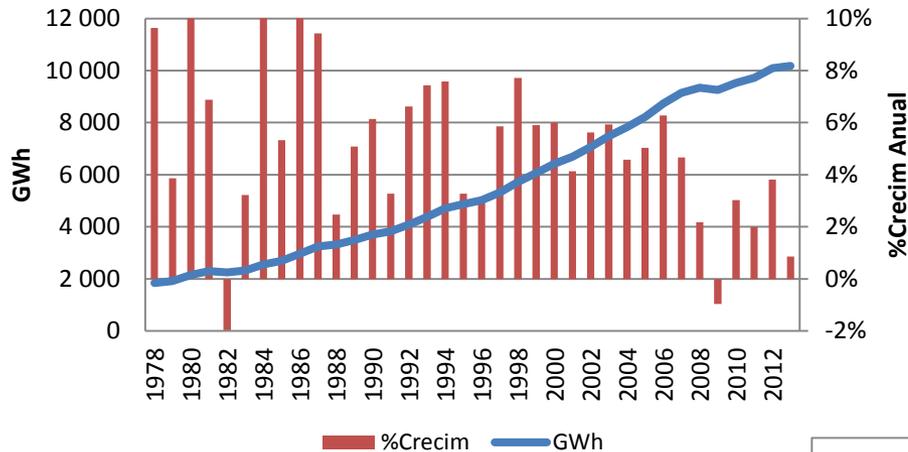
- El crecimiento futuro de la demanda se estima con proyecciones econométricas
- El corto plazo no determina el comportamiento a largo plazo.
- Se usan **tres escenarios** de desarrollo económico y de precios de la energía



Escenarios de crecimiento

Escenario Bajo:	3.2%
Escenario Medio:	4.3%
Escenario Alto:	5.2%

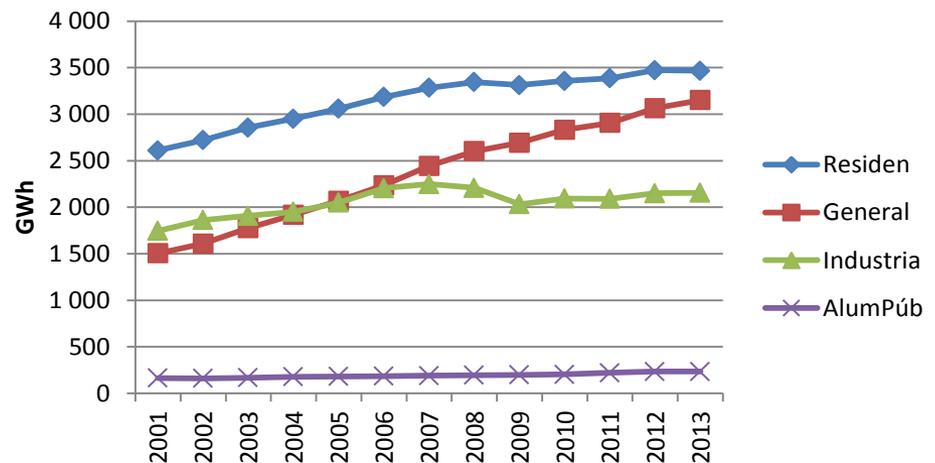
Crecimiento histórico demanda



La tasa de crecimiento de la demanda ha bajado

La demanda se ha estancado en los sectores residencial e industrial desde el 2007

Ventas de energía por sector



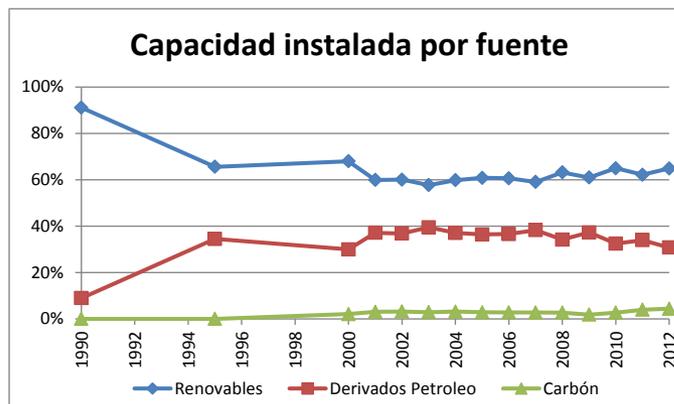


EL MERCADO ELECTRICO REGIONAL Y EL PEG

DIMENSIONES

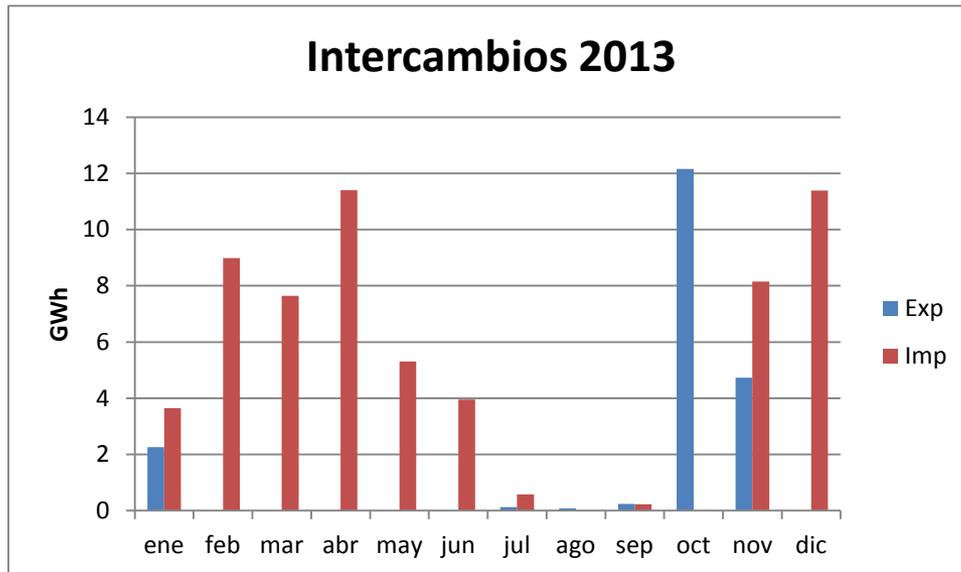
- El Mercado Eléctrico Regional (MER) es cuatro veces mayor que Costa Rica.
- Existe un importante potencial de crecimiento de la demanda.
- Más del 40% de la generación proviene de recursos fósiles.

Características demográficas de los países Centroamericanos. 2012							
	Población	Indice	Area	Población	Generación	Densidad	Generación per
	mill	electrificación	mil km ²	sin electricidad	Annual	Población	Capita Anual
	mill	%	mil km ²	mill	GWh	hab/km ²	kWh-año
Guatemala	15.1	85.5	109	2.2	8 704	138	578
Honduras	8.4	85.7	112	1.2	7 503	75	895
El Salvador	6.3	93.6	21	0.4	5 988	298	958
Nicaragua	6.0	74.7	139	1.5	3 626	43	608
Costa Rica	4.7	99.2	51	0.0	10 076	92	2 159
Panamá	3.8	89.7	77	0.4	8 385	49	2 214
Total	44.1	87.04	509	5.7	44 282	87	1 004

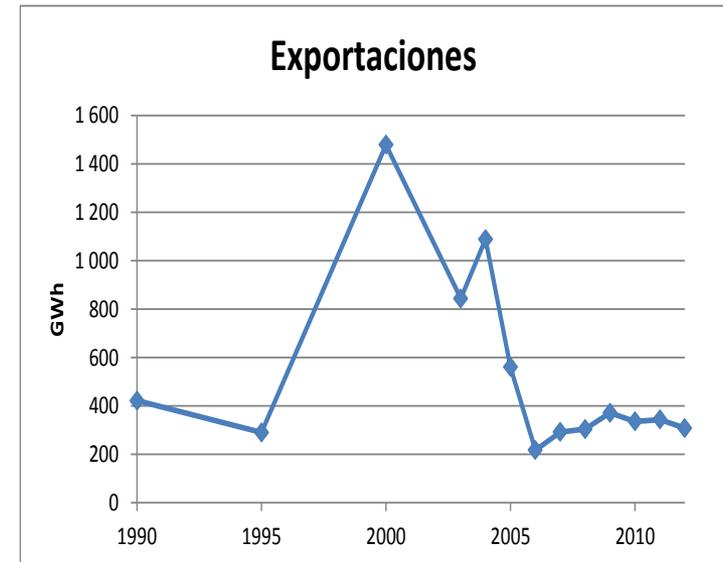


- El volumen de intercambio en el 2013 fue de un **punto porcentual** de la demanda total
- Este comportamiento es consistente con la baja participación regional en el MER

CR



MER



Precio medio

- Exportación: 108 USD/MWh
- Importación: 218 USD/MWh

- La línea SIEPAC aumentará sustancialmente la capacidad de transmisión en la región.
- Para alcanzar intercambios significativos, es necesario además que maduren las instituciones del mercado y la confianza de los agentes.
- El PEG se formula suponiendo que **Costa Rica está aislada.**

IMPLICACIONES:

- Las inversiones se programan para satisfacer la demanda nacional, sin valorar la posibilidad de importaciones o exportaciones.
- **La operación explota todas las oportunidades de intercambio, para reducir el costo de la energía.**
- Conforme madure el mercado en futuras revisiones del PEG se introducirá la consideración de los intercambios para optimizar las inversiones.



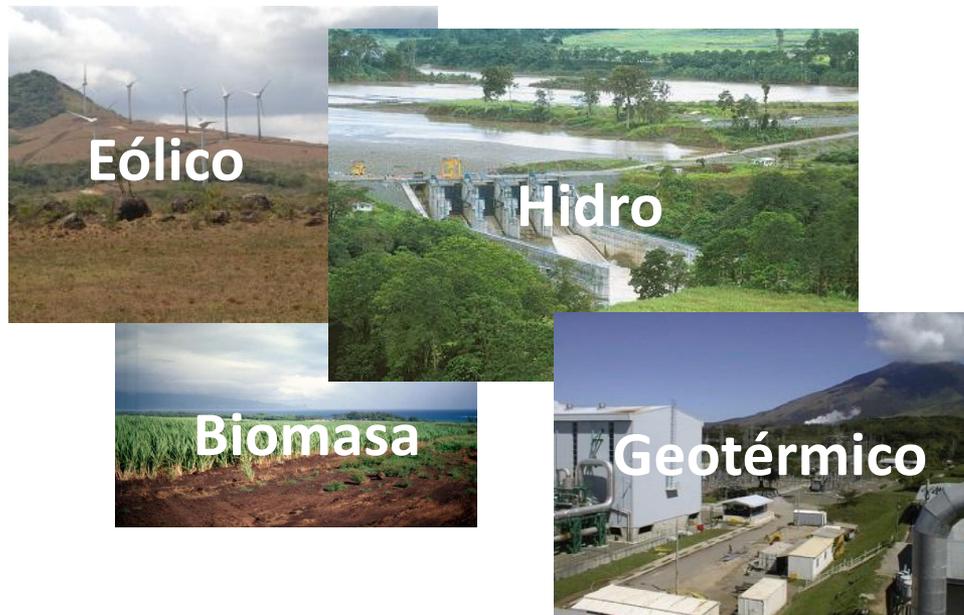
ORIENTACIONES DE POLITICA ENERGETICA Y AMBIENTAL

- **Ambiente y Desarrollo**
 - Escoger soluciones ambiental y socialmente sostenibles
 - Colaborar en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero
- **Reducir dependencia de combustibles fósiles**
 - Eliminar paulatinamente los combustibles fósiles de la matriz energética
- **Fuentes renovables**
 - Aprovechar recursos del país
 - Usar fuentes limpias y amigables con el ambiente
- **Diversificación de fuentes**
 - Reducir vulnerabilidad a eventos de la naturaleza
 - Reducir exposición a cambios en precios internacionales
- **Seguridad energética**
 - Asegurar la disponibilidad futura de energía para el país
- **Mercado Eléctrico Regional**
 - Participar en el mercado y fomentar su crecimiento
- **Inversiones**
 - Promover inversiones privadas y públicas
- **Costo**
 - Satisfacer la demanda al menor costo.

- El país tiene un potencial energético en diferentes fuentes renovables.
- Solo una fracción del potencial es explotable. Hay limitaciones técnicas, económicas, ambientales y sociales.

ACTUALES

Fuentes que actualmente tienen una participación significativa



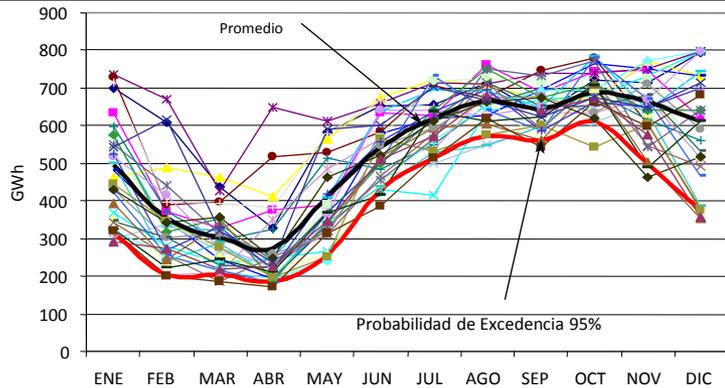
NUEVAS

Fuentes que en el futuro cercano tendrán participación significativa



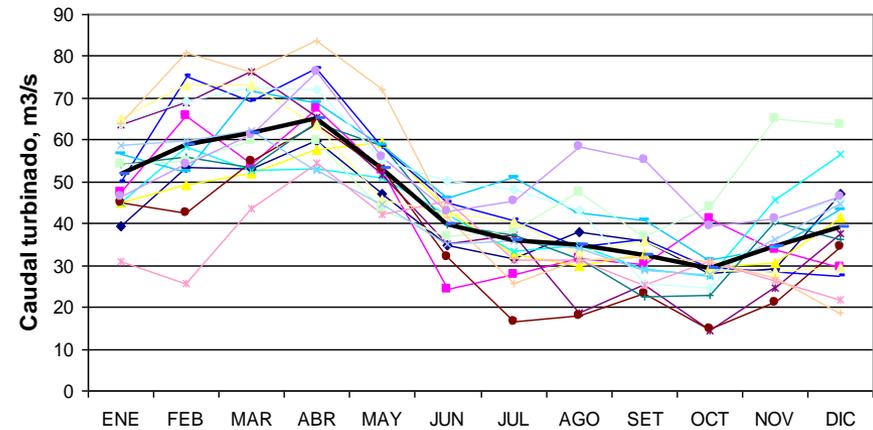
Generación Hidroeléctrica

HIDRAULICIDAD HISTORICA (1965-2002) CON INSTALACIÓN A DIC. 2003



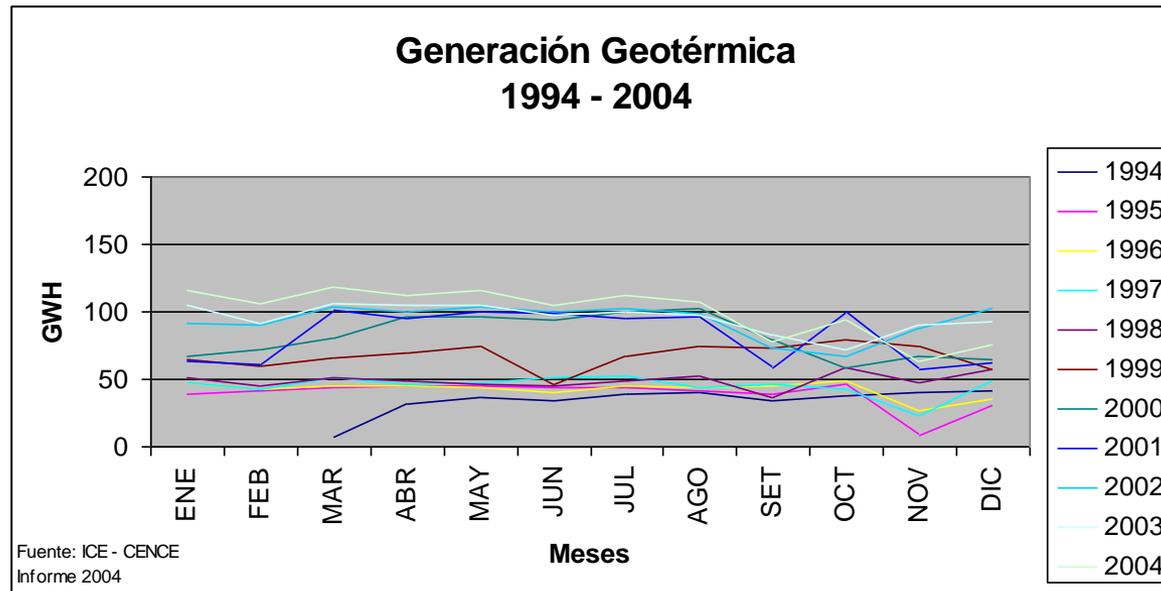
- Plantas a filo de agua
- Sufren variaciones estacionales
- Reducen producción en verano

Operación Histórica del Embalse Arenal



- Plantas con embalse de regulación
- Invierten patrón estacional
- Producen energía firme

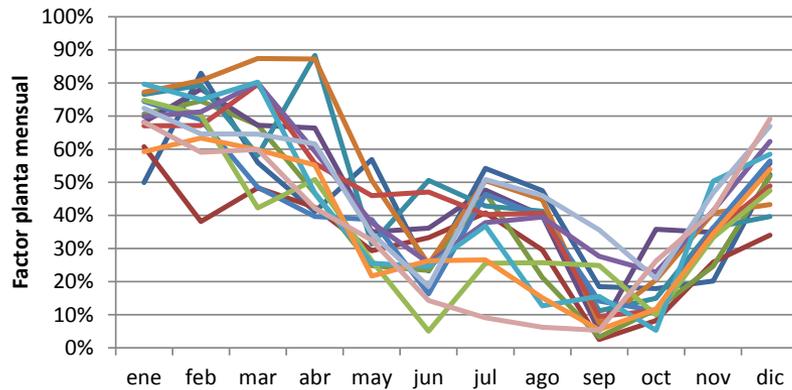
Generación Geotérmica



- No depende del clima
- Generación de base
- Funciona con factores de planta altos
- Fuente de generación firme y continua.

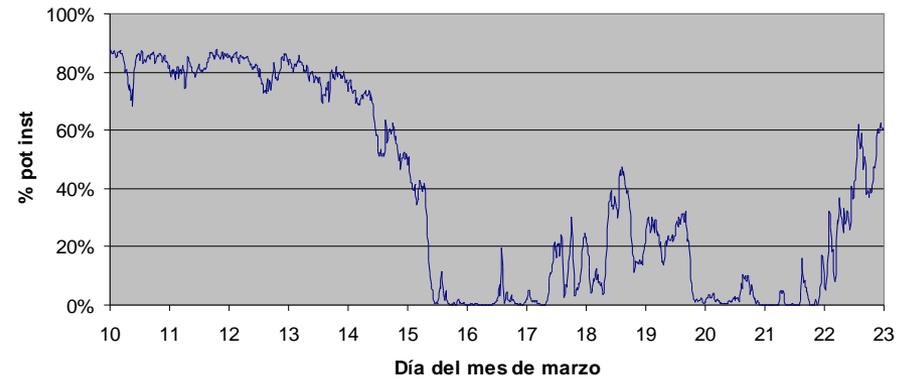
Generación eólica

Producción estacional



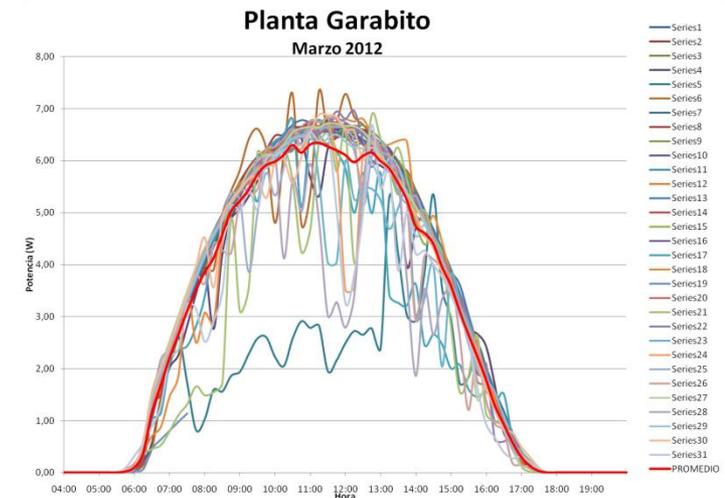
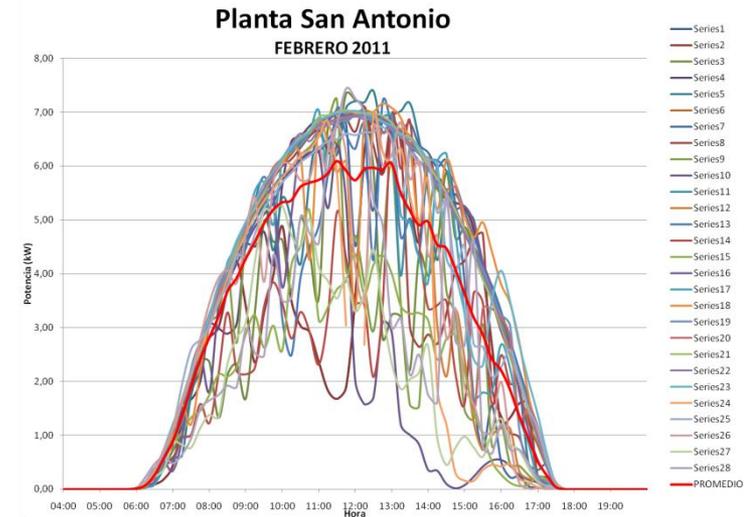
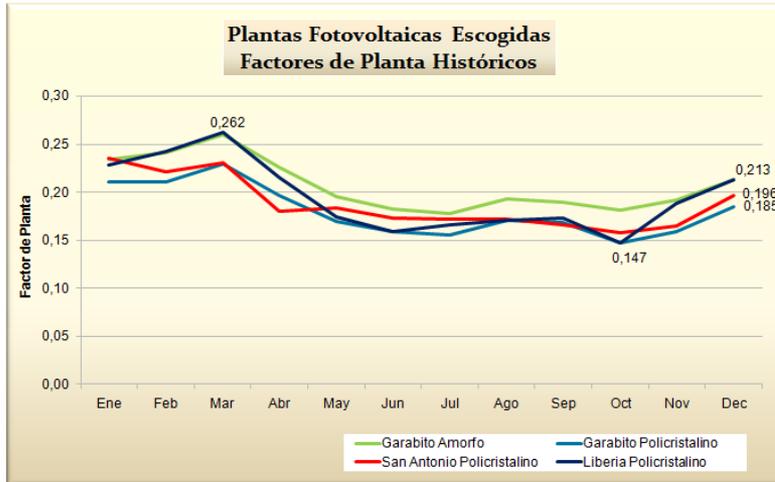
- Sufre variaciones estacionales
- Mayor generación en verano

POTENCIA TOTAL DEL 10 AL 22 DE MARZO 2003



- Volátil con variabilidad de corta duración
- No garantiza potencia firme

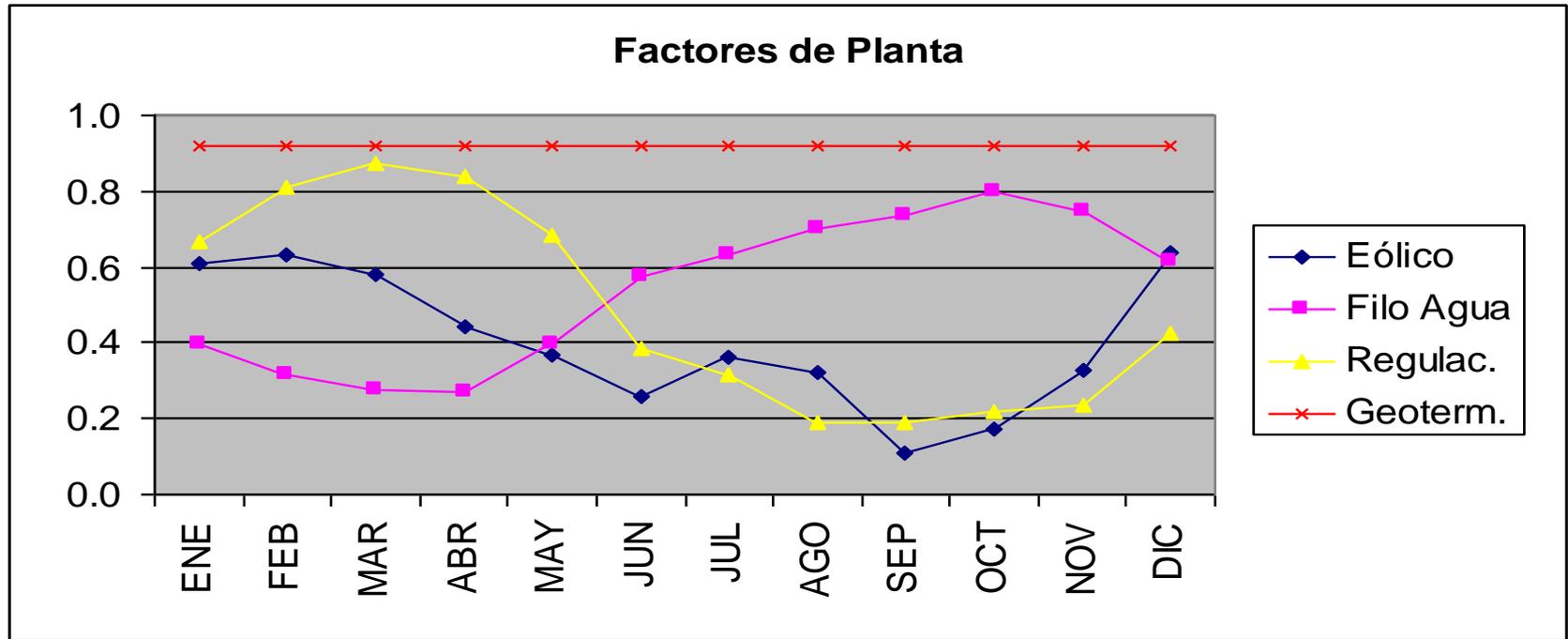
Generación Solar



Factores de planta bajos
Comportamiento estacional
Producción diaria muy variable
Cambios grandes de muy corta duración

Se utilizan fuentes renovables diversas y estacionalmente complementarias.

La diversidad reduce la vulnerabilidad y el costo.

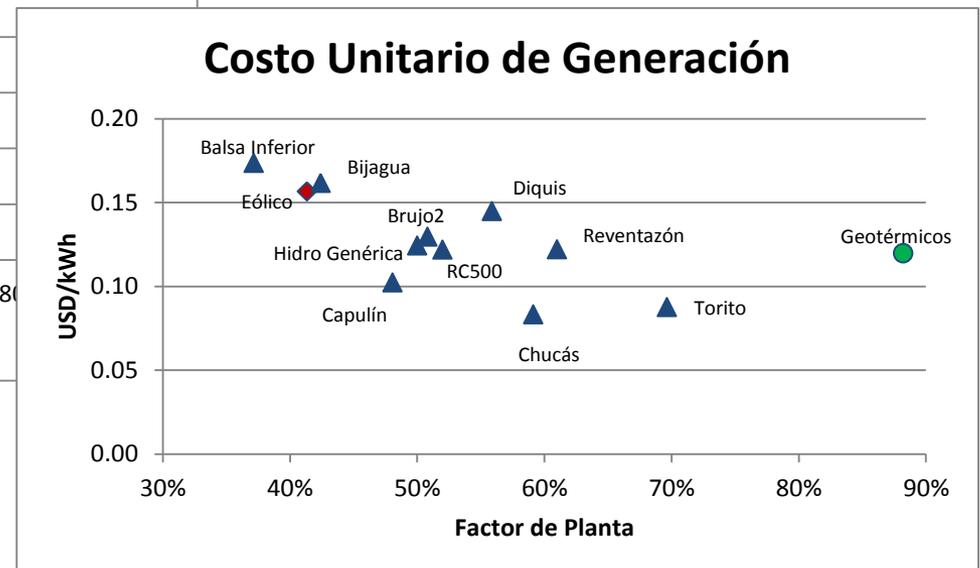
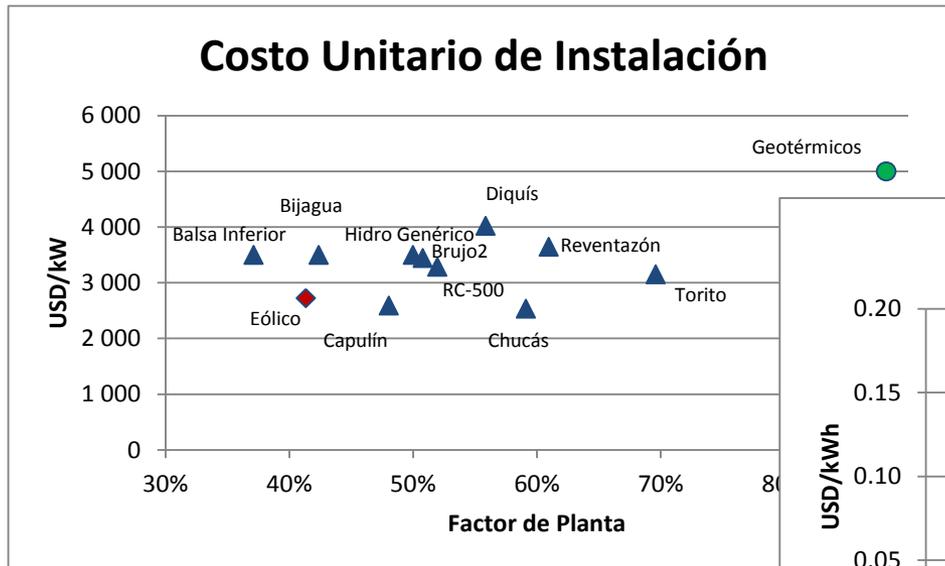




RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES COSTOS

SUPUESTOS IMPORTANTES

- Hay un potencial geotérmico explotable
- El país dispone de gran cantidad de proyectos hidros y eólicos a costos interesantes



Costos a diciembre 2012



COMBUSTIBLES FOSILES

- **Petróleo y derivados**

- Infraestructura disponible y compartida con otros usos
- Compras variables según necesidad

- **Carbón**

- No hay infraestructura. Inversiones exclusivas en puertos carboneros
- Volúmenes grandes para tener economías de escala

} Por política ambiental no se considera

- **Gas Natural Licuado**

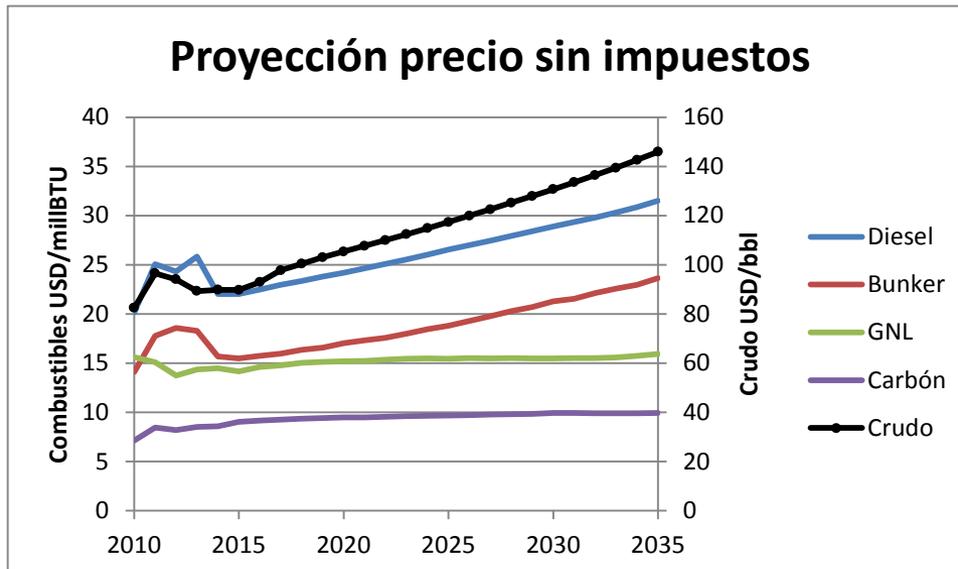
- No hay infraestructura. Inversiones exclusivas en puerto y terminal regasificadora
- Volúmenes grandes para tener economías de escala
- Necesario contratar a largo plazo cadena de suministro. Contratos take-or-pay

IMPORTACIONES DEL MER

- Hay infraestructura para hacer intercambios
- Hay un mercado eléctrico regional incipiente
- Depende de la confianza en la garantía de suministro a largo plazo

} Todavía no equiparable a otras fuentes energéticas

- El precio del petróleo es incierto
- Hay consenso generalizado en que el petróleo mostrará una tendencia a aumentar de precio
- Gracias a nuevas técnicas de explotación, el gas natural bajó de precio en Estados Unidos y hay expectativas de que se mantenga estable
- Se espera que el carbón mantenga su precio actual

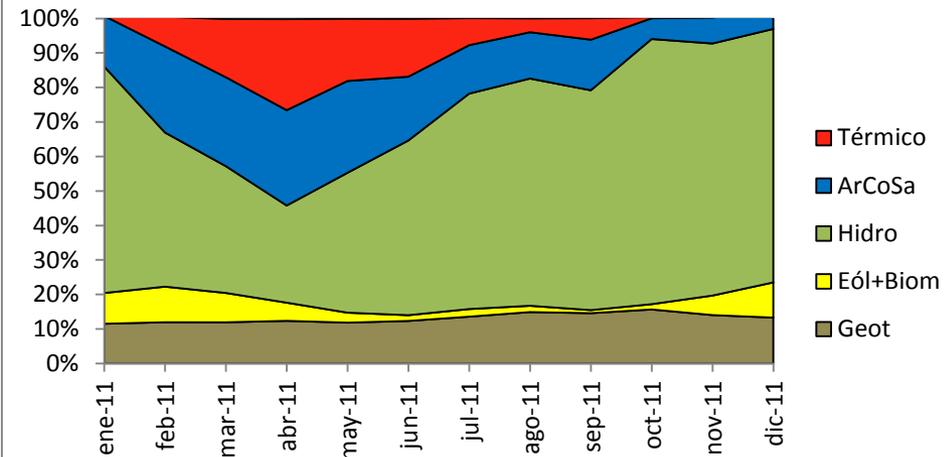


La brecha de precio entre el gas natural licuado y el petróleo se ensanchará

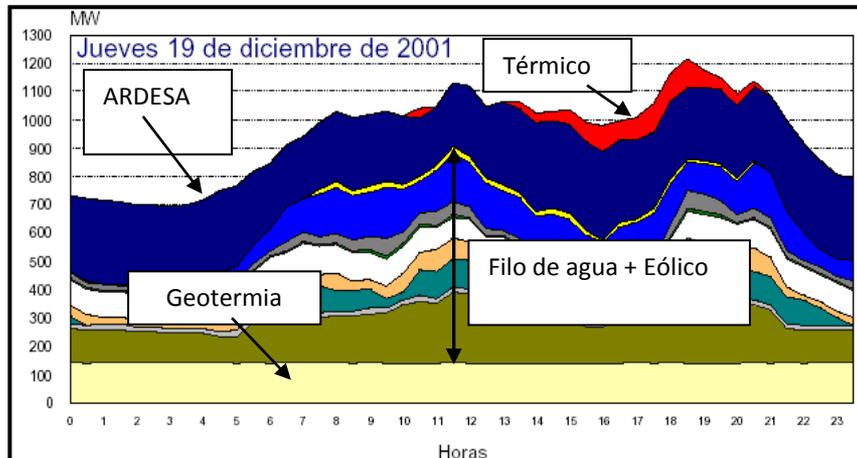
Complemento de las renovables

- ⇒ Las renovables tienen patrones estacionales y sufren fluctuaciones impredecibles. Excepto geotermia.
- ⇒ Se requiere una fuente confiable de respaldo
- ⇒ El térmico complementa las renovables.

Generación por fuentes año 2011



Participación Diaria de las Fuentes Energéticas



⇒ El térmico es la fuente óptima para cumplir este papel.

⇒ Su función es asegurar la oferta oportuna de energía en los períodos de escasez.



PRINCIPALES TEMAS DE UN PLAN DE EXPANSION

- ¿Cómo se maneja la incertidumbre de la demanda?
- ¿Es suficiente la capacidad que se está instalando a corto plazo?
- ¿Es Diquís interesante? ¿En que fecha?
- ¿Es el GNL interesante? ¿En qué fecha?
- ¿Es interesante la geotermia?
- Si no se dispone de proyectos grandes, ¿cuántos recursos de menor tamaño son indispensables?



MANEJO DEL PROBLEMA DE LA INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA

- Las decisiones de expansión deben tomarse con mucha anticipación a la demanda, por el largo período de maduración de los proyectos
- Entre más grande el proyecto, más influencia al resto del plan, más anticipación requiere y más impacto tiene la incertidumbre
- Los dos proyectos más grandes que se consideran son Diquís y la introducción del Gas Natural Licuado (GNL)
- El problema se maneja trazando **rutas de expansión** que se analizan por etapas

NECESIDAD

- Los proyectos Diquís y GNL aparecen como óptimos en varios de los planes estudiados, y su fecha de entrada depende de la demanda considerada
- Se debe decidir si se ejecutan estos proyectos y en qué año, teniendo presente la incertidumbre de la demanda
- La solución óptima ya no es la de mínimo costo ante un escenario conocido de demanda, sino la que ante CUALQUIERA de ellos brinde una solución robusta y aceptable
- Proyectos menores no requieren este tratamiento, puesto que su programación se puede adelantar o atrasar oportunamente conforme se desarrolla la demanda

IMPORTANCIA

- Fijan las grandes decisiones que se deben tomar para atender la demanda ante cualquier escenario de crecimiento y que determinan las características del resto del plan
- El plan se ajusta en las revisiones periódicas según se desenvuelva la demanda, manteniendo las rutas de expansión y modificando la adición de proyectos menores



RESULTADOS RELEVANTES

CORTO PLAZO

→ El corto plazo tiene capacidad suficiente para atender escenarios altos de demanda

PAILAS 2

→ Pailas 2 es la opción óptima para la expansión en el 2019

DIQUIS

→ Diquís aparece consistentemente en los planes de mínimo costo. La fecha óptima de entrada depende del escenario de demanda

GNL

→ La introducción del GNL resulta atractiva. El momento óptimo para hacerlo depende del escenario de demanda

PROYECTOS EXCLUYENTES

→ Diquís y el GNL son excluyentes antes del 2028

OPCIONES SIN DIQUIS Y SIN GNL

→ Si no se dispone de proyectos grandes (Diquís o GNL) es indispensable disponer de una gran cantidad de plantas menores renovables o de grandes centrales térmicas a carbón o petróleo

INCREMENTO DEL RESPALDO TERMICO

→ Para disminuir el costo total del sistema de generación, es necesario restablecer el balance de la matriz energética, agregando en el mediano plazo un mínimo de nueva capacidad térmica convencional



REVISION DEL CORTO PLAZO

(para todas las demandas y todas las rutas de expansión)

Año	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Instalación MW
Capacidad Instalada al 2012:					2 682
2013	7	Tacares	Hidro	7	2 689
	12	Balsa Inferior	Hidro	38	2 727
2014	9	Cachí	Hidro	-105	2 622
	11	Cachí 2	Hidro	158	2 780
2015	1	Chucás	Hidro	50	2 830
	2	Torito	Hidro	50	2 880
	3	Anonos	Hidro	4	2 883
	3	Río Macho	Hidro	-120	2 763
	3	Río Macho 2	Hidro	140	2 903
	7	Chiripa	Eólic	50	2 953
2016	1	Capulín	Hidro	49	3 002
	1	La Joya	Hidro	-50	2 952
	1	La Joya 2	Hidro	64	3 016
	1	Eólico Cap1 Conc 1a	Eólic	50	3 066
	1	Orosí	Eólic	50	3 116
	5	Reventazón	Hidro	292	3 408
	10	Reventazón Minicentral	Hidro	14	3 422
2017	1	Eólico Cap1 Conc 1b	Eólic	50	3 472
	1	Eólico Cap1 Conc 2	Eólic	20	3 492
	1	Hidro Cap1 Conc 1	Hidro	37	3 529
	1	Hidro Cap1 Conc 2	Hidro	50	3 579
	6	Moín 1	Térm	-20	3 559
2018	1	Hidro Genérica	Hidro	50	3 609
2019	1	Pailas 2	Geot	55	3 664

Plan en ejecución

- En el corto plazo el sistema se revisa para la máxima demanda
- El sistema tiene suficiente instalación para satisfacer los criterios de confiabilidad
- Las siguientes adiciones de capacidad son en el 2018 y 2019
- Pailas 2 es el proyecto óptimo para la expansión

El uso térmico actual obedece a una sequía, no a la falta de instalación renovable

Siguiente decisión de expansión

Se estudiaron tres rutas de expansión, que sintetizan las grandes decisiones sobre el futuro del sistema de generación

RUTA 0: se desecha Diquís y no se introduce el GNL (*Business As Usual*)

- No se hace Diquís
- No se importa GNL al país
- Hay ilimitados recursos renovables alternativos

RUTA 1: con Diquís

- Diquís es viable socialmente y se decide su ejecución
- Hay ilimitados recursos renovables alternativos

RUTA 2: con GNL

- Se decide la ejecución del GNL
- Hay ilimitados recursos renovables alternativos



DESEMPEÑO DE LAS RUTAS

- Las rutas deben ser robustas y adaptables para atender cualquiera de los escenarios de demanda

Año	Ruta 0 Sin Diquís y Sin GNL			Ruta 1 Diquís fijo 2025			Ruta 2 GNL fijo 2025		
	Demanda Baja	Demanda Media	Damanda Alta	Demanda Baja	Demanda Media	Damanda Alta	Demanda Baja	Demanda Media	Damanda Alta
2020			Renov 200 MW			Renov 200 MW			Renov 150 MW
2021	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 50 MW	Turbina 80 MW Renov 150 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 50 MW	Turbina 80 MW Renov 50 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 150 MW
2022	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Borinquen 1	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Borinquen 1	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 100 MW	Turbina 80 MW Borinquen 1
2023	Renov 50 MW	Borinquen 1 Renov 150 MW	Renov 400 MW	Renov 50 MW	Borinquen 1 Renov 150 MW	Renov 450 MW	Renov 50 MW	Borinquen 1 Renov 100 MW	Renov 400 MW
2024	Renov 50 MW	Borinquen 2	Borinquen 2		Borinquen 2	Borinquen 2		Borinquen 2 Renov 50 MW	Borinquen 2
2025	Borinquen 1 Borinquen 2 Renov 50 MW	Renov 600 MW	Geotérm 275 MW	Diquís	Diquís	Diquís	CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-)	CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-)	CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-) Renov 100 MW Geotérm 55 MW
2026		Geotérm 55 MW	Geotérm 55 MW					Geotérm 110 MW	Renov 150 MW Geotérm 110 MW
2027	Geotérm 110 MW	Geotérm 55 MW	Renov 100 MW				Renov 50 MW	CCGNL 300 MW Geotérm 55 MW	Geotérm 55 MW
2028	Renov 100 Geotérm 55 MW	Geotérm 220 MW Renov 50 MW	Renov 300 MW Turbina Proy 3	Renov 50 MW			Borinquen 1 Borinquen 2 Renov 50 MW	Renov 50 MW	Geotérm 110 MW Renov 150 MW
Inv	3 025	3 488	4 152	3 226	3 569	4 180	3 022	3 457	4 190
Oper	395	575	601	327	504	598	405	570	611
Falla	2	15	24	1	9	19	3	16	23
Total	3 422	4 078	4 777	3 554	4 081	4 797	3 431	4 043	4 824

Costo

- Las tres rutas tienen costos similares y la selección desde el punto de vista económico es indiferente

Necesidad de respaldo térmico

- En todas las rutas es óptimo incluir una adición de respaldo térmico

Ruta 0 – Sin Diquís y sin GNL

- Fija la entrada en operación del complemento térmico en el 2021-2022
- Requiere una gran cantidad de proyectos menores alternativos

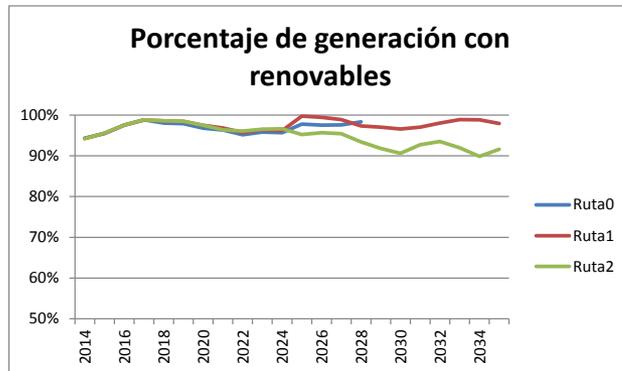
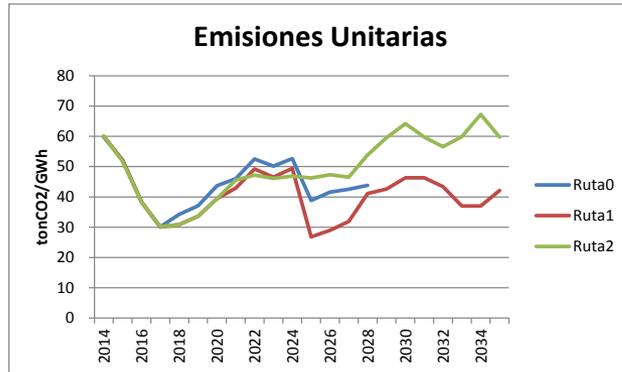
Ruta 1 - Proyecto Diquís

- Fija la entrada en operación del complemento térmico en el 2021-2022
- La fecha óptima de entrada en operación de Diquís es el 2025

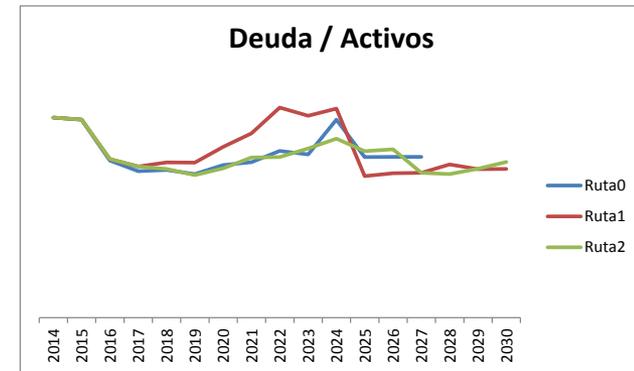
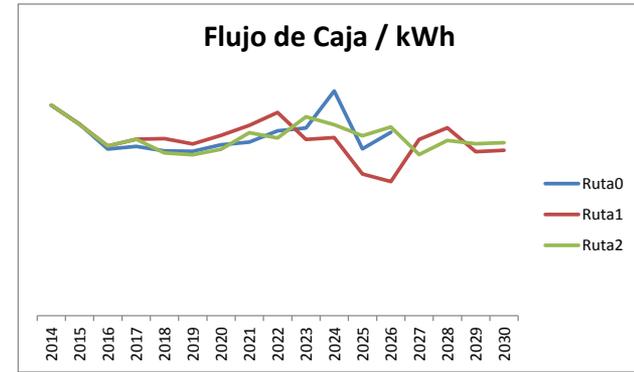
Ruta 2 - Proyecto GNL

- Fija la entrada en operación del complemento térmico en el 2021-2022
- La fecha óptima de entrada en operación del GNL es el 2025

Aspectos ambientales



Aspectos financieros(*)



(*) Indices simplificados que no son comparables con las cifras financieras oficiales. Solo se usan para comparación de escenarios

Coeficientes de emisiones ton CO2equiv/GWh					
Hidro	Eólico	Geot	TurbD	MMV	CCGNL
17	1	90	600	600	350

Supone para todos los proyectos:		Flujo de Caja:	
Aportes propios	30%	Aportes de capital en inversiones	
Financiamiento	70%	Intereses durante la construcción no capitalizados	
Intereses	8%	Amortización	
Plazo	20 años	Intereses	
		Costo Fijo de Operación	
		Costo Variable de Operación	



OTROS CRITERIOS DE COMPARACION

Desempeño con Centroamérica

- Escenario conservador : se supone que la región está holgada con proyectos fijos. También se supone que el sistema de Costa Rica solo cambia los costos operativos, no afecta los costos de inversión regionales
- La Ruta 0, en este escenario conservador, es la que mejor se desempeña
- La Ruta 1 y 2 tienen un desempeño similar

COSTO DE LOS PLANES DE EXPANSION PARA EL SISTEMA COSTA RICA 2014-2028						
millUSD						
	Optimizado y operado aislado			Optimizado y operado en CA		
	Ruta0	Ruta1	Ruta2	Ruta0	Ruta1	Ruta2
Inversión	3 488	3 569	3 457	3 267	3 493	3 359
Comb+Var	575	504	570	110	100	239
Falla	15	9	16	0	0	0
Intercambio	0	0	0	-36	-74	-137
Total	4 078	4 081	4 043	3 341	3 519	3 461

Sistema Aislado

RUTA 0 RUTA 1 RUTA 2

2020		Renov 50 MW	
2021	Turbina 80 MW Renov 50 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 50 MW
2022	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 100 MW
2023	Borinquen 1 Renov 150 MW	Borinquen 1 Renov 200 MW	Borinquen 1
2024	Borinquen 2	Borinquen 2	Borinquen 2
2025	Renov 600 MW	Diquís	CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-) Renov 250 MW
2026	Geotérm 55 MW		Geotérm 55 MW
2027	Geotérm 55 MW		Geotérm 55 MW
2028	Geotérm 220 MW Renov 50 MW	Geotérm 110 MW	Geotérm 165 MW Renov 100 MW
Inv	3 488	3 569	3 457
Oper	575	504	570
Falla	15	9	16
Total	4 078	4 081	4 043

Sistema Regional

RUTA 0 RUTA 1 RUTA 2

2020			
2021	Turbina Proy 1	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW
2022	Turbina Proy 2 Renov 100 MW	Turbina 80 MW Renov 150 MW Brujo 2	Turbina 80 MW Renov 150 MW
2023			Renov 50 MW
2024	Borinquen 1 Borinquen 2 Renov 50 MW		Borinquen 1
2025	Renov 50 MW	Diquís	CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-)
2026	Geot 165 MW		RC-500
2027	Renov 100 MW		
2028			CCGNL 2 Renov 100 MW
Inv	3 267	3 493	3 359
Oper	110	100	239
Falla	0	0	0
Intercambio	-36	-74	-137
Total	3 341	3 519	3 461

Necesidad de respaldo a las fuentes renovables

- Las fuentes renovables requieren un respaldo para contrarrestar su variabilidad natural
- Las principales tecnologías para dar respaldo son las plantas hidro con embalse y las plantas térmicas

Previsión para incorporar más fuentes renovables intermitentes

- A mayor penetración de fuentes renovables con gran variabilidad, mayor necesidad de respaldo
- Para introducir más viento o fuentes solares, será necesario incrementar más el respaldo (no evaluado en este estudio)

Se requiere del respaldo térmico

- En el análisis se determinó que el crecimiento del sistema exige ajustar el respaldo térmico
- El sobrecosto sin el respaldo térmico es inaceptable (mayor sobreinstalación)
- Se aceptó únicamente una adición limitada en los años 2021 y 2022
- En todas las rutas es óptimo incluir esta adición de respaldo térmico

Biocombustibles

- El país debe desarrollar una base de biocombustibles para satisfacer simultáneamente los objetivos de bajas emisiones de CO₂ y bajo costo de la energía



VALOR ESTRATEGICO DEL RESPALDO TERMICO EN LA RUTA2 CON GNL

CARACTERISTICA ECONOMICA DEL GNL

- La mayor parte de los costos del GNL son fijos. Además de los costos de inversión, los contratos de suministro y transporte tienen condiciones de consumo mínimo (cláusulas take-or-pay)
- Para que sea económicamente atractivo, el GNL debe empezar a operar cuando existe una demanda previa de generación térmica

ESTRATEGIA DE INTRODUCCION DEL GNL POR ETAPAS

- La primer etapa del GNL son **turbinas** alimentadas con diésel
- La segunda etapa es cerrar el ciclo combinado cuando la demanda crezca
- La tercer etapa es sustituir el diésel por el gas

La instalación de turbinas es parte integral de la estrategia para introducir el GNL en el país

Ruta 0

- El principal riesgo es que no existan suficientes proyectos preparados para entrar en línea oportunamente
- No es necesario estructurar un plan alternativo con gran anticipación. Siempre es posible recurrir a opciones térmicas convencionales mientras se desarrollan nuevas plantas renovables

Ruta 1 y 2

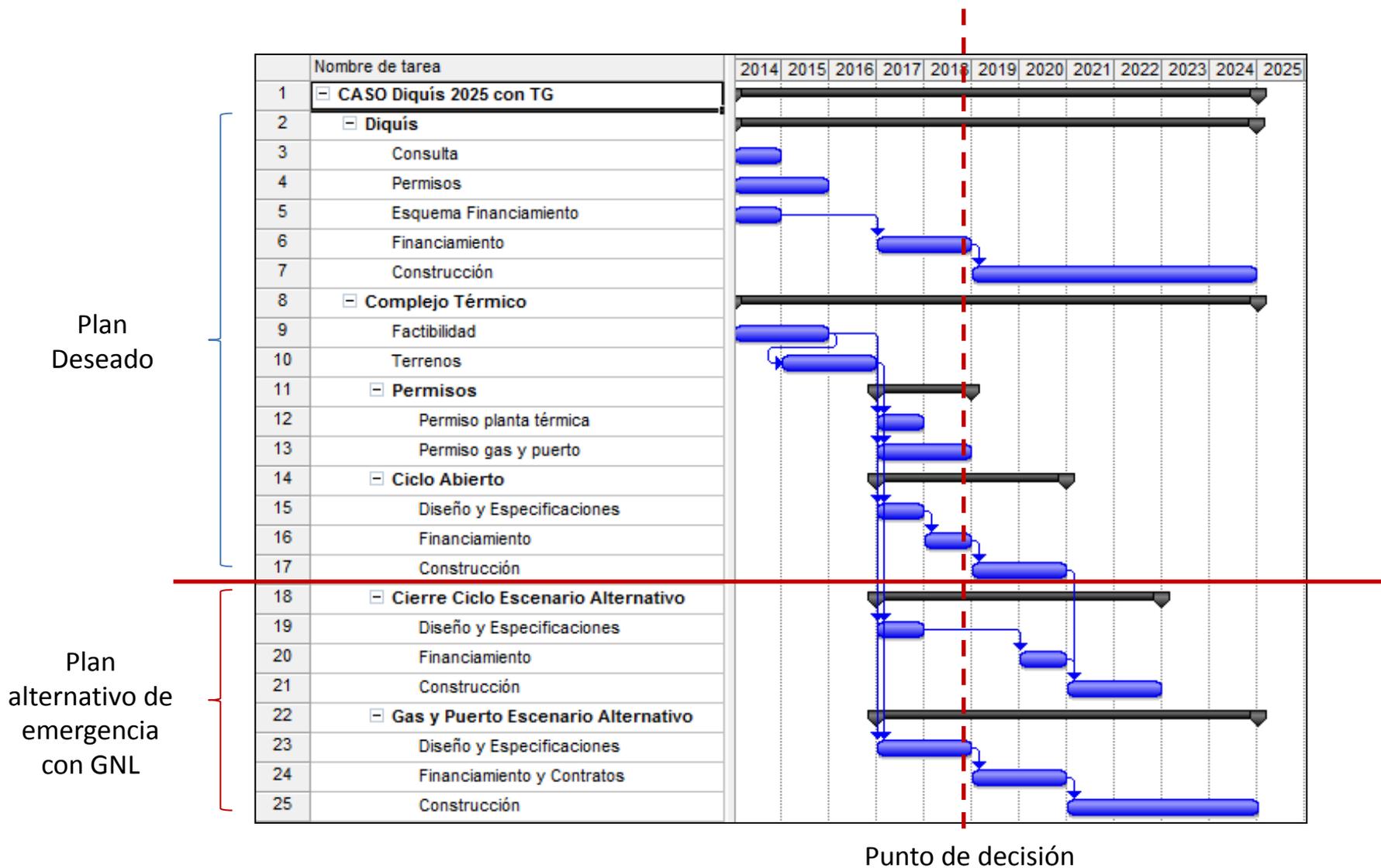
- Tanto Diquís como la introducción del GNL presentan riesgos sobresalientes
- La pérdida o atraso importante de cualquiera de ellos puede causar graves trastornos a la confiabilidad del sistema de generación
- Se debe tener un plan alternativo en cada una de las rutas de desarrollo

DIQUIS Además de posibles atrasos, el proyecto podría resultar inviable por aspectos sociales

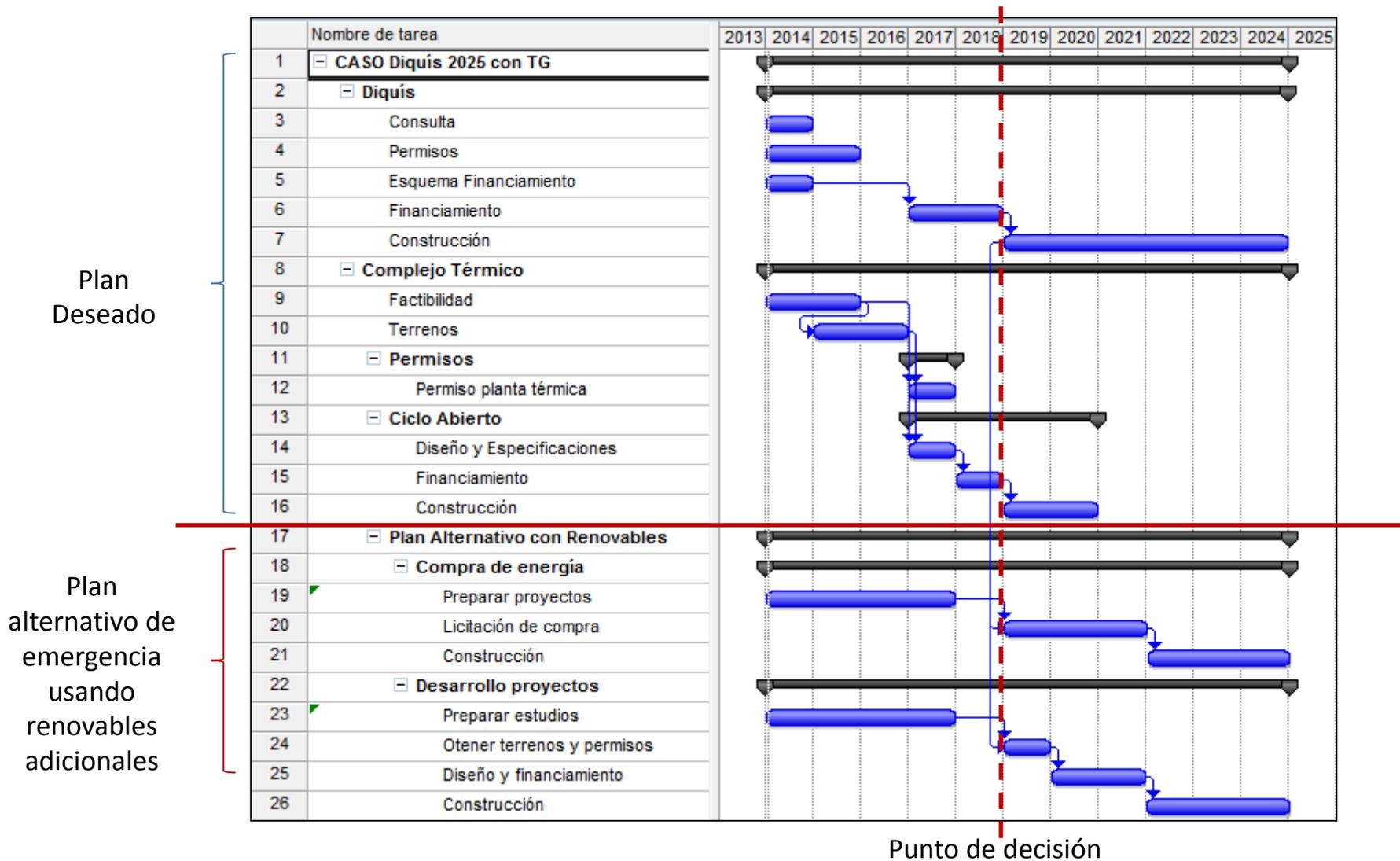
GNL Los riesgos principales están asociados a la complejidad de las contrataciones y el desarrollo de la infraestructura para el manejo del gas



Plan alternativo con GNL

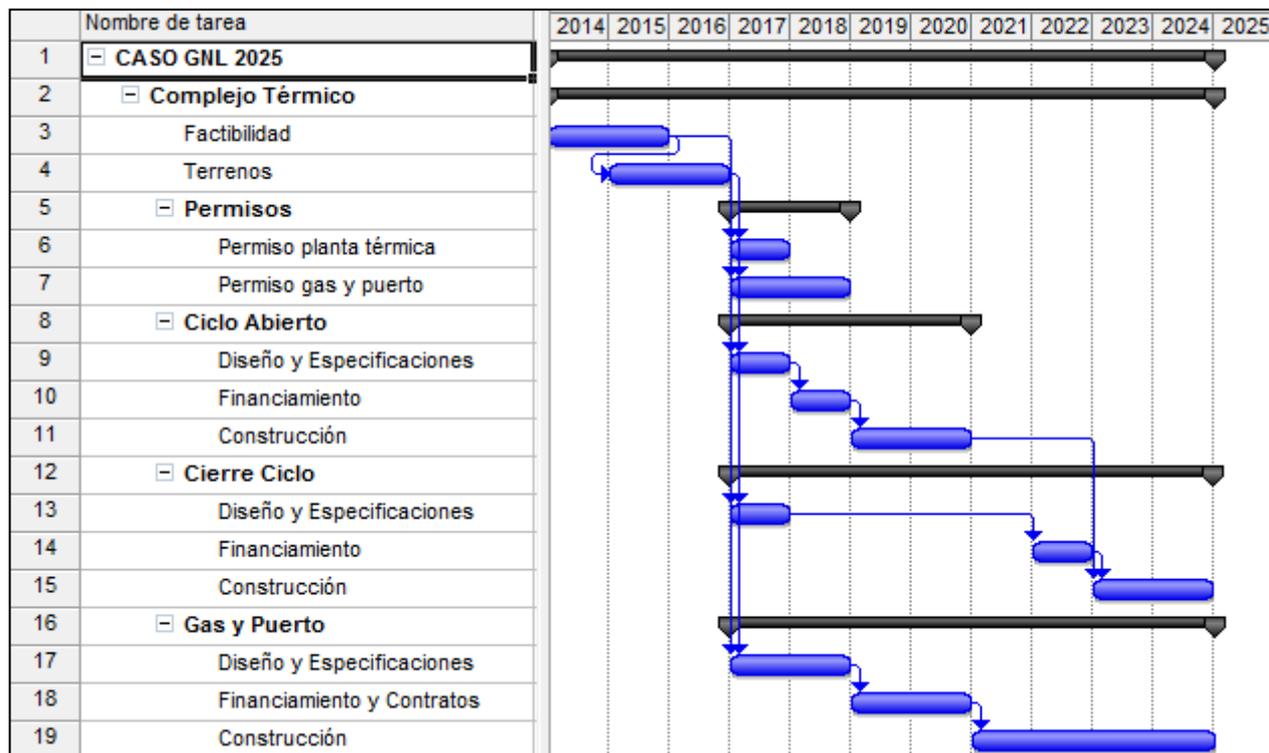


Plan alternativo con proyectos menores



Plan alternativo operación de Ciclo Combinado con diésel

Plan
Deseado



Se debe hacer la planta térmica de alimentación dual de combustible (diesel/gas natural), procurando que un atraso en el GNL no afecte la pronta ejecución de la central térmica

1. Cualquiera de las tres rutas analizadas brinda soluciones económicas interesantes si se cumplen los supuestos de disponibilidad y costo
2. Diquís y el GNL son interesantes para integrar el plan de expansión
3. En el mediano plazo, la construcción de uno excluye la viabilidad económica del otro, excepto con una demanda alta
4. La geotermia es muy atractiva. Pailas 2 debe ser la próxima adición al sistema y los demás geotérmicos previsibles en el futuro tienen un excelente desempeño en el plan
5. La cantidad de nueva capacidad eólica, y en general, de nuevas renovables genéricas, depende fuertemente del desenvolvimiento de la demanda y del MER. Estas adiciones deben fijarse a través de metas de corto plazo
5. El desarrollo del MER afecta las decisiones nacionales de corto y mediano plazo. Es crítico crear mecanismos para tener acceso a información confiable y de detalle sobre los programas futuros de la región

- Agregar alrededor de 50 MW de una fuente renovable en el 2018
- Construir el proyecto geotérmico Pailas 2 en el 2019
- Instalar las turbinas a ciclo abierto en el 2021-2022, para respaldo y compatibles con un desarrollo posterior con GNL
- Desarrollar Diquís en el 2025, siguiendo la Ruta 1 de expansión
- Desarrollar simultáneamente los estudios y acciones preparatorias para tener planes alternativos viables si Diquís no inicia oportunamente su construcción
- Ejecutar las fases de preinversión de la ruta 2 para permitir la implementación rápida de la introducción del GNL.
- Incentivar la producción económica de biocombustibles para reducir aun más la huella de carbono del sector eléctrico

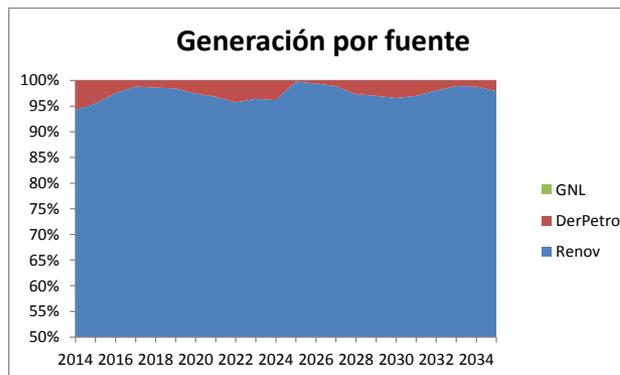
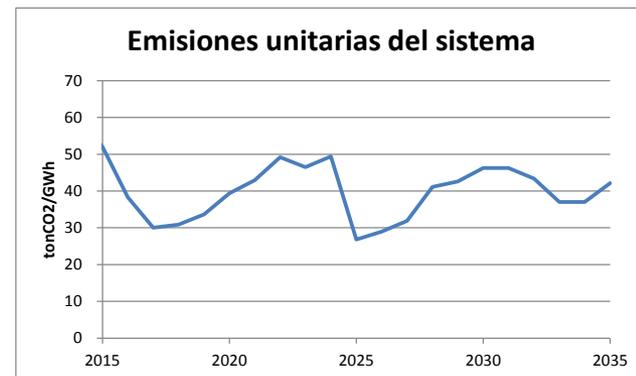
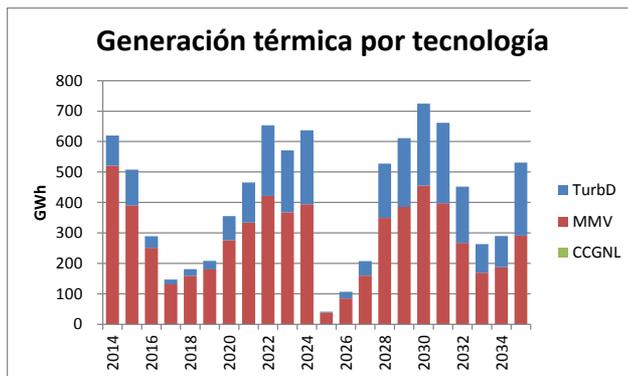


Plan de Expansión con P.H. Diquís en 2025

Ruta 1

Demanda Media

Año	Proyecto
2021	Turbina Proy 1 Renov 50 MW
2022	Turbina Proy 2
2023	Borinquen 1 Renov 150 MW
2024	Borinquen 2
2025	Diquís Diquís Minicentral
2026	
2027	
2028	
2029	Renov 150 MW
2030	Geotérm 55 MW
2031	Geotérm 110 MW
2032	Renov 150 MW Geotérm 165 MW
2033	Renov 400 MW
2034	Renov 150 MW
2035	Turbina 160 MW



El Plan de Expansión de la Generación contempla la entrada en operación del Proyecto Hidroeléctrico El Diquís para el año 2025



GRACIAS POR SU ATENCION

