



PROPUESTAS DEL  
BICEN ENARIO

# Análisis económico para una transición energética equilibrada

**Luis Miguel Castilla**  
Director Ejecutivo de Videnza Instituto

Lima, 14 de marzo 2023



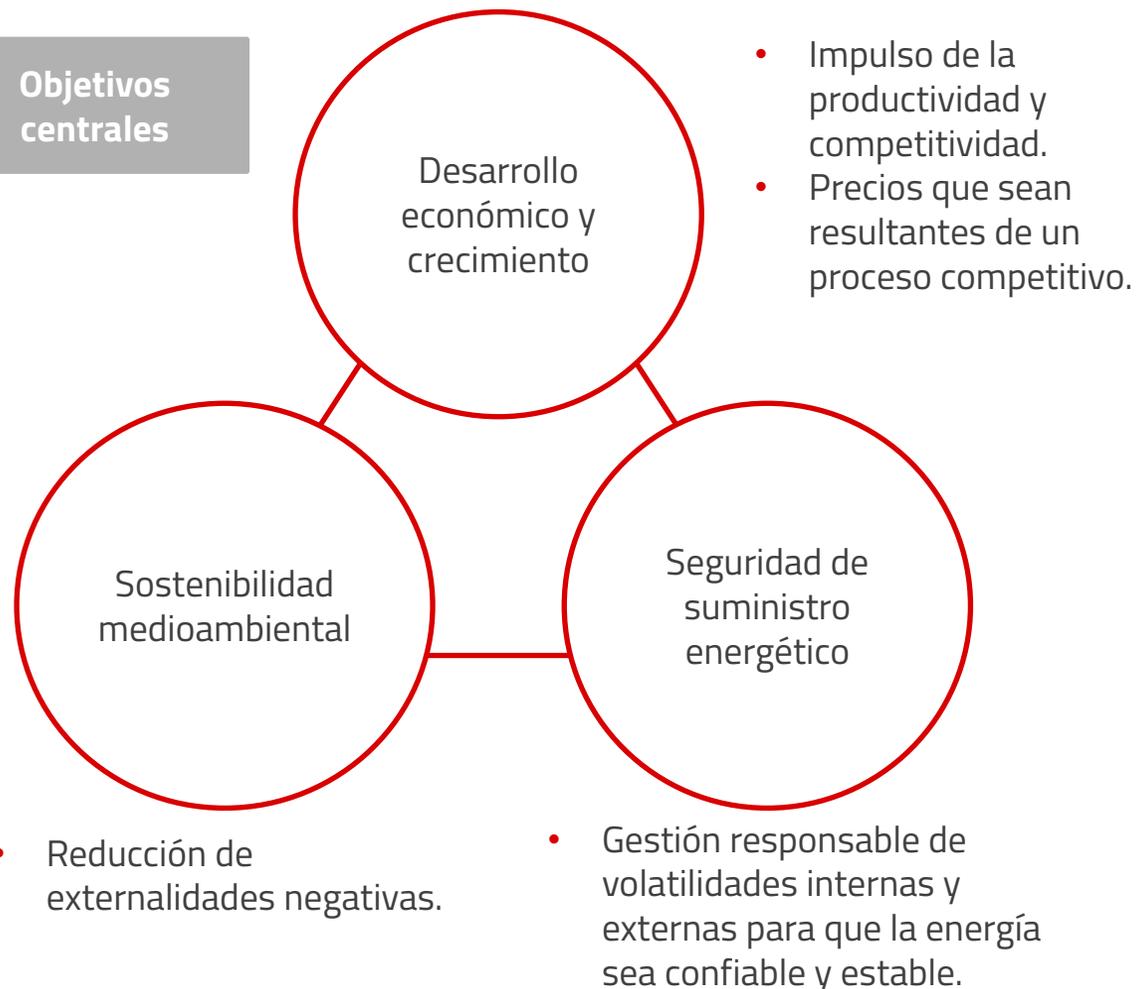
# El dilema del triángulo energético

En un contexto postpandemia, inflacionario, cambio climático y desafíos geopolíticos

## Objetivos centrales

Sistema físico integrado de fuentes de energía transportadores y sectores de demanda (gobierno, industria, sociedad civil).

### Objetivos centrales



## Contexto

### Internacional

- Postpandemia
- Guerra Rusia – Ucrania
- Inflación persistente
- Cambio climático

### Perú

- La reforma de la matriz energética inicio hace 18 años con Camisea
- Hay abastecimiento eléctrico suficiente y competitivo
- Cambios regulatorios asociados a la promoción de RER

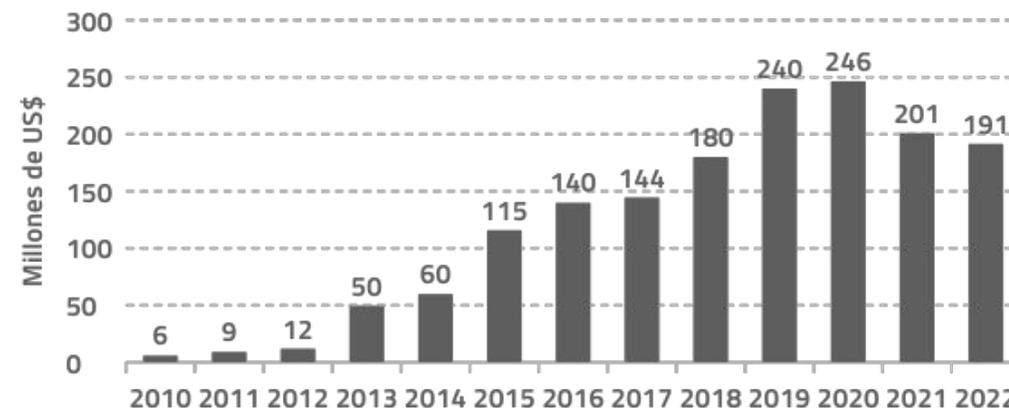


# Análisis de la promoción de RER en matriz energética

En los últimos años, el marco normativo ha ido avanzado hacia establecer una incorporación más agresiva y acelerada de las energías renovables.

- **DL No 1002 de 2008:** Marco de promoción de las energías renovables que impulsó la inversión privada y dictó que la producción eléctrica con renovables sea hasta un 5% de la demanda total del sistema (meta cumplida)
- **DS No 026-2010-EM:** Política Nacional Energética 2010-2040 y estableció que la composición de la matriz energética: 40% hidroeléctrica, 40% termoeléctrica y 20% RER.
- **DS No 003-2022-MINAM:** Estableció el aumento progresivo de la participación de los RER en la matriz eléctrica, llegando al 20% al 2030, según el requerimiento de la demanda.

**Ingresos por Cargo Prima RER  
(Millones de US\$)**



El desarrollo “privado” de los proyectos renovables ha implicado **un subsidio de US\$1600 millones a la fecha**, por parte de los usuarios eléctricos. Esta promoción **resultó en una regulación precipitada al no aprovechar la reducción en los costos de las nuevas tecnologías** y se incrementó la oferta cuando la demanda no lo exigía.



# Línea de base de la generación de RER en la matriz eléctrica

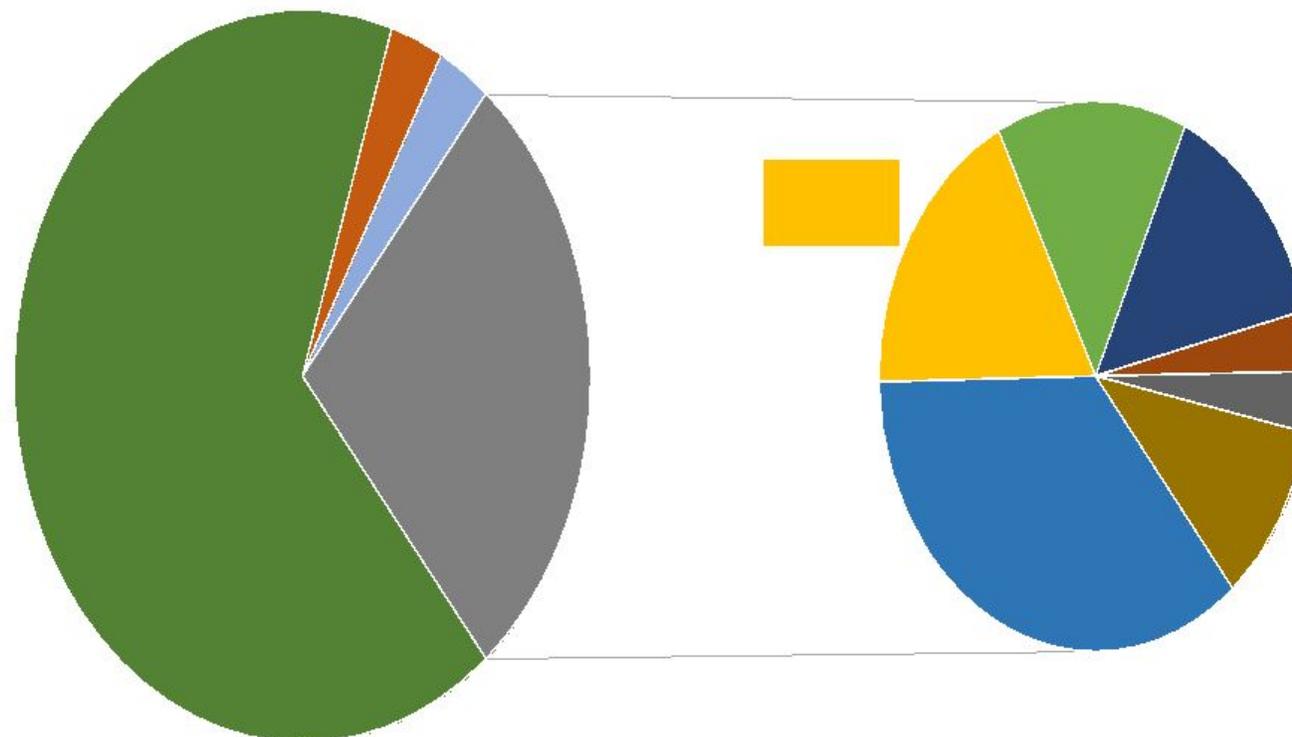


Participación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
RER NC	0%	0%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	5%	5%	6%	5%	6%	10%
RER Total (**)	59%	58%	56%	54%	52%	53%	51%	60%	62%	62%	65%	62%	56%	64%

(\*\*) RER NC + Hidroeléctricas



# Línea de base: bajas emisiones de CO<sub>2</sub> atribuibles al sector eléctrico



# Análisis económico para una transición energética equilibrada

## Dos ejercicios ilustrativos y referenciales:

- **Analizar la proyección de la demanda de energía eléctrica y su atención con las tecnologías disponibles, y proyectar un escenario razonable de incorporación de RER a partir de incentivos o cambios regulatorios.**
- Estimar la disminución en los ingresos fiscales, impuestos y regalías, por parte del Estado peruano como consecuencia de la menor explotación de gas natural –producto de un desplazamiento en la matriz eléctrica de gas natural por RER– para la generación de electricidad.



# ¿Cómo atender la demanda futura de energía eléctrica ?

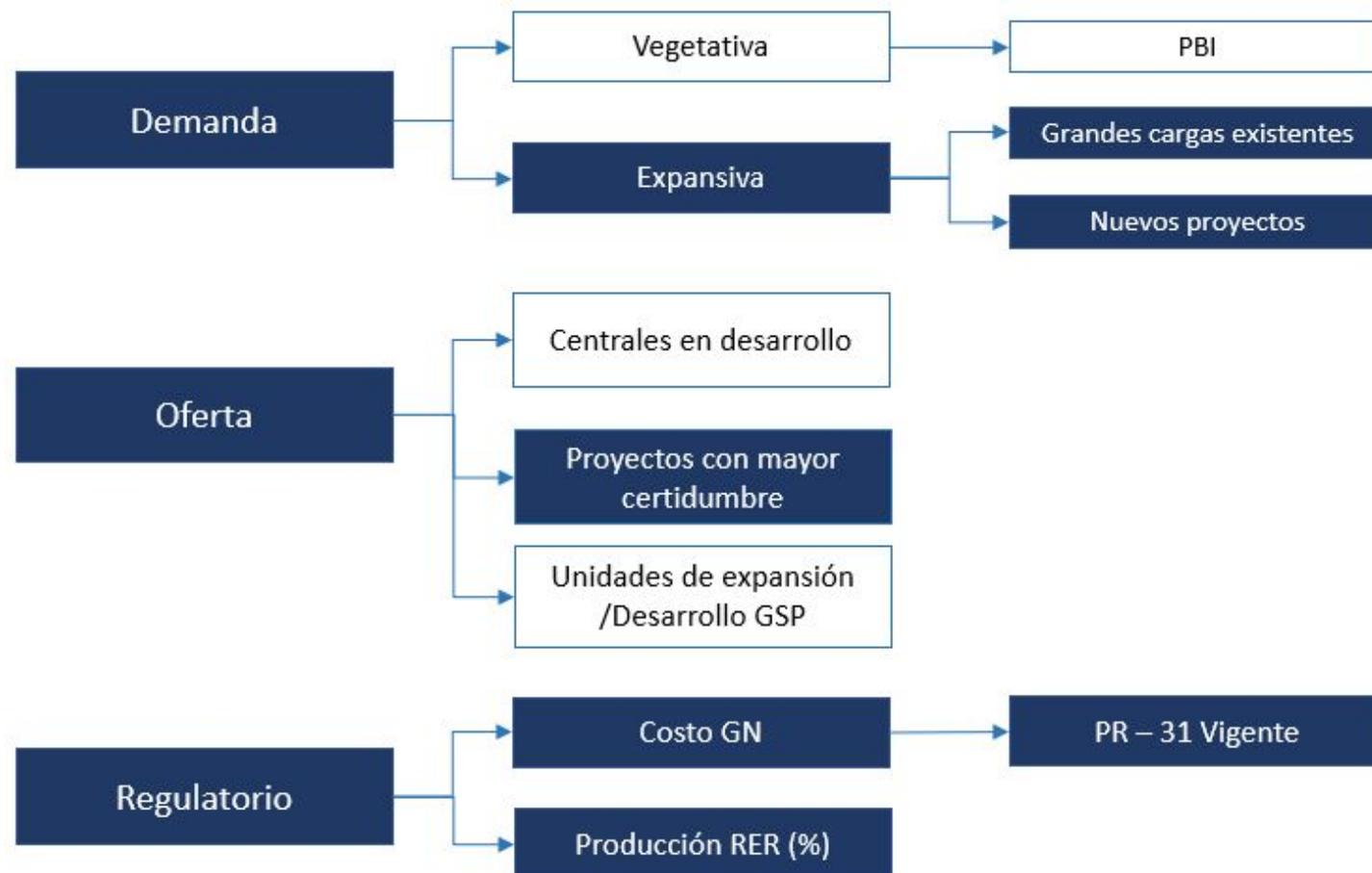
Dos escenarios de lo que pasaría si existiera una incorporación acelerada de generación renovables

- **Escenario base:**
  - **Crecimiento de la demanda del 2% anual** (igual que el escenario muy pesimista de la proyección de demanda del COES para el Plan de Transmisión 2022 – 2032)
  - **Tecnologías compiten libremente** y los precios (i.e. costos marginales) determinan la incorporación de nuevas tecnologías para atender el crecimiento de la demanda. **Oferta requerida se determinará en base al plan de obras de generación propuesto y a las unidades de expansión** (70% eólico y 30% solar).
- **Escenario alternativo:**
  - **Expansión de la generación de centrales eólicas y solares hasta alcanzar participación de 30% de la matriz energética nacional, motivada por cambios regulatorios.** Se asume **regulación de bloques horarios**, que permitirían que las centrales renovables puedan ofertar energía mediante contratos solo durante algunas horas del día.



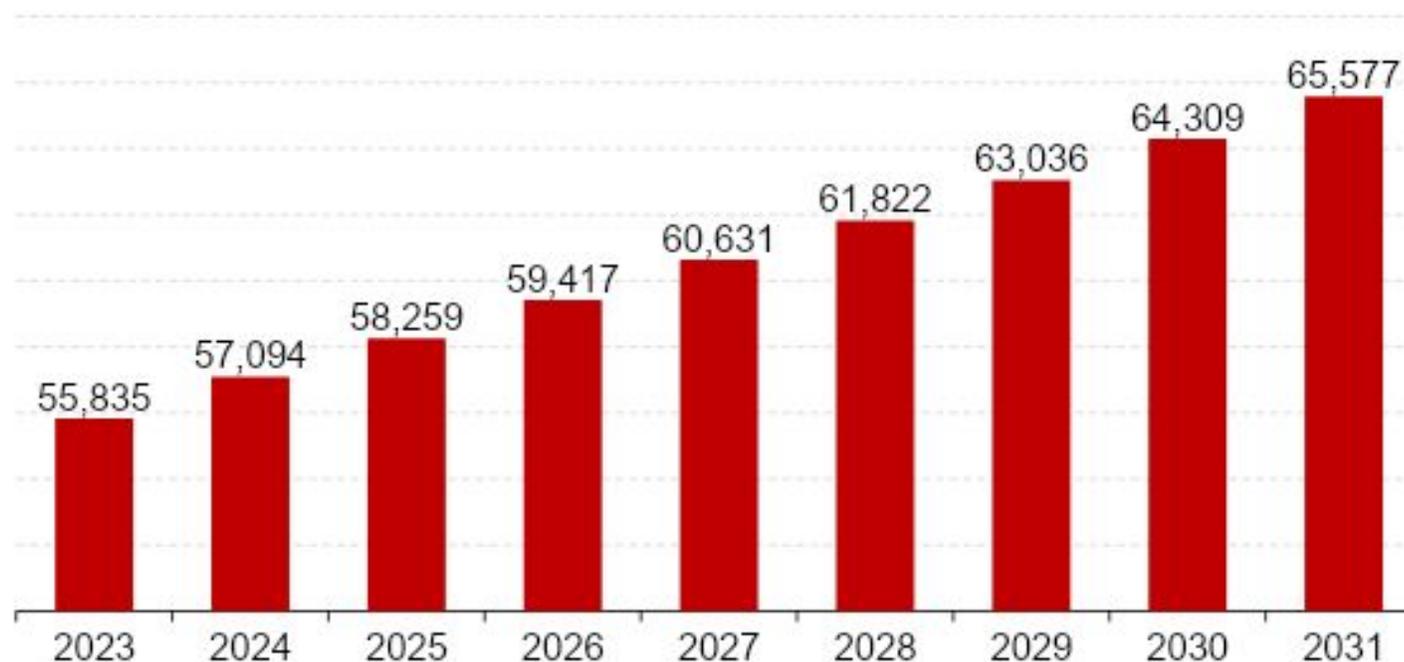
# Proyección de la demanda de energía eléctrica

## Componentes de la proyección: 2023 – 2031



# Proyección de la demanda de energía eléctrica al 2031

## Evolución de la demanda: 2023 – 2031



Fuente: LQG



# Proyección de la oferta de proyectos de generación de energía eléctrica

## Proyectos de generación con mayor probabilidad de desarrollo

- Proyectos que se encuentran en construcción.
- Se excluyen proyectos de generación en arbitrajes contra el Estado.
- Se consideran proyectos que han obtenido concesión definitiva para su desarrollo en el 2021 y 2022 y no han presentado atrasos.
- Se toma la información publicada por el OSINERGMIN para el proyecto de fijación tarifaria (2022 – 2023).

Proyecto	Empresa	Recurso	MW
CT REFINERÍA TALARA	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU S.A. - PETROPERU	Autogeneración	100.0
PUNTA LOMITAS	ENGIE	Eólico	260
CLEMESÍ	ENEL GREEN POWER	Solar	116
AMPLIACIÓN WAYRA	ENEL GREEN POWER	Eólico	177
CH SANTA LORENZA	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA LORENZA	Hidro	19
<b>2023</b>			<b>672</b>
CH CENTAURO	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A. - CORMIPESA	Hidro	25
CH ANASHIRONI	VARI ENERGIA S.A.C.	Hidro	20
<b>2024</b>			<b>45</b>
CS SUNNY	KALLPA	Solar	233
CE SAN JUAN	ENERGÍA RENOVABLE DEL SUR S.A.	Eólico	131
CS SOLIMANA	CELEPSA	Solar	250
<b>2025</b>			<b>614</b>
CH CALASI	HYDROPLUS GLOBAL S.A.C.	Hidro	1
CH CHACAMAYO	HYDROPLUS GLOBAL S.A.C.	Hidro	2
CE EMMA	STATKRAFT	Eólico	72
<b>2026</b>			<b>75</b>
CH SAN GABÁN 3	HYDRO GLOBAL PERU	Hidro	206
<b>2027</b>			<b>206</b>
CH CURIBAMBA	ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.	Hidro	195
<b>2028</b>			<b>195</b>
CH LLUCLLA	INLAND ENERGY SAC	Hidro	288
<b>2030</b>			<b>288</b>



# Resultados del análisis de desplazamiento de gas natural

Resultados	30% - Base
Gas dejado de producir (MMPCD)	-88
Gas dejado de producir (MMPC)	-289,955
Barriles de líquidos dejados de producir	-12,758,023
Barriles de GLP dejados de producir	-6,506,592

**Escenario base sin tratamientos regulatorios especiales:** la transición energética enfocada en el sector eléctrico permitiría una evolución paulatina y ordenada hacia el año 2031 llegando a ser el 12%, el doble de lo que representa al día de hoy. El desplazamiento del gas natural sería mínimo y no habría impactos económicos significativos en el ámbito económico.

**En escenario con nueva regulación (bloques horarios):** la participación de energías renovables pasaría a ser 30%, generando un desplazamiento en el consumo del gas natural para la generación eléctrica a partir del año 2027. Esto afectaría la producción de líquidos de gas natural, y la producción de GLP para el mercado local.



# Análisis económico para una transición energética equilibrada

## Dos ejercicios ilustrativos y referenciales:

- Analizar la proyección de la demanda de energía eléctrica y su atención con las tecnologías disponibles, y proyectar un escenario razonable de incorporación de RER a partir de incentivos o cambios regulatorios.
- **Estimar la disminución en los ingresos fiscales, impuestos y regalías, por parte del Estado peruano como consecuencia de la menor explotación de gas natural –producto de un desplazamiento en la matriz eléctrica de gas natural por RER– para la generación de electricidad.**



# Estimación de la reducción de ingresos fiscales (impuestos y regalías)

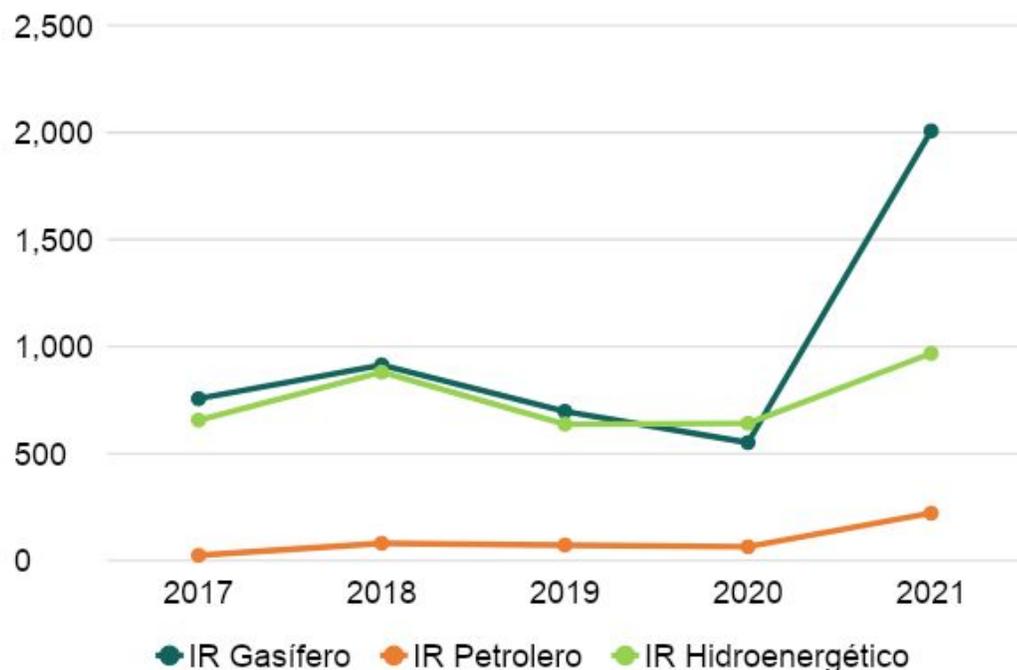
## Metodología

- Solo se considera **las regalías generadas por la explotación de gas en el Lote 88** (cuya producción se destina exclusivamente al mercado local y es utilizado para la generación de electricidad).
- El **impacto sobre los impuestos a la renta recaudados no es claro**: si bien se podría esperar un menor pago de impuesto a la renta por parte de las empresas gasíferas asumiendo que sus utilidades son proporcionales a la producción, también se incrementaría el impuesto a la renta que paguen las empresas productoras de RER.
- **Se estiman las regalías promedio por unidad de producción**. Se multiplica el ingreso fiscal promedio, ajustado por el crecimiento de la proyección de precios, por unidad producida estimada previamente con la proyección anual de producción de gas natural desplazado para cada escenario.

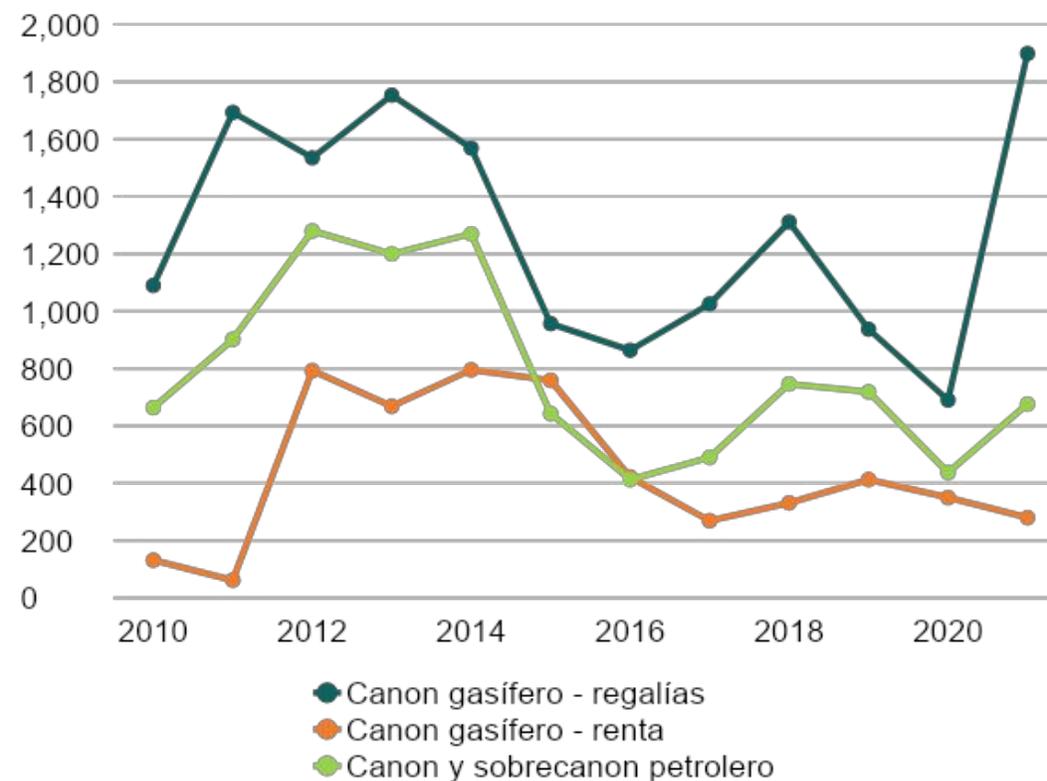


# Evolución de recaudación de impuestos y regalías

**Evolución de la recaudación de impuesto a la renta en la explotación de hidrocarburos y generación de energía hidráulica (en millones de soles)**

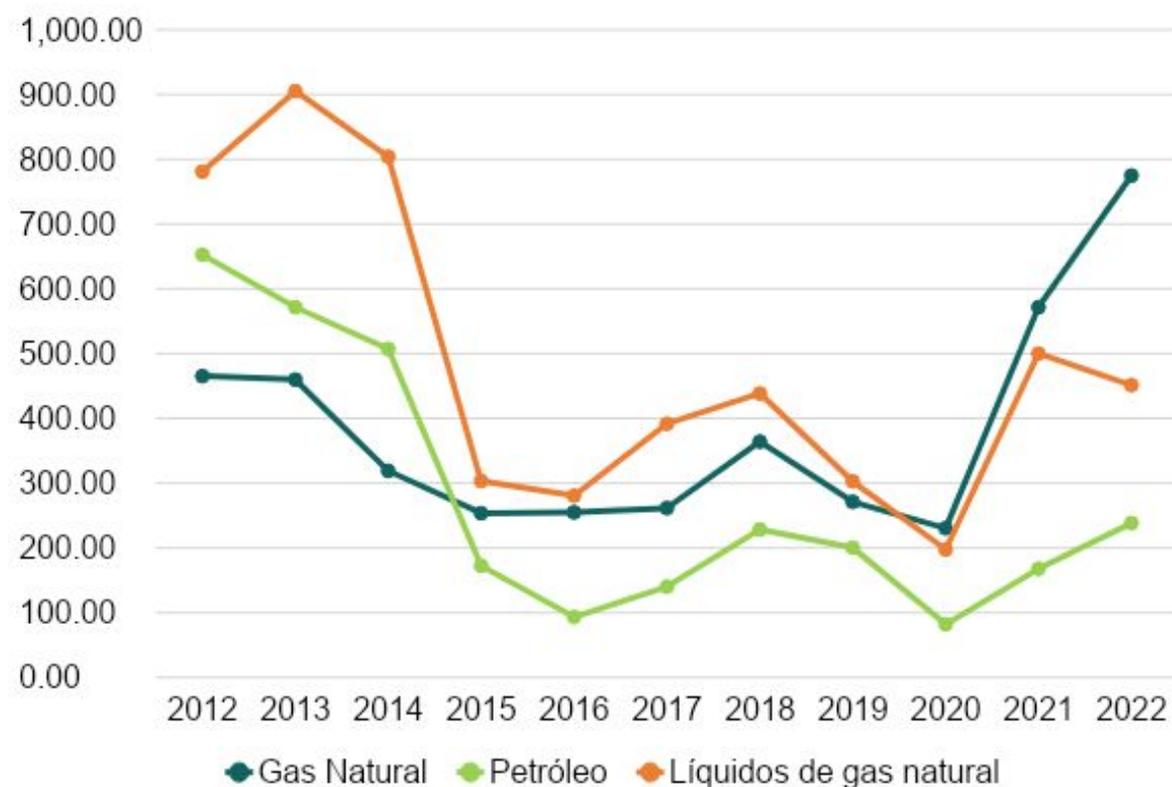


**Evolución del canon gasífero y petrolero (en millones de soles)**



# Estimación de la reducción de regalías de hidrocarburos

**Evolución de la recaudación de regalías de hidrocarburos, 2012-2022  
(US\$ millones)**



# Estimación de la reducción de ingresos fiscales, impuestos y regalías

## Simulación del costo fiscal de la transición energética

### Supuestos:

- Se asume que los porcentajes de regalías aplicables a la producción de gas natural y líquidos de gas natural se mantendrán constantes.
- Se asume que los precios de gas natural y líquidos de gas natural seguirán las proyecciones consideradas en los contratos actuales.

La metodología parte de la estimación de las regalías por la unidad de producción para el gas natural y los líquidos de gas natural:

- Para el periodo 2010-2022, se obtiene **un monto promedio recaudado de US\$ 0.75 por MM BTU en el caso del gas natural y US\$ 17.45 por barril de líquidos de gas natural.**
- Para las proyecciones del periodo 2023-2031 se asume que **los precios de gas natural mostrarán una tendencia a la baja partiendo del nivel promedio del periodo 2010-2022.**



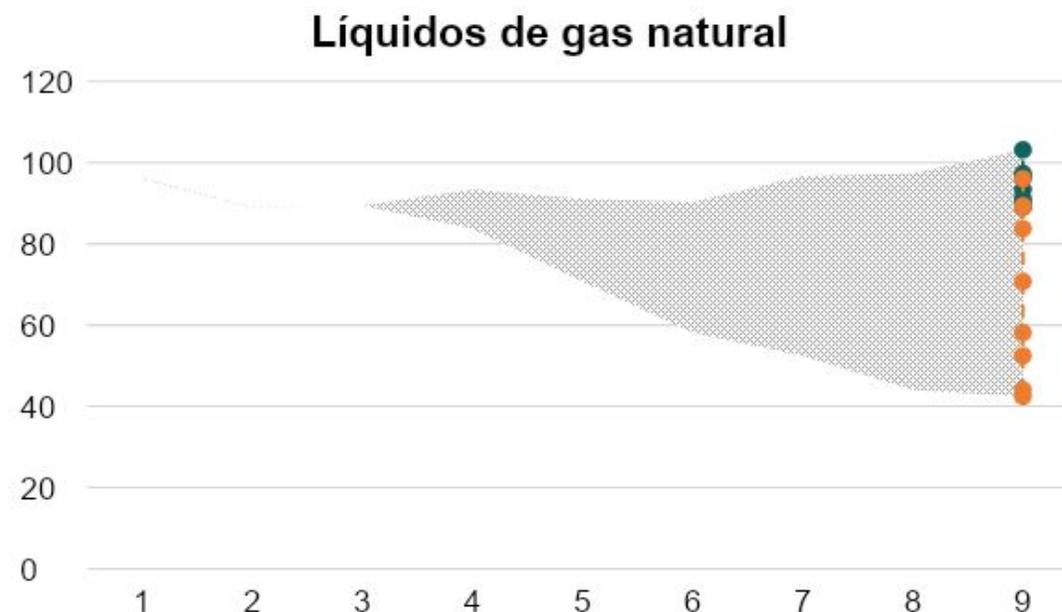
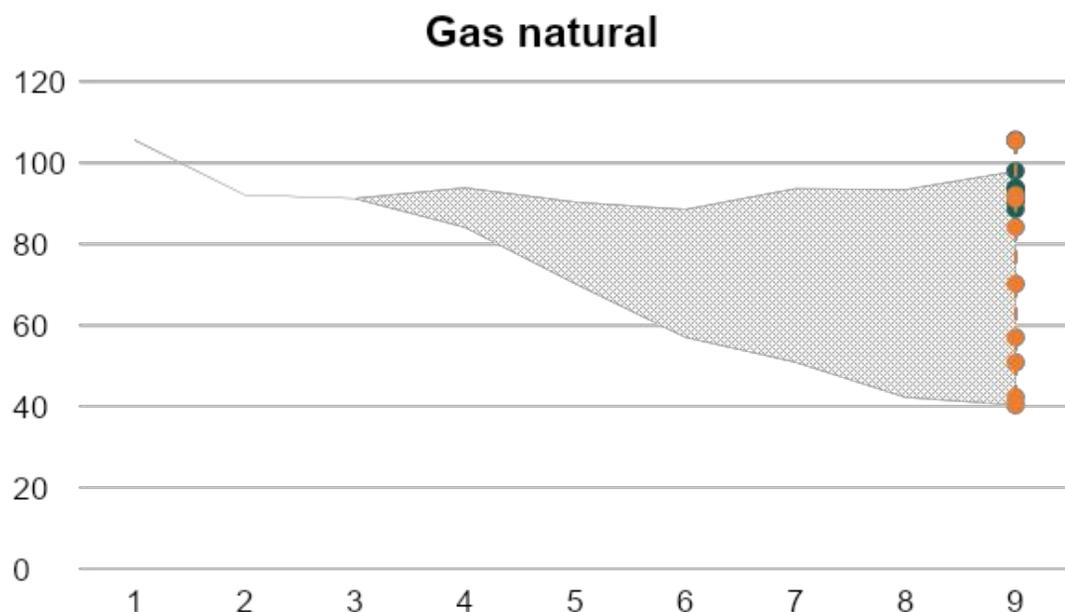
## Resultados del análisis del costo de regalías que se dejarían de recaudar

- En el escenario base, al año 2031 los ingresos por regalías de gas natural alcanzarían US\$ 101 millones y los ingresos por regalías de líquidos de gas natural alcanzarían US\$ 103 millones.
- En el escenario con mayor ingreso de energías renovables, las regalías de gas natural y líquidos de gas natural ascenderían a US\$ 38 millones y US\$ 42 millones en el 2031, respectivamente. **Esto implica que solo en el 2031 el Estado dejaría de recaudar US\$ 116 millones por concepto de regalías gasíferas.**
- En suma, las estimaciones muestran que el costo fiscal que implicaría el desplazamiento de gas natural y líquidos de gas natural sería un total de US\$ 424 millones (US\$ 204 millones por gas natural y US\$ 221 millones por líquidos de gas natural), **equivalente al 25% de las regalías recaudadas entre 2023 y 2031 en el escenario base.**
- Más allá de la cuantificación exacta, el hecho es que hay un costo fiscal que asumir ante el desplazamiento del gas natural ante una mayor participación de las RER.



# Proyección de ingresos de regalías en los dos escenarios

Proyección de ingresos por regalías gasíferas según escenarios  
(en US\$ millones)



- Pérdida de regalías
- Pérdida de regalías
- Escenario base
- Escenario 30% RER

- Pérdida de regalías
- Pérdida de regalías
- Escenario base
- Escenario 30% RER



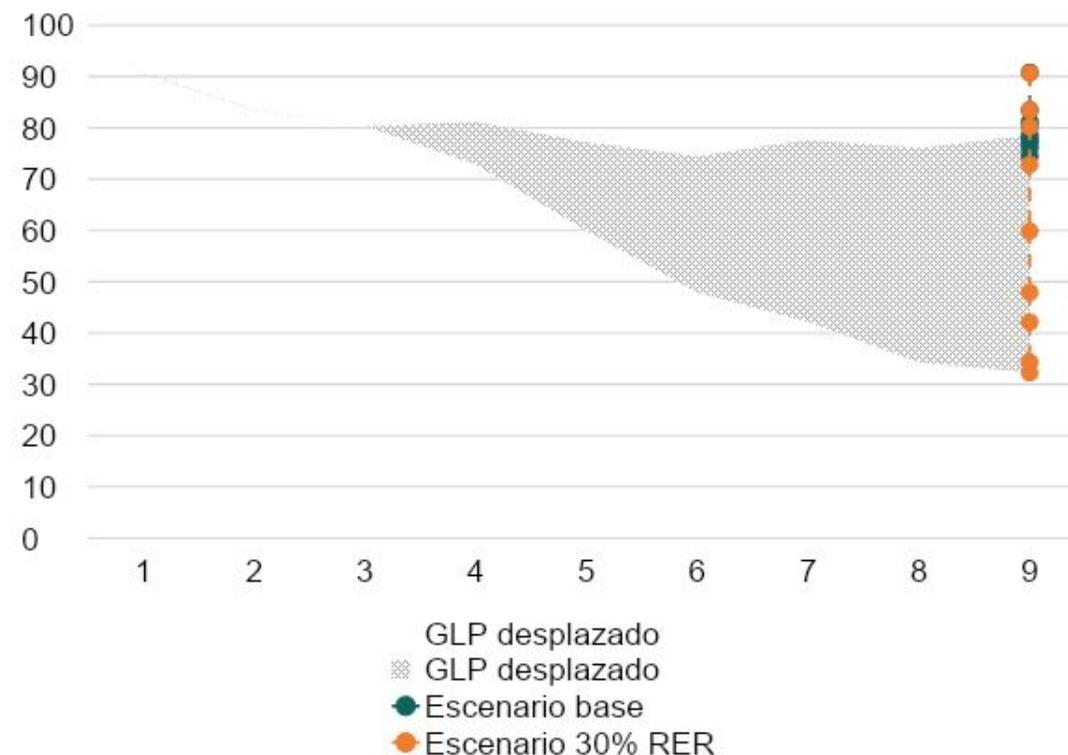
# Resultados del análisis

**¿Cuánto GLP se deberá importar como consecuencia de la menor extracción de LGN, lo cual termina afectando la competitividad de las actividades económicas que tienen al GLP como insumo clave para sus operaciones?**

- En el escenario base, la producción de GLP a partir de la extracción de LGN en el Lote 88 ascendería a US\$ 78 millones en 2031
- En el escenario alternativo la producción alcanzaría US\$ 32 millones en 2031. Se dejaría de producir GLP por US\$ 46 millones por la menor extracción de GN en el lote 88.
- **En suma, entre el 2023 y 2031 se dejaría de producir GLP por más de US\$ 176 millones.**



**Proyección del valor de producción de GLP según escenarios (en US\$ millones)**



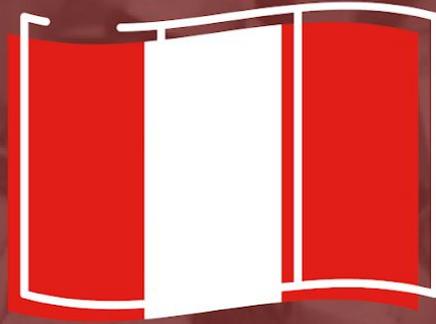
# A modo de conclusión, lineamientos para una transición energética equilibrada en el sector eléctrico

Partiendo del hecho que la matriz es bastante limpia, la transición energética es irreversible y debe aprovechar la ventaja de tener amplias reservas de gas natural. Una transición equilibrada debe considerar oportunidad que representa la reducción de los costos de generación; y los niveles adecuados de penetración de los RER, considerando el impacto en confiabilidad sobre el sistema eléctrico. Del análisis presentado, se derivan Se estos lineamientos de política.

- 1. Ponderar los tres pilares de la transformación energética**, la que se ha denominado el trilema energético: medio ambiente, seguridad y economía. Estos deben ser adecuadamente evaluados antes de definir el proceso de transición energética. Aquí solo nos hemos enfocado en el aspecto económico.
- 2. Definir una transición ad-hoc, es decir, un proceso que sea adecuado y elaborado específicamente para el Perú**, que incluya la disponibilidad en recursos naturales, sus condiciones en cuanto al medio ambiente y sobre todo, su necesidades de recursos fiscales.
- 3. La transición energética en el sector eléctrico tiene que ser consistente con un marco más general de política energética, y no al revés**. El marco para cualquier reforma regulatoria debe ser el plan energético nacional, del cual la transición energética es solo una parte.



#PropuestasDelBicentenario



# PROPUESTAS DEL BICENTENARIO

**VIDENZA**  
INSTITUTO



@pdbperu



@pdbperu



@pdbperu



Propuestas del Bicentenario