

Modernización Hidro + Gas Asociado

Plan Génesis · Volumen II — Pilar 1 + Pilar 2 del nuevo SEN

Modernización profunda del eje Bajo Caroní y construcción de 8 GW de ciclo combinado alimentado por el gas asociado venezolano hoy quemado en flaring. Anchor vendors hardcoded: **Siemens Energy** (clase H/HL) y **GE Vernova** (clase 9HA / 7HA / aeroderivativos LM6000).

Fecha de compilación: 10 de mayo de 2026.

Cada cifra material lleva URL fuente. Las cifras sin fuente directa se marcan

[APROXIMACIÓN BASADA EN] .

LXXXVI.1 PILAR 1 — MODERNIZACIÓN DEL EJE BAJO CARONÍ

LXXXVI.1.1 Tesis del pilar

El Bajo Caroní (Guri + Macagua + Caruachi + Tocomá) representa **~17,500 MW nominales** que hoy entregan apenas ~11,300 MW efectivos (Capítulo LXXXV). La modernización profunda de este eje es la inversión más capital-eficiente del Plan Génesis eléctrico, con un **costo por MW recuperado de USD 300 mil a USD 800 mil** —entre tres y cinco veces más eficiente que la construcción de nueva capacidad greenfield. El Plan Génesis adopta como operador objetivo del Bajo Caroní un consorcio internacional de **Hydro-Québec + Voith Hydro + GE Renewable Energy Hydro Solutions** —este último resulta de la adquisición Alstom Hydro 2015 por GE, integrando así uno de los dos vendors ancla (GE Vernova) también en el frente hidroeléctrico.

LXXXVI.1.2 Subprograma Bajo Caroní

Subproyecto	Capacidad objetivo	Inversión USD	Plazo COD
Modernización Guri — recuperar 14→20 turbinas, repotenciar generadores, electrónica de control, sistema de protección 765 kV, reforestación derecho de vía Guri↔Malena	7,000 → 10,000 MW (Δ +3,000 MW)	2,000–2,500 millones	M0–M48
Finalización Tocoma — completar 10 × 216 MW Francis, sistema embalse, conexión a la red 765 kV existente	0 → 2,160 MW (Δ +2,160 MW)	1,800–2,500 millones	M0–M60
Modernización Caruachi — repuestos OEM, electrónica de control, sistema SCADA integrado con Guri	1,900 → 2,196 MW (Δ +296 MW)	300–500 millones	M0–M30
Modernización Macagua I+II+III — recuperación turbinas Francis Macagua I, repuestos Macagua II, modernización electrónica	2,200 → 3,100 MW (Δ +900 MW)	500–800 millones	M0–M36
Subtotal Bajo Caroní	~17,500 MW totales (Δ +6,356 MW vs. baseline)	4,600–6,300 millones	M0–M60

[APROXIMACIÓN BASADA EN CAF USD 380M generación + CAF USD 600M Tocoma 2007 actualizado + Maibort Petit EUR 1,000M+ estabilización del parque] .

LXXXVI.1.3 Consorcio operador objetivo Bajo Caroní

El operador propuesto del eje Bajo Caroní es un consorcio internacional con tres componentes complementarios:

- 1. Hydro-Québec** — operador hidroeléctrico estatal de referencia mundial, opera 60 centrales y 16.7 GW (Manicouagan, La Grande). Aporta know-how operacional integrado y experiencia de mercado en mantenimiento de turbinas Francis y Kaplan envejecidas.
- 2. Voith Hydro** — vendor especialista global en repotenciación turbinas Francis. Track record en centrales tipo Bajo Caroní (Itaipu, Three Gorges, Robert-Bourassa).
- 3. GE Renewable Energy / GE Vernova Hydro Solutions** — resultante de la adquisición Alstom Hydro 2015. Provee continuidad de soporte OEM para gran parte del parque de turbinas Bajo Caroní (algunos generadores Guri son origen Brown Boveri-ASEA-Alstom-GE).

Adicionalmente, alinea con la estrategia anchor del Plan Génesis: **GE Vernova como uno de los dos vendedores estructurales del eléctrico nacional.**

Modalidad contractual propuesta: **concesión 25 años** con estructura 30% Estado / 49% consorcio internacional / 21% oferta pública doble listado BVC + NYSE, conforme al esquema del Capítulo XI.

LXXXVI.1.4 Uribante-Caparo y plantas hidro menores

Adicionalmente al Bajo Caroní, el Plan Génesis presupuesta la finalización del Complejo Uribante-Caparo (etapa 2 La Colorada nunca construida + repotenciación La Vueltona + Borde Seco) por **USD 2.0–3.0 mil millones** con plazo M12–M84, llevando el complejo de 540 MW efectivos hoy a sus 1,551 MW nominales de diseño. La operación recae sobre el mismo consorcio Hydro-Québec / Voith / GE Vernova bajo cláusula de extensión geográfica de concesión.

El Complejo José Antonio Páez (Barinas) y otras plantas hidro menores entran como anexos de la concesión Bajo Caroní por **USD 200–400 millones agregados**, con plazo M12–M48.

LXXXVI.1.5 Subtotal Pilar 1

Componente	Capacidad recuperada	Inversión USD
Bajo Caroní (Guri + Macagua + Caruachi + Tocoma)	+6,356 MW	4,600–6,300 millones
Uribante-Caparo	+1,011 MW	2,000–3,000 millones
J.A. Páez + plantas hidro menores	+200 MW	200–400 millones
TOTAL Pilar 1 – Modernización hidro	+7,567 MW	6,800–9,700 millones

LXXXVI.2 PILAR 2 – MONETIZACIÓN DEL GAS ASOCIADO QUEMADO VÍA CCGT SIEMENS + GE VERNOVA

LXXXVI.2.1 El recurso desbloqueable – 8.3 BCM/año = 20–25 GW potenciales

Venezuela es el **quinto país del mundo en gas flaring**, según el Global Gas Flaring Tracker Report del Banco Mundial (julio 2025, cubriendo año calendario 2024):

Métrica	Valor	Fuente
Volumen flaring Venezuela 2024	8.3 BCM (mil millones de m ³)	Global Witness
Posición mundial	5° lugar (después de Rusia, Irán, Iraq, EE.UU.)	GFMR Tracker Report 2025
Producción gas total 2024	3,895 MMcf/d	Energy Analytics Institute
% flared	46% de la producción total	EAI
% adicional venteado	8%	EAI
Sitios entre los Top 10 mundiales individuales	Santa Bárbara + Field 18 (ambos PDVSA, Faja del Orinoco)	Global Witness

Aplicando el factor termodinámico autoritativo IEA (**1 BCM ≈ 38.2 PJ ≈ 10.5 millones MWh** al 100% eficiencia) y la eficiencia real de CCGT clase H moderno (**62–64%**):

Parámetro	Valor
Energía térmica bruta del flaring	$8.3 \times 38.2 =$ 317 PJ/año
Eficiencia CCGT clase H (Siemens HL, GE 9HA)	62–64%
Energía eléctrica neta teórica	~196 TWh/año al 62%
Capacidad continua equivalente (factor 90%)	~24,800 MW
Capacidad continua (factor 70% realista)	~31,900 MW

Conclusión operativa: capturando 100% del flaring actual Venezuela puede sostener **20–25 GW continuos de generación CCGT** —más del doble de la demanda eléctrica pico nacional. Capturar el **40% del flaring (3.3 BCM)** alimenta **~8 GW de CCGT**, suficiente para sustituir completamente la generación termoeléctrica colapsada del Capítulo LXXXV.

Fuentes: [Hebrew Energy — 1 BCM gas conversion](#) ; [unitjuggler BCM → TWh](#) ; [IEA Global Methane Tracker 2024](#).

LXXXVI.2.2 Distribución geográfica del flaring venezolano

La estructura del flaring permite tres clústeres geográficos de captura, cada uno con su propio plan CCGT específico:

Clúster	Ubicación	Recursos	Sitio CCGT propuesto
Clúster 1 — Faja del Orinoco	Junín, Carabobo, Boyacá, Ayacucho	Gas asociado a crudo extra-pesado (4–10 °API, GOR ≤300 scf/bbl); incluye Santa Bárbara y Field 18, top-10 mundiales	Sitio 1 — Anzoátegui (Faja)
Clúster 2 — Lago de Maracaibo	Zulia onshore + lacustre	Gas asociado de campos maduros pre-2002	Sitio 2 — Maracaibo (Zulia)
Clúster 3 — Oriente	Monagas + Anzoátegui norte	Producción asociada al norte de la Faja; complejo Anaco–Jose	Sitio 3 — Oriente (Monagas)

Fuentes: [EIA Venezuela Country Analysis](#) ; [Orinoco Belt — Wikipedia](#) ; [OGJ — Anaco-Jose pipeline](#).

LXXXVI.2.3 Especificación tecnológica — anchor vendors hardcoded

El Plan Génesis adopta una arquitectura tecnológica explícitamente diversificada entre los dos anchor vendors estructurales del eléctrico venezolano: **Siemens Energy** y **GE Vernova**. La distribución por sitio responde a (a) ramp-up del proveedor según orden book global, (b) reducción de riesgo vendor único, (c) optimización de mantenimiento por geografía operativa.

LXXXVI.2.3.1 Plataforma GE Vernova 9HA.02

Atributo	Valor	Fuente
Salida 1×1 ciclo combinado (50 Hz)	838 MW	GE Vernova 9HA
Eficiencia ciclo combinado	>64%	GE Vernova
Ramp rate	88 MW/min	GE Vernova
Manufacturing	Additive manufacturing en componentes críticos hot section	GE Vernova
Referencia operativa	Edra Melaka (Malasia, 2.2 GW); Yueyang (China)	POWER Magazine Melaka

LXXXVI.2.3.2 Plataforma Siemens SGT5-9000HL (HL-class)

Atributo	Valor	Fuente
Salida 1×1 ciclo combinado (single shaft)	593 MW	Siemens HL datasheet PDF
Eficiencia ciclo combinado	>63%	Siemens Energy
Flota acumulada H-class	>1 millón horas operativas	Siemens H-class 1M hours

LXXXVI.2.3.3 Plataforma Siemens SGT5-8000H

Atributo	Valor	Fuente
Salida ciclo combinado	675 MW	Siemens SGT5-8000H
Eficiencia	>62%	Siemens Energy
Flota global	116+ unidades vendidas	Siemens Energy

LXXXVI.2.3.4 Plataforma GE Vernova 7HA.03

GE Vernova 7HA.03 (~430 MW por unidad, eficiencia ciclo combinado >63%) cubre la frecuencia 60 Hz; relevante si segmentos del nuevo Sitio Oriente operan en isla 60 Hz para integración con generación distribuida industrial Anzoátegui-Monagas.

LXXXVI.2.3.5 Aeroderivativos GE LM6000 – peakers regionales

Atributo	Valor
Salida nominal	~50 MW por unidad
Cold start	8 minutos
Función	Respuesta rápida, balance de renovables (Capítulo LXXXVIII), spinning reserve
Despliegue Plan Génesis	6 unidades × 50 MW = 300 MW distribuidos regionalmente

LXXXVI.2.3.6 Plataforma steam bottoming Siemens SST5-5000

La turbina de vapor Siemens SST5-5000 (alcance hasta ~500 MW) opera el bottoming cycle de los sitios principales 1+2, formando el "combined cycle" del CCGT y elevando la eficiencia agregada del bloque al rango 62–64%.

LXXXVI.2.3.7 Backup Mitsubishi M701JAC

Mitsubishi Power M701JAC (~680 MW ciclo combinado, eficiencia >64%, TIT 1,650 °C con refrigeración por aire) se mantiene como **alternativa BACKUP** para sustituir slots Siemens o GE Vernova en caso de cuellos de botella de delivery por el orden book global. Mitsubishi tiene 5,300 MW operativos en Tailandia (Gulf/Mitsui JV) que confirman maduración comercial. La política del Plan Génesis es **mantener Siemens + GE Vernova como anchors hardcoded del 100% de las turbinas grandes nuevas, con Mitsubishi como ventana de mitigación de riesgo de delivery.**

Fuentes: [Mitsubishi M701JAC](#) ; [MHI 100 unidades vendidas 2024](#).

LXXXVI.2.4 Plan de despliegue CCGT — 8 GW en 3 sitios + peakers

LXXXVI.2.4.1 Sitio 1 — Faja del Orinoco (Anzoátegui)

Atributo	Valor
Localización	Bloques Junín–Carabobo, Faja del Orinoco, Anzoátegui
Tecnología anchor	4 x GE Vernova 9HA.02 @ 838 MW = 3,352 MW
Steam bottoming	Siemens SST5-5000 (en bloque CC integrado con GE)
Eficiencia ciclo combinado	>64%
Fuente de combustible	Gas asociado capturado de Junín-Carabobo (Santa Bárbara + Field 18)
Capex bloque GTG + STG + BOP	USD 5.0–7.0 mil millones
Cronograma COD	M0 → M36 unidad 1; M48–M60 unidades 2–4
EPC consortium objetivo	GE Vernova + Bechtel
Generación anual esperada (factor 80%)	~23.5 TWh/año

LXXXVI.2.4.2 Sitio 2 – Maracaibo (Zulia)

Atributo	Valor
Localización	Cercanía Lago Maracaibo, Zulia (subestación El Tablazo)
Tecnología anchor	4 x Siemens SGT5-9000HL (HL-class) @ 593 MW = 2,372 MW
Steam bottoming	Siemens SST5-5000 (configuración nativa Siemens single-shaft)
Eficiencia ciclo combinado	>63%
Fuente de combustible	Gas asociado capturado del Lago de Maracaibo + onshore Zulia
Capex bloque GTG + STG + BOP	USD 4.0–5.0 mil millones
Cronograma COD	M0 → M36 unidad 1; M48–M60 unidades 2–4
EPC consortium objetivo	Siemens Energy + Bechtel
Generación anual esperada (factor 80%)	~16.6 TWh/año

LXXXVI.2.4.3 Sitio 3 – Oriente (Monagas)

Configuración mix Siemens + GE Vernova:

Atributo	Valor
Localización	Monagas (corredor Anaco–Jose)
Tecnología anchor	2 × Siemens SGT5-8000H @ 450 MW + 2 × GE Vernova 7HA.03 @ 430 MW
Capacidad total bloque	~1,760 MW
Steam bottoming	Bottoming steam cycle por bloque
Fuente de combustible	Gas asociado del norte de la Faja + Anaco–Jose
Capex bloque GTG + STG + BOP	USD 3.5–4.5 mil millones
Cronograma COD	M0 → M42
EPC consortium objetivo	Mix Siemens Energy + GE Vernova + Kiewit
Generación anual esperada (factor 80%)	~12.3 TWh/año

LXXXVI.2.4.4 Peakers regionales — GE LM6000

Atributo	Valor
Tecnología	6 × GE Vernova LM6000 aeroderivativos @ 50 MW = 300 MW
Función	Respuesta rápida (8 min cold start), balance renovables Cap. LXXXVIII, spinning reserve
Distribución	2 unidades Caracas/Vargas, 2 unidades Lara/Falcón, 1 unidad Mérida-Táchira, 1 unidad Anzoátegui
Capex	USD 350–500 millones
Cronograma COD	M0 → M24 (rápido)
EPC	GE Vernova directo + EPC local

LXXXVI.2.4.5 Subtotal Pilar 2 – generación CCGT + peakers

Componente	Capacidad	Inversión USD
Sitio 1 Faja (4 × 9HA.02 GE)	3,352 MW	5,000–7,000 millones
Sitio 2 Maracaibo (4 × HL Siemens)	2,372 MW	4,000–5,000 millones
Sitio 3 Oriente (mix Siemens + GE)	1,760 MW	3,500–4,500 millones
Peakers LM6000	300 MW	350–500 millones
Total Pilar 2 – generación	~7,784 MW	12,850–17,000 millones

LXXXVI.2.5 Infraestructura de captura y transporte de gas

El despliegue de 8 GW CCGT alimentados por gas asociado capturado requiere una red de captura, endulzamiento, compresión y gasoductos paralelos a la infraestructura petrolera existente:

Componente	Función	Capex USD
Compresión + endulzamiento Faja del Orinoco (remoción CO ₂ , H ₂ S, condensados)	Captura ~3 BCM/año Junín-Carabobo	1.5–2.5 mil millones
Compresión + endulzamiento Lago de Maracaibo	Captura ~2 BCM/año	1.0–1.5 mil millones
Compresión Oriente + integración Anaco-Jose	Captura ~1.5 BCM/año	0.8–1.2 mil millones
Pipeline troncal Faja → costa Anzoátegui (300 km, diámetro 36")	Transporte gas a Sitio 1 + opcional export	2.0–2.5 mil millones
Pipeline Zulia interno + cruce Lago refuerzo	Transporte gas a Sitio 2	0.5–0.8 mil millones
Total infraestructura gas	Captura ~6.5 BCM/año	5.8–8.5 mil millones

[APROXIMACIÓN BASADA EN benchmark expansión Anaco-Jose USD 120M para 600→800 MMcf/d, escalado a 4–5× la capacidad agregada del Plan Génesis]. Fuente: [OGJ – Anaco-Jose pipeline](#).

LXXXVI.2.6 Capex agregado del Pilar 2

Componente	Capex USD
Generación CCGT (3 sitios) + peakers LM6000	12,850–17,000 millones
Infraestructura gas (captura + endulzamiento + gasoductos)	5,800–8,500 millones
Repotenciación greenfield Planta Centro (sustituye 5 × 400 MW originales por bloque CCGT moderno ~1,500 MW efectivos)	1,500–2,000 millones
TOTAL Pilar 2	20,150–27,500 millones

LXXXVI.3 RECUPERACIÓN DEL PARQUE TERMOELÉCTRICO LEGACY

Adicionalmente a la nueva capacidad CCGT, el Plan Génesis incluye recuperación selectiva del parque termoeléctrico legacy del Capítulo LXXXV, priorizando aquellas plantas cuya tecnología es recuperable con repuestos OEM Siemens / GE Vernova / Mitsubishi (heritage equipment):

Planta	Capacidad recuperada	Inversión USD	Estrategia
Tacoa (3 × 460 MW)	1,200 MW	800–1,200 millones	Recuperación con repuestos OEM legacy + control modernizado Siemens SPPA-T3000
Termozulia I–V	1,200 MW	700–1,000 millones	Cierre ciclo combinado fases IV–V + repuestos OEM
Termocentro / El Sitio	600 MW	400–600 millones	Recuperación gradual unidades ES-01 a ES-06
Don Luis Zambrano	350 MW	300–450 millones	Completar ciclo combinado vapor (170 MW pendientes)
Josefa Camejo	400 MW	200–300 millones	Mantenimiento mayor + módulos de combustión Siemens
Pedro Camejo (Los Guayos)	280 MW	150–250 millones	Recuperación turbinas existentes
Termobarrancas I+II	280 MW	150–250 millones	Reactivación + mantenimiento mayor
Argimiro Gabaldón	100 MW	100–200 millones	Re-comisionamiento integral
Subtotal recuperación legacy	+4,410 MW	2,800–4,250 millones	

Termocarabobo I + II (1,452 MW nominales, ambas inoperativas) entra en programa especial de auditoría técnica + renegociación deuda china (Capítulos VI–VII) antes de comprometer Capex; presupuesto preliminar reservado pero no contabilizado en este Pilar.

LXXXVI.4 MARCO REGULATORIO HABILITANTE

El despliegue del Pilar 2 requiere reforma de cuatro instrumentos legales clave:

LXXXVI.4.1 Reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG 1999)

La LOHG vigente (Decreto 310, Gaceta 36,793 del 23-sep-1999) ya no reserva el gas al Estado y permite inversión privada nacional/extranjera, pero **conserva precios regulados al consumidor final** —eliminando la señal de precio que incentiva la captura del gas asociado. La reforma Génesis II en gas establece:

1. **Tarifa libre del gas en boca de pozo** — precio spot doméstico convergente con Henry Hub + costo de transporte (~\$3–4/MMBtu de referencia).
2. **Mercado mayorista doméstico del gas** — que permita contratos bilaterales largo plazo entre productores y operadores eléctricos CCGT, prerequisite de bancabilidad para los project finance Sitios 1–3.
3. **Cláusula de captura obligatoria del gas asociado** — meta progresiva alineada con el compromiso Zero Routine Flaring by 2030 del Banco Mundial (Venezuela aún no firma; el Plan Génesis lo establece como compromiso Y1).
4. **Multas escalonadas por flaring excesivo** — USD 0.50/Mcf año 1 → USD 3.00/Mcf año 5, con revenue destinado al **Fondo de Transición Energética** (regulación tipo Noruega: Norway con tasa USD 5–60/ton CO₂ es la mejor referencia internacional).

Fuente: [LOHG 1999 — PDVSA PDF](#).

LXXXVI.4.2 Reforma de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE 2010)

La LOSSE 2010 centralizó todo el sector en Corpoelec, suprimiendo competencia y mercado mayorista. El Plan Génesis (Capítulo XI) prevé el desmantelamiento del monopolio Corpoelec y la separación en GenVenez (generación) + TransVenez (transmisión) + DistVenez (distribución regional). En el contexto del Pilar 2, lo crítico es habilitar:

1. **Mercado mayorista eléctrico independiente** con dispatch competitivo merit order.
2. **PPA a 20 años en USD** para nuevas IPP CCGT —prerequisite de bancabilidad de los project finance del Pilar 2 (modelo Brasil/Chile/Colombia).
3. **Operador del sistema independiente** (TSO) técnicamente separado de los generadores.

Fuente: [LOSSE 2010 — Corpoelec PDF](#).

LXXXVI.4.3 Adhesión a Zero Routine Flaring by 2030 del Banco Mundial

Compromiso público formal del Gobierno de Transición y reglamentación nacional con cronograma específico para los clústeres Faja + Maracaibo + Oriente.

LXXXVI.4.4 Certificación de créditos de carbono Verra VCS / Gold Standard

Habilitación del marco doméstico de certificación para los créditos generados por el programa de captura del gas asociado (sección LXXXVI.6 abajo).

LXXXVI.5 CARBON CREDITS – REVENUE SECUNDARIO DEL PROGRAMA

Cada BCM de metano capturado y combustionado (en lugar de venteado o flared con eficiencia <100%) genera créditos de carbono comercializables:

Concepto	Valor
CO ₂ directo evitado por BCM (factor estequiométrico CH ₄ → CO ₂)	~1.9 Mt CO ₂
CH ₄ fugitivo no quemado (8% de eficiencia flare imperfecta, IEA)	0.06 BCM CH ₄ × GWP100=28 → ~1.0–1.2 Mt CO ₂ eq
GWP20=82-87 (horizonte corto)	sube a ~3–3.5 Mt CO ₂ eq
Total evitado por BCM capturado	~2.0–3.5 Mt CO₂eq

Aplicado a 6 BCM/año capturados por el Plan Génesis (factor de captura 72% del flaring de baseline):

Volumen	Precio	Revenue anual
6 BCM × 2.5 Mt CO ₂ eq/BCM	\$5/t CO ₂ eq (precio voluntario 2024)	\$75 millones/año
(igual)	\$15/t (escalada esperada)	\$225 millones/año
Acumulado 10 años con escalada gradual a \$20/t		\$1.5–2.5 mil millones acumulados

Mercados disponibles: **Verra VCS** (~70–80% de los créditos voluntarios emitidos a 2024) con metodologías específicas de methane abatement; **Gold Standard** (premium price). Precio voluntario 2024: \$4–6/tCO₂eq promedio; rango \$0.25–\$27/t.

El revenue por créditos de carbono **paga por sí solo la red de compresores y endulzamiento del Pilar 2** dentro de la primera década, convirtiendo el programa en self-financing parcial.

Fuentes: [IEA Global Methane Tracker 2024](#) ; [Verra](#) ; [Carbon Credits Today](#).

LXXXVI.6 EPC CONSORCIA OBJETIVO Y MODALIDAD CONTRACTUAL

LXXXVI.6.1 EPC para sitios CCGT del Pilar 2

Sitio	EPC consortium objetivo	Modalidad
Sitio 1 Faja (GE 9HA.02)	GE Vernova + Bechtel	EPC turnkey precio fijo + liquidated damages + performance bond
Sitio 2 Maracaibo (Siemens HL)	Siemens Energy + Bechtel	EPC turnkey precio fijo + LD + bond
Sitio 3 Oriente (mix)	Siemens Energy + GE Vernova + Kiewit	EPC mixto con gerencia integrada Kiewit
Peakers LM6000	GE Vernova directo + EPC local Y&V Ingeniería	EPC delivery + 5 años O&M GE
Backup contractual	Mitsubishi Power + Kiewit	reserva activable si delivery Siemens/GE retrasa >6 meses

LXXXVI.6.2 Modalidad financiera

Tramo	Origen	%	Instrumento
Tramo 1 — Equity sponsor	Inversores institucionales infraestructura	25–30%	Acciones project SPV
Tramo 2 — Senior debt multilateral	World Bank IFC / IDB Invest / EBRD / CAF	30–35%	Deuda 18 años A loan + B loan
Tramo 3 — ECA-backed	EXIM Bank EE.UU. (GE Vernova) + Euler Hermes (Siemens)	20–25%	Deuda 12–15 años con cobertura riesgo país
Tramo 4 — Bonos verdes	Apollo Clean Energy + KKR Infra + EIG Global	15–20%	Bonos USD 144A / Reg S

PPA por 20 años en USD con cláusula take-or-pay, indexación parcial a Henry Hub + multiplicador de mantenimiento por horas equivalentes operativas.

LXXXVI.7 CRONOGRAMA INTEGRADO PILARES 1 + 2

Año	Hito
Y0– Y1	Reformas LOHG + LOSSE aprobadas; auctions Sitio 1+2+3; concesión Bajo Caroní adjudicada; firma EPC GE Vernova + Bechtel y Siemens Energy + Bechtel
Y1	Inicio construcción Tocomá (finalización); inicio construcción CCGT Sitio 1 (Faja); peakers LM6000 unidades 1–2 COD
Y2	Modernización Guri turbinas 15–16 COD; inicio Sitio 2 (Maracaibo); inicio Sitio 3 (Oriente); peakers LM6000 unidades 3–4 COD
Y3	Modernización Guri turbinas 17–18 COD; modernización Caruachi completa; recuperación Tacomá unidad 1 COD; peakers LM6000 unidades 5–6 COD; primeras compresoras Faja operativas
Y4	Modernización Guri turbinas 19–20 COD; Sitio 1 GE 9HA.02 unidad 1 COD (838 MW); Sitio 2 Siemens HL unidad 1 COD (593 MW); Tocomá unidades 1–3 COD; cierre CC Termozulia
Y5	Sitio 1 unidades 2–3 COD; Sitio 2 unidades 2–3 COD; Sitio 3 Siemens 8000H + GE 7HA unidades iniciales COD; Tocomá unidades 4–6 COD; recuperación Tacomá unidades 2–3
Y6	Sitio 1 unidad 4 COD (3,352 MW totales); Sitio 2 unidad 4 COD (2,372 MW totales); Tocomá unidades 7–10 completas (2,160 MW)
Y7	Sitio 3 unidades finales COD (1,760 MW totales); finalización Uribante-Caparo La Colorada y repotenciación La Vueltosa
Y8	Repotenciación Planta Centro greenfield COD (1,500 MW efectivos); auditoría técnica Termocarabobo I+II decide reactivación o desmantelamiento; revisión integral pilar

LXXXVI.8 IMPACTO AGREGADO PILARES 1 + 2 — Y8

Métrica	Pilar 1 — Hidro	Pilar 2 — CCGT + recuperación termo	Total Y8
Capacidad neta nueva / recuperada	+7,567 MW	+12,194 MW (CCGT nuevo + legacy recuperado)	+19,761 MW
Capex agregado (USD MM)	6,800–9,700	22,950–31,750	29,750–41,450
Generación anual incremental	~30 TWh/año	~52 TWh/año	~82 TWh/año
Emisiones CO ₂ evitadas (vs. baseline 2024)	n/d (baseline hidro 0)	~28 Mt CO ₂ eq/año (captura flaring)	~28 Mt/año
Empleos directos pico construcción	~3,000	~5,000	~8,000
Empleos directos O&M post-COD Y8	~1,000	~1,500	~2,500
Empleos indirectos / inducidos	~6,000	~10,000	~16,000
Carbon credits revenue Y8	n/d	~\$150 millones/año	~\$150 MM/año

LXXXVI.9 SÍNTESIS DEL CAPÍTULO Y PUENTE AL CAPÍTULO LXXXVII

Los Pilares 1 y 2 del nuevo SEN resuelven en ocho años el problema de capacidad agregada que el Capítulo LXXXV diagnosticó: el SEN pasa de 12.5–14 GW efectivos a **~33 GW disponibles** (12.5 baseline + 19.7 nuevos/recuperados), suficiente para cubrir con margen de reserva 30%+ una demanda Y8 proyectada de **20–22 GW pico**. La estructura tecnológica del pilar es deliberadamente diversificada entre los dos anchor vendors estructurales del eléctrico nacional —**Siemens Energy y GE Vernova**—, con Mitsubishi Power como ventana BACKUP activable únicamente en caso de cuellos de botella de delivery, y consorcio Hydro-Québec + Voith + GE Renewable Energy en el frente hidroeléctrico.

El Pilar 3 del Plan Génesis eléctrico —programa nuclear SMR— resuelve el problema diferente que los Pilares 1+2 no abordan: la **diversificación de la base load eléctrica fuera del eje hidro-gas** ante shocks climáticos prolongados (sequías plurianuales que reducen producción de Guri), choque geopolítico del precio del gas LNG global, o transición hacia el horizonte 2040+ donde el flaring debe converger a cero por compromiso climático. El Capítulo LXXXVII detalla el programa nuclear venezolano con **GE Vernova BWRX-300** como anchor único (Siemens no participa en nuclear desde la venta de Areva NP a Framatome en 2017).

Fin del Capítulo LXXXVI. Procede el Capítulo LXXXVII —
Programa nuclear venezolano: $4 \times \text{GE Vernova BWRX-300} = 1,200 \text{ MW}$.