

Diagnóstico del rol del Yacimiento Carbonífero Río Turbio y su central térmica asociada en el contexto energético argentino

AUTORES:

Gabriel Blanco
Daniela Keesler

Centro de Tecnologías Ambientales y Energía
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, Argentina

ELABORADO PARA:

Fundación Ambiente y Recursos Naturales

DICIEMBRE 2021



CONTENIDO

1. Introducción	03
2. Características y uso actual del carbón de Río Turbio	03
3. Participación actual de Río Turbio en la matriz energética primaria	03
4. Emisiones de gases de efecto invernadero del carbón de Río Turbio	04
5. Participación de la central térmica en la matriz eléctrica nacional	05
5.1. Conexión de Río Turbio al Sistema Interconectado Nacional	06
6. Alternativas renovables para reemplazar la energía eléctrica a generar por la central térmica de Río Turbio	06
7. Proyección del aporte al inventario nacional de GEI del carbón de Río Turbio	09
8. Transferencia desde el Estado nacional a Yacimientos Carboníferos Río Turbio	09
9. Otros impactos socioambientales de la producción de carbón y su uso para generación eléctrica	10
10. Comentarios finales	13
11. Bibliografía	14

1. Introducción

El presente documento analiza el rol del Yacimiento Carbonífero Río Turbio y la central térmica asociada a la producción de la mina en el contexto energético argentino actual y futuro, evaluando su impacto en los compromisos climáticos asumidos por la Argentina

Este informe muestra la participación de la producción de carbón presente y futura en la matriz de oferta primaria de energía, así como también la participación de la central térmica en la matriz eléctrica. Además, evalúa el potencial aporte al inventario nacional de gases de efecto invernadero de la producción y quema del carbón, y otros impactos ambientales como el uso del recurso hídrico, escaso en la zona, la generación de otras emisiones contaminantes, el uso de suelo tanto de la mina como de la central térmica y los riesgos para trabajadores de la mina.

Por último, hace un breve análisis de los subsidios destinados en la última década al Yacimiento Carbonífero Río Turbio.

2. Características y uso actual del carbón de Río Turbio

En el yacimiento carbonífero de Río Turbio se encuentran dos tipos de carbón: carbón sub-bituminoso "A" y bituminoso alto en volátiles "C" (YCRT, 2019). El carbón sub-bituminoso tiene un menor contenido de carbón, mayor humedad y menor poder calorífico que el carbón bituminoso. A su vez, su alto contenido en volátiles puede provocar problemas de seguridad en la molienda debido a la posible autoignición.

El carbón bruto extraído de la mina tiene un alto contenido de impurezas (estériles) por lo que antes de ser utilizado pasa por un proceso de depuración por el cual se genera una pérdida en peso del 49% aproximadamente. El sistema de depuración consta de varias etapas, primero una etapa de lavado, luego separación mediante el uso de magnetita y agua, posteriormente la molienda, y por último la separación de finos y grueso (YCRT, 2008). El sistema cuenta con una capacidad instalada de alimentación al lavadero de 700 tn/h de carbón bruto preclasificado (Morales & Tello, 2015).

El carbón fino se destina a la alimentación de la pequeña central térmica de 21 MW actualmente en funcionamiento, y el carbón grueso se distribuye en la zona para ser utilizado para calefacción y cocción de alimentos en chacras, estancias, parajes y sectores urbanos donde no existe el acceso a la red de gas natural.

3. Participación actual de Río Turbio en la matriz energética primaria

La mina de Río Turbio comenzó a operar entre los años 1940 y 1950, alcanzando un récord de producción de 750.000 toneladas anuales de carbón depurado (casi 1,5 millones de toneladas de carbón bruto) entre 1970 y 1980 (Secretaría de Energía, A). Durante la última década, la producción de carbón en Río Turbio ha sido muy inferior al récord mencionado, tal como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Producción de carbón nacional (depurado) en ktep según el Balance Energético Nacional y en toneladas anuales considerando un poder calorífico de 5.900 kcal/kg (Dirección de Estadísticas Energéticas, 2019), y participación de la producción nacional de carbón en la matriz de oferta primaria de energía.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ktep/año	35	50	54	47	33	20	14	12	35	62	12
t/año	59430	85022	90742	79498	56551	33603	23385	19643	60000	105000	19643
Participación en la matriz primaria	0,04%	0,07%	0,07%	0,06%	0,04%	0,02%	0,02%	0,01%	0,05%	0,08%	0,02%

El carbón de Río Turbio representa menos del 0,1% de la matriz de oferta primaria de energía en la última década (Figura 1).

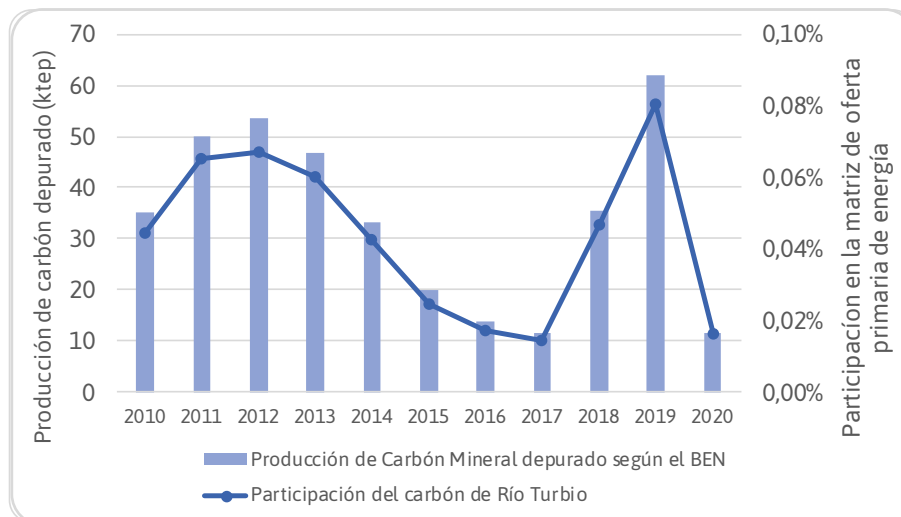


Figura 1. Producción local de carbón y participación en la matriz primaria de energía.
Fuente: Balance Energético Nacional (BEN)

4. Emisiones de gases de efecto invernadero del carbón de Río Turbio

El aporte actual de la producción de carbón nacional al inventario de gases de efecto invernadero no resulta significativo debido al bajo nivel de actividad registrado en los últimos años. Sin embargo, esto podría cambiar si se pone en marcha la central térmica asociada a la mina y se intensifica el nivel de actividad, aumentando la producción y uso de carbón en la matriz energética primaria y eléctrica (ver sección 5 “Participación de la central térmica en la matriz eléctrica nacional” y sección 8 “Proyección del aporte al inventario nacional de GEI del carbón de Río Turbio”).

En la Figura 2 se muestran las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con el uso del carbón producido en la mina de Río Turbio, y las emisiones fugitivas generadas en la extracción del carbón de la mina y su acondicionamiento para su posterior uso energético. Asimismo, se puede observar la participación de estas emisiones en el inventario nacional de GEI.

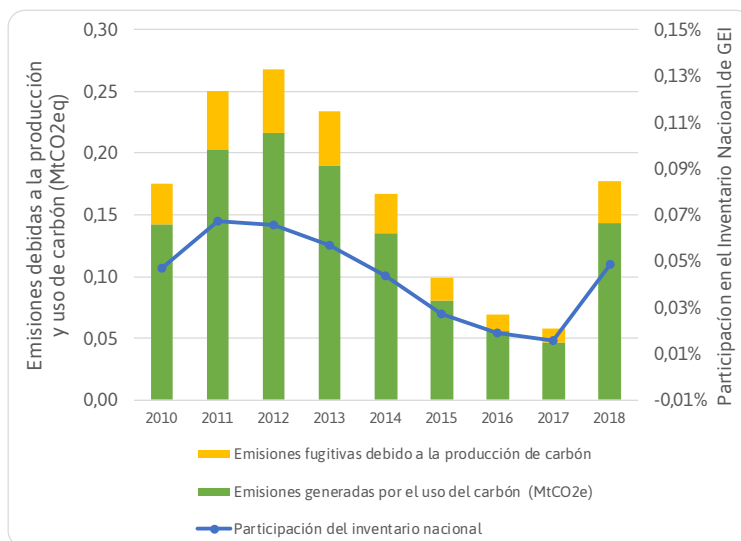


Figura 2. Emisiones relacionadas con la producción de carbón local y su uso en MtCO₂eq. Participación de estas emisiones en la serie histórica de emisiones totales de gases de efecto invernadero del último Inventario Nacional con datos hasta 2018. Fuente: Balance Energético Nacional (BEN), Cuarto Inventario Bianual de GEI de la Argentina.

5. Participación de la central térmica en la matriz eléctrica nacional

La central térmica parcialmente instalada en las inmediaciones de la mina de Río Turbio consta de dos módulos de 120 MW de potencia cada uno. El primero de ellos fue puesto en marcha en 2005 y operó por el lapso de tan solo 3 meses, aportando un total de casi 21 GWh a la red eléctrica, menos del 0,02% del total de la oferta de energía eléctrica del año 2015, y consumiendo 9.000 toneladas de carbón (CMMESA, 2015). La obra del segundo módulo aún, a diciembre de 2021, no se encuentra terminada.

Si se terminara la obra y se pusieran en marcha ambos módulos de la central, se produciría un incremento de 0,6% de la potencia total instalada en el país actualmente. Considerando un factor de disponibilidad de 85%, la central generaría alrededor de 1.800 GWh anuales, lo que representaría 1,3% de la oferta de energía eléctrica de 2020, consumiendo entre 580 y 750 mil toneladas de carbón anuales según sea el rendimiento de la central, el que se consideró entre 35% a 45% para este ejercicio (IEA,2015) (IEA,2020) (IEA,2021).

El consumo de carbón en la central térmica generaría entre 1,4 y 1,8 MtCO₂eq anuales, lo que equivale a 0,4 y 0,5% de las emisiones totales de GEI de la Argentina en el año 2018 (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2022) y al 0,7% y 1% de las emisiones del sector energía.

El aporte de generación eléctrica de la central de Río Turbio representaría el 1,1% de la demanda de energía eléctrica al año 2030 considerando los escenarios planteados por la Secretaría de Energía recientemente (Secretaría de Energía, 2021), y un 0,5% de la potencia total instalada. A su vez, las emisiones generadas por la central de Río Turbio significarían entre el 6,5 y el 11,4% de las emisiones del sector de generación eléctrica de estos mismos escenarios.

5.1. Conexión de Río Turbio al Sistema Interconectado Nacional

En el marco del Plan Federal de Transporte de 500 KV iniciado en el año 2000 (Ministerio de Economía, 2000) se llevó adelante la conexión de la Provincia de Santa Cruz al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este plan incluyó el tramo Río Turbio – Esperanza de 220 kV que entró en operación bajo la supervisión y telecomando de la empresa TRANSENER S.A (responsable de la operación y mantenimiento del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión en todo el territorio de la República Argentina) a partir de 2014 (Transener, 2014).

El tramo de 144 km, que une la ciudad de Río Turbio con la Estación Transformadora del nodo Esperanza, asegura la conexión de la Central Térmica de 240 MW con el SADI, así como también de posibles futuras centrales eólicas que podrían instalarse en la zona. Esta infraestructura integra Río Turbio cuya demanda era abastecida por generación local deficiente, incrementando la eficiencia y confiabilidad del servicio.

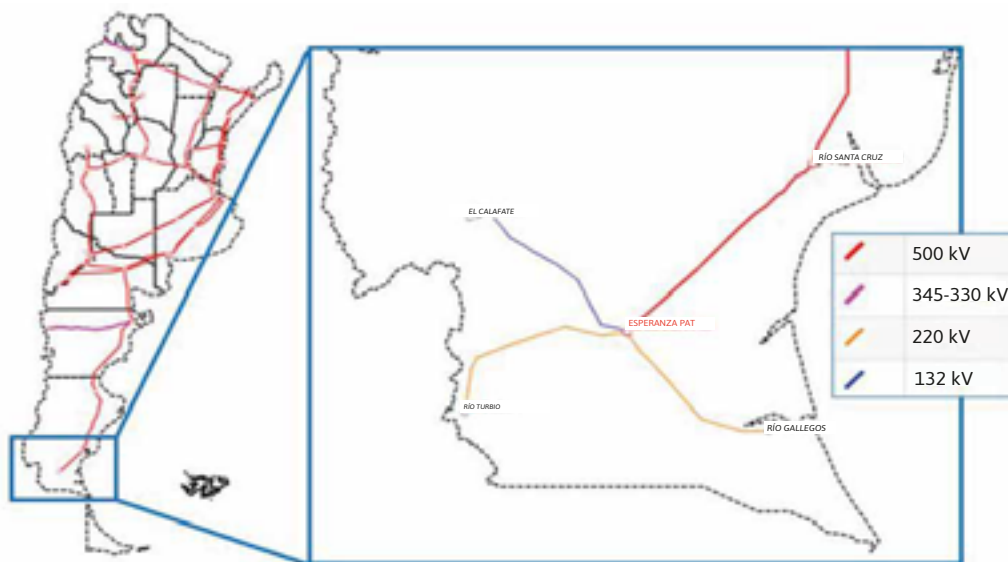


Figura 3. Sistema Argentino de Interconexión (SADI) Ampliación del sur de la provincia de Santa Cruz.
Fuente: <https://aplic.cammesa.com/geosadi/>

6. Alternativas renovables para reemplazar la energía eléctrica a generar por la central térmica de Río Turbio

En vistas de los compromisos asumidos por la Argentina en materia climática y en post de la transición energética hacia formas más sostenibles de energía, la central térmica de Río Turbio bien podría ser reemplazada por generación eléctrica a partir de fuentes renovables, como la energía eólica o la solar fotovoltaica.

La energía eólica tiene un alto potencial en la zona de Río Turbio y en toda la Patagonia argentina, con velocidades de viento promedio por encima de los 8 m/s. No así tanto la energía solar, donde el mayor potencial se encuentra en el centro y noroeste de nuestro país.

Para reemplazar la potencia aportada por la central térmica de Río Turbio y su generación eléctrica, considerando el aporte de potencia firme y los factores de capacidad correspondientes para cada tecnología (Tabla 2), **se necesita una potencia instalada de aproximadamente 580 MW de generación eólica, y 1100 MW de generación solar** (Figura 4).

Tabla 2. Rango de factores de carga y de aporte de potencia firme para cada tipo de tecnología (Plataforma Escenarios Energéticos Argentina, 2019) (IRENA, 2020) (IEA, 2018)

	Aporte a la potencia firme	Factor de carga
Ciclo de vapor con carbón	90%	85%
Eólica (Patagonia)	37% - 40%	37% - 46%
Solar (Región Centro - Noroeste)	19% - 21%	23% - 28%

Con esta potencia instalada de generación renovable se cubriría la potencia firme equivalente aportada por la central térmica y se tendría, además, un excedente de producción, de entre un 20% a 30% de energía eléctrica, respecto de la que generaría la central de carbón.

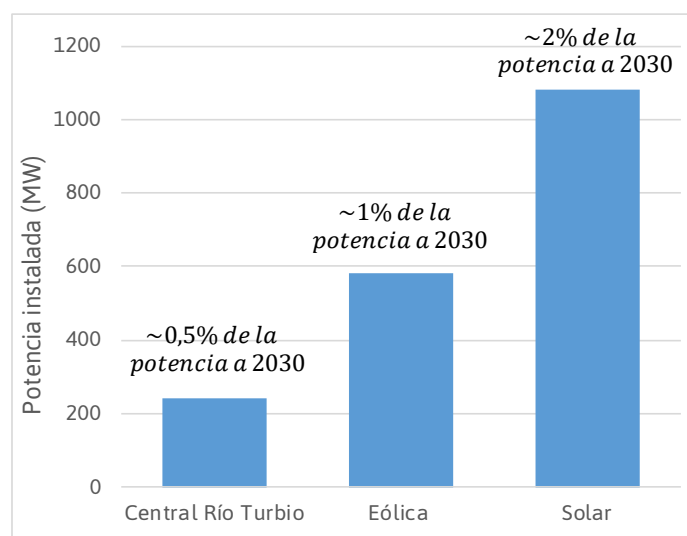


Figura 4. Rango de potencia renovable necesaria para reemplazar la central térmica de Río Turbio y porcentaje que representa de la matriz eléctrica a 2030 según escenarios de la Secretaría de Energía.

Esta potencia renovable instalada significaría a 2030, y en base a los escenarios presentados por la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2021), aproximadamente entre un 1% y 2% de la potencia total instalada contra el 0,5% que representaría la central térmica de Río Turbio.

En cuanto a los costos de generación de energía eléctrica (LCOE¹) de las tecnologías renovables y la central térmica con quema de combustible fósil, se puede observar que las energías renovables muestran una tendencia decreciente durante los últimos años, y siguiendo las curvas de aprendizaje de las nuevas tecnologías, se espera que continúen bajando tal como se vé en la Figura 5 (IRENA, 2019).

¹Costo nivelado de la energía (LCOE por su sigla en inglés).

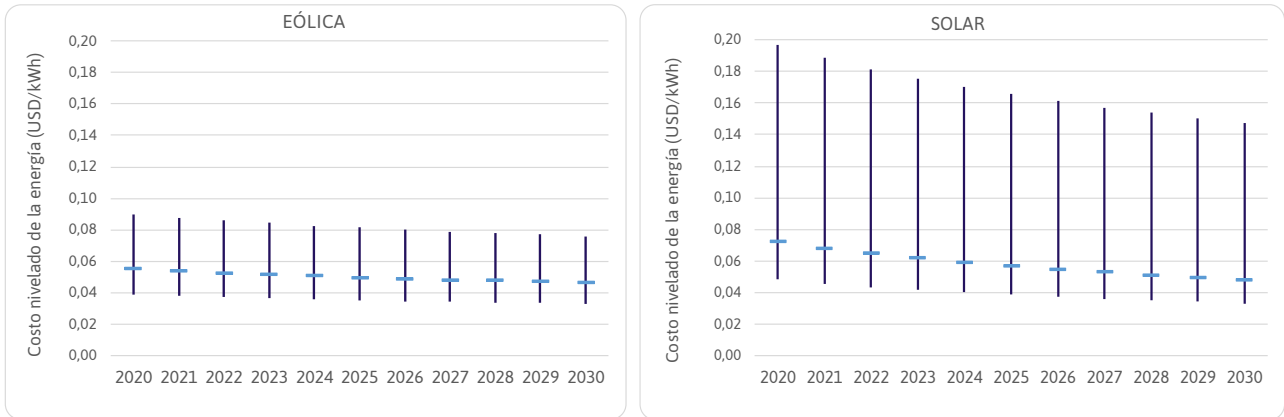


Figura 5. Tendencia del costo nivelado de la energía para tecnologías de generación eléctrica renovables (solar y eólica). Elaboración propia en base a IRENA, 2019 y Secretaría de Energía, B.

Por otro lado, con respecto a los costos de generación de las centrales térmicas con uso de combustibles fósiles, como la central de turbina de vapor de Río Turbio, se observa una tendencia al alza según los informes de costos de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2015) (IEA, 2020).

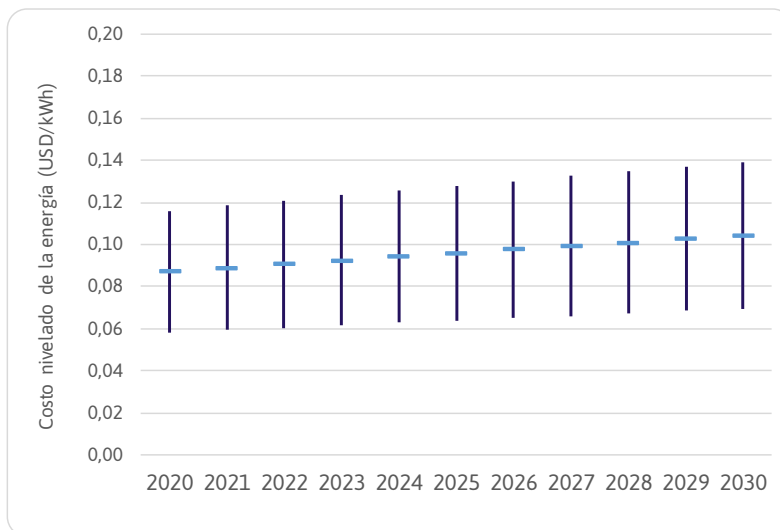


Figura 6. Tendencia del costo nivelado de la energía para las centrales de generación eléctrica de turbina de vapor con quema de carbón. Elaboración propia en base a IEA, 2015 e IEA, 2020.

7. Proyección del aporte al inventario nacional de GEI del carbón de Río Turbio

El uso de carbón para fines energéticos es una de las principales fuentes de gases de efecto invernadero en el mundo. La producción y uso del carbón del yacimiento de Río Turbio (considerando sólo las cantidades consumidas por la central térmica) incrementará las emisiones de la Argentina al año 2030 en entre 1,5 y 1,8 MtCO₂eq, como detalla la Figura 7.

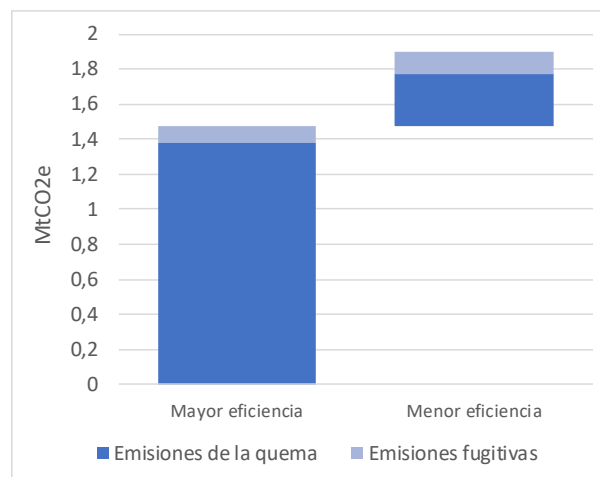


Figura 7. Rango de emisiones de gases de efecto invernadero generados por la producción y uso del carbón de Río Turbio para generación eléctrica considerando un rango de eficiencia para la central térmica.

Estas emisiones significan entre un 0,4% y 0,5% de las comprometidas por Argentina en la reciente actualización de la NDC: 349 MtCO₂eq en 2030; y un 0,8 a 1% respecto de las emisiones del sector Energía del mismo año (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021). A su vez, respecto de las emisiones del subsector “Producción de electricidad y calor como actividad principal”, **las emisiones de la Central Térmica de Río Turbio significarían un incremento de entre el 6,5 y el 11,4%** (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021).

8. Transferencia desde el Estado nacional a Yacimientos Carboníferos Río Turbio

Yacimiento Carbonífero Río Turbio (YCRT), originalmente “Yacimiento Carboníferos Fiscales” fue creado como una empresa estatal, luego fue privatizada en 1994 y finalmente re-estatizada en 2002 bajo la figura de intervención.

En el período como empresa privada así como en los últimos años desde su intervención, YCRT recibió continuas transferencias de recursos monetarios desde el Estado nacional, a pesar de sus bajos niveles de producción. Partes de estas transferencias se destinaron a la obra de la central térmica que lleva, a la fecha, 14 años de ejecución, desde su adjudicación en diciembre de 2007 (Secretaría de Energía, 2019), con diversos períodos sin actividades.

La obra fue adjudicada por un valor de 2.094 millones de pesos (665 millones de dólares considerando el tipo de cambio de ese momento), pero este monto fue modificado por diversos cambios y adendas al contrato original alcanzando los 2.178 millones de pesos adicionales (Secretaría de Energía, 2019). **En marzo de 2018, la empresa adjudicataria de la obra llevaba cobrados del Estado nacional 1.607 millones de dólares** (Secretaría de Energía, 2019), **lo que significa casi 6.700 USD/kW, mientras que el costo de inversión de una central de turbina de vapor de carbón es de entre 800 y 5.300 USD/kW, con una media de 2.730 USD/kW** (IEA, 2020).

En la Figura 8 se evidencian las transferencias realizadas durante la última década desde el Estado nacional a YCRT tanto en concepto de “Transferencias para gastos corrientes” como “Transferencia para gastos de capital”, las cuales ascienden a **un total acumulado de 3.228 millones de dólares**.

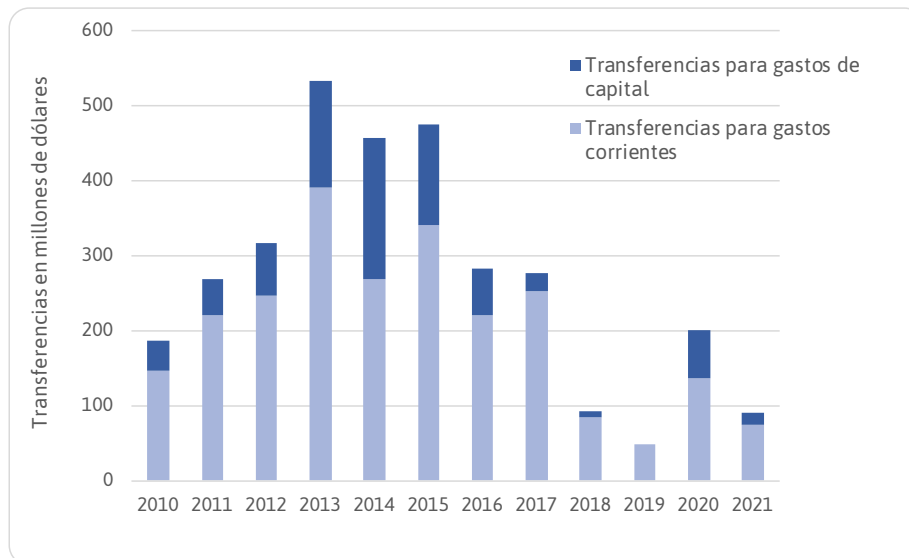


Figura 8. Transferencias a Yacimiento Carbonífero Río Turbio en dólares, producción de carbón en toneladas y subsidio por tonelada de carbón en USD/t. Fuente: ASAP, BEN y Presupuesto Abierto²

9. Otros impactos socioambientales de la producción de carbón y su uso para generación eléctrica

La producción de carbón y su uso como combustible no sólo es el causante de aproximadamente el 35% de las emisiones de gases de efecto invernadero globales (Friedlingstein et al. 2019), sino que también trae aparejado otros impactos socioambientales que no se pueden ignorar, algunos de ellos son:

- Mayor **uso de agua** que tecnologías renovables y contaminación térmica del recurso hídrico:
 - La temperatura del agua del río Turbio es de 7°C a 10,5° C, la temperatura del efluente será de aproximadamente entre 25°C y 50°C (Grupo Isolux Corsán S.A. y Otros U.T.E., 2011). Este salto de temperatura puede generar la reducción del oxígeno disuelto en el agua y por consiguiente la descomposición lenta o incompleta de los contaminantes con un potencial daño de la vida acuática, además el incremento de las poblaciones bacterianas anaeróbicas (Servicio Geológico Minero Argentino, 2008).
 - La central térmica de Río Turbio requiere un suministro de agua de entre 24 m³/h a 37 m³/h, de los cuales 18,5 m³/h serán devueltos al cauce de agua de dónde se extraen (Grupo Isolux Corsán S.A. y Otros U.T.E. 2011), la diferencia es el agua que se consume en el proceso. En la figura 9 se compara la extracción y consumo del recurso hídrico anual de la central con el uso que hacen las centrales renovables que podrían reemplazarla. Este cálculo fue hecho en base a indicadores de uso de agua de tecnologías renovables (Spang, E., et al. 2014) (IEA, 2016).

² <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/a-que-se-destina-el-gasto>

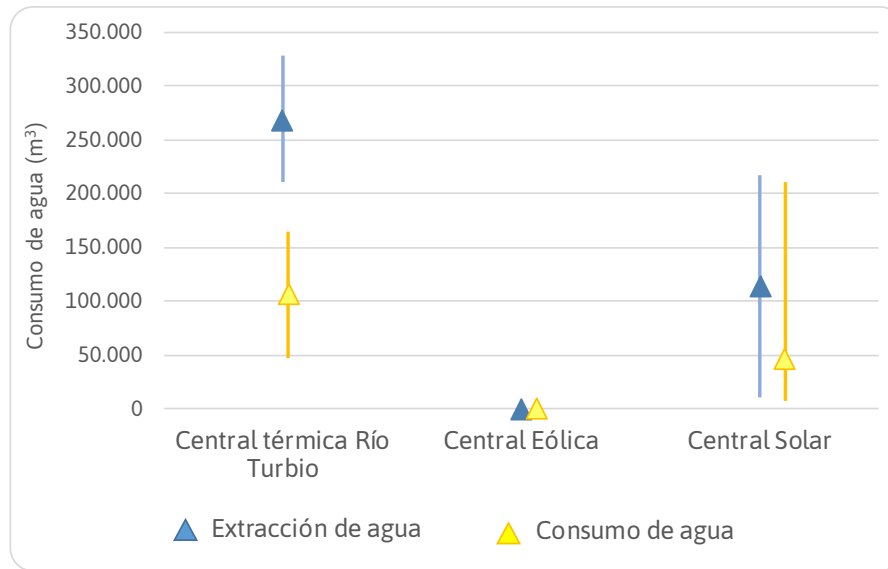


Figura 9. Comparación de la extracción y consumo de agua de la central térmica de Río Turbio con respecto a las centrales renovables que podrían reemplazarla.

- Emisiones de **otros contaminantes atmosféricos** como:

- NOx y SOx causantes del smog fotoquímico, la lluvia ácida y la eutrofización de ecosistemas terrestres y marinos.
- Material particulado (PM2.5) como el carbono negro, un contaminante climático de corta vida que genera importantes efectos negativos sobre la salud de las personas (enfermedades respiratorias y cardiovasculares, cáncer), y que aumenta los efectos del cambio climático, debido a su capacidad para absorber la radiación solar en forma de calor (EPA, 2011).
- COV (compuestos orgánicos volátiles), precursor del ozono troposférico y del smog fotoquímico. Afecta la salud humana y de otros seres vivos, generando problemas respiratorios, irritación de ojos y garganta, mareos, a largo plazo pueden causar daños renales, al hígado o al sistema nervioso central (Anand S. et al. 2014).
- CO (monóxido de carbono). Es un gas altamente tóxico para la salud humana. Además es un precursor del cambio climático, ya que en la atmosfera se oxida para formar dióxido de carbono (CO2) principal gas de efecto invernadero.

Por otra parte, al revés de lo que sucede con la producción de carbón, las tecnologías de generación a partir de fuentes renovables como la energía solar y eólica no emiten ningún tipo de contaminante atmosférico durante su operación.

Tabla 3. Contaminantes atmosféricos generados por la central térmica anualmente. Elaboración propia en base a indicadores de emisiones de contaminantes ambientales (Tsai, J. et al 2021) (Saranago, D. 2005)

Contaminante	Emisiones anuales (t/año)		
	Media	Mínimo	Máximo
SOx	1.029	647	2.101
NOx	1.231	488	1.930
PM (2.5)	297	68	727
COV	32	32	32
CO	128.667	128.667	128.667

– Generación de **cenizas** de aproximadamente 500.000 t/año (Caballero & Médico, 2013), con presencia de variados elementos peligrosos para la salud humana y el ambiente como metales pesados (Lanzerstorfer, C. 2018) y compuestos orgánicos solubles (Ribero, J. et al. 2014). Estos compuestos, aunque estén presentes en fracciones pequeñas en las cenizas, pueden filtrarse y contaminar tanto los suelos como los recursos hídricos superficiales y subterráneos, por lo que presentan un serio problema debido a su capacidad de acumulación en el medio, su larga vida y alta toxicidad (Fytianos, K. et al. 1998).

– La actividad minera de profundidad presenta mayores índices de **accidentabilidad** y enfermedades pulmonares profesionales (Super Intendencia de Riesgos del Trabajo, 2007), en particular la mina de Río Turbio posee un índice de accidentabilidad mayor a la media del sector³.

– La central térmica muestra un menor impacto que las energías solar y eólica con respecto a la intensidad de uso de suelo por unidad de potencia instalada y por unidad de energía generada, incluso considerando el uso de suelo para la producción del combustible primario, en este caso carbón. Por ende, comparando la central térmica de Río Turbio con las energías renovables que podrían reemplazarla, estas últimas presentan un mayor uso del suelo, entre 3 a casi 24 veces superior a la central térmica (Figura 10).

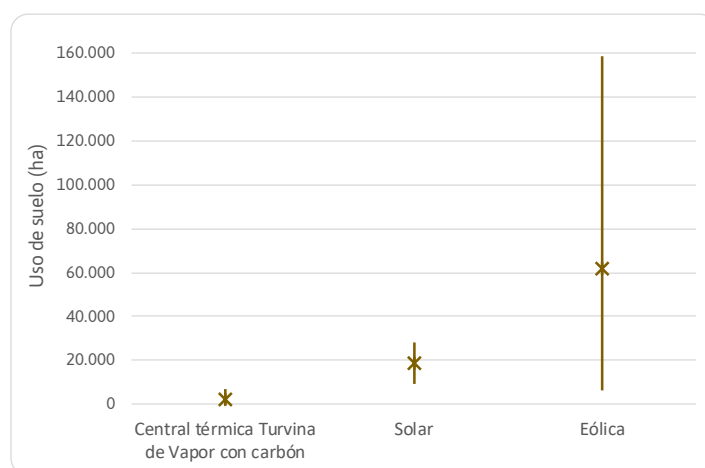


Figura 10. Rango de uso de suelo de la central térmica de turbina de vapor con quema de carbón (incluye el uso de suelo de la generación del combustible) y las energías renovables solar y eólica que podrían reemplazarla. Elaboración propia en base a Lovering J. et al. 2021, Ong S. et al. 2013, Bioenergy IEA, 2010

³ <https://www.pagina12.com.ar/diario/sociedad/3-36822-2004-06-17.html>

10. Comentarios finales

El informe compara la potencial contribución a las emisiones de gases de efecto invernadero de la Argentina y a la generación de energía eléctrica de la central térmica asociada a la mina de carbón de Río Turbio con respecto a alternativas renovables como la energía eólica y solar fotovoltaica en escenarios energéticos a 2030. En este sentido, se destaca el hecho de que el potencial aporte de la central de Río Turbio a la matriz eléctrica en 2030 rondaría el 1%, mientras que la contribución a las emisiones del subsector “Producción de electricidad y calor como actividad principal” podría superar el 11%. Tanto para la generación de energía eléctrica como en materia de emisiones, las alternativas renovables muestran una mejor performance, aun considerando niveles equivalentes de potencia firme entregada al sistema eléctrico interconectado. También, en relación a otros impactos socioambientales como el uso de agua y emisiones de contaminantes del aire, las alternativas renovables muestran un desempeño muy superior al que tendría la central termoeléctrica.

En cuanto a los costos de la energía generada, el informe muestra que las alternativas renovables tendrían en el futuro costos muy por debajo de los costos estándar de la energía eléctrica generada por este tipo de centrales termoeléctricas. Asimismo, si se considera la cantidad de recursos económicos adicionales que ya se han transferido desde el Estado nacional para la continuidad de la producción de carbón y la construcción de la central térmica propiamente dicha, los costos de la energía generada por la central serían aún mayores. En este marco, las alternativas renovables presentan una opción más rentable. Por otro lado, el análisis comparativo de costos debería completarse con una estimación de los activos varados que resultarían en caso de abandonar el proyecto.

En síntesis, el informe muestra, de manera preliminar, que existen alternativas a la central de termoeléctrica de Río Turbio y que, desde las distintas perspectivas analizadas, estas alternativas tendrían menores costos de inversión y operativos y una mejor performance en materia socioambiental, fundamentalmente en relación a las emisiones de gases de efecto invernadero causantes del cambio climático.

11. Bibliografía

- Anand S. et al. 2014. Volatile Organic Compounds, Editor(s): Philip Wexler, Encyclopedia of Toxicology (Third Edition), Academic Press, 2014, Pages 967-970, ISBN 9780123864550, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386454-3.00358-4>. (https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123864543003584)
- ASAP, 2020. Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública <https://www.asap.org.ar/analisis-fiscal/ejecucion-presupuestaria-apn>
- BEN, 2020. Balance Energético Nacional. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>
- Bioenergy IEA, 2010. Bioenergy, land use change and climate change mitigation. Report for policy advisors and policy makers. IEA Bioenergy: ExCo, 3.
- Caballero & Médico, 2013. Caracterización y posible uso de cenizas resultantes de la combustión del carbón, en la futura Termocentral de lecho fluidizado. Río Turbio (Argentina). Hacia un sistema de gestión integral de los residuos sólidos.
- CAMMESA, 2015. Estadísticas Síntesis Mensual año 2015.
- Dirección de Estadísticas Energéticas, 2019. "Balance Energético Nacional. Serie histórica – Indicadores. Desde 1960 actualizado al año 2018." Dirección Nacional de Información Energética, Subsecretaría de Planeamiento Energético.
- EPA, 2011. Black carbon research and future strategies. https://www.epa.gov/sites/default/files/2013-12/documents/black-carbon-fact-sheet_0.pdf
- Friedlingstein et al. 2019. Global Carbon Budget 2019. Global Carbon Project. <https://www.icos-cp.eu/science-and-impact/global-carbon-budget/2019> (Acceso 22/12/2021)
- Fytianos, K. et al. 1998. Leachability of heavy metals in Greek fly ash from coal combustion. Environment International, 24(4), 477-486.
- Grupo Isolux Corsán S.A. y Otros U.T.E. 2011. Estudio de Impacto Ambiental Central Termoeléctrica a carbón Río Turbio, Santa Cruz. Informe final. Capítulo 2: Resumen Ejecutivo. https://www.santacruz.gob.ar/ambiente/audiencia/CD%20EIA%20CTRT/Cap%2002%20-%20Resumen%20Ejecutivo/EIA%20CTRT-Cap02%20Resumen%20Ejecutivo_Rev2.pdf (Acceso 22/12/2021)
- IEA, 2015. Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition. International Energy Agency. Francia. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c9bae6ac-0f4c-4a4b-8b46-f7d4cca4d53b/ElecCost2015.pdf>
- IEA, 2016. Water Nexus Report. International Energy Agency. Francia. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e4a7e1a5-b6ed-4f36-911f-b0111e49aab9/WorldEnergyOutlook2016ExcerptWaterEnergy-Nexus.pdf>
- IEA, 2018. Average annual capacity factors by technology. International Energy Agency, Paris. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/average-annual-capacity-factors-by-technology-2018>

IEA, 2020. Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition. International Energy Agency. Francia. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>

IEA, 2021. Average operating heat rate for selected energy sources, 2010 through 2020. https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_01.html

IRENA, 2019. Renewable Power Generation Costs in 2019. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf

IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf

Lanzerstorfer, C. 2018. Fly ash from coal combustion: Dependence of the concentration of various elements on the particle size. Fuel, 228, 263-271.

Lovering, J. et al. 2021. Land-use intensity of electricity production and tomorrow's energy landscape. Nature Climate Change.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021. Actualización de la meta de emisiones netas de Argentina al 2030. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2020/12/actualizacion_meta_de_emisiones_2030.pdf (Acceso 22/12/2021)

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2022. Cuarto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/4to%20Informe%20Bienal%20de%20la%20Rep%C3%BAblica%20Argentina.pdf> (Acceso 10/01/2022).

Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, Resolución N° 182/2000. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/60000-64999/63663/norma.htm> (Acceso 04/01/2022)

Morales & Tello, 2015. Patagonia Argentina: Instalaciones Industriales de la Explotación de Carbón en Río Turbio, Santa Cruz. Paisajes culturales y patrimonio: expresiones de la cultura territorial/Viviana Navarro, Graciela Ciselli--Río Gallegos: Universidad Nacional de la Patagonia Austral, 2016. Libro digital. (Acceso 22/12/2021)

Ong, S. et al. 2013. Land-use requirements for solar power plants in the United States (No. NREL/TP-6A20-56290). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

Plataforma Escenarios Energéticos Argentina (2019), Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040, <http://escenariosenergeticos.org/download/698/> (Acceso 20/12/2021)

Ribeiro, J. et al. 2014. Fly ash from coal combustion--An environmental source of organic compounds. Applied Geochemistry, 44, 103-110.

Sarango, D. 2005. Impacto Ambiental por uso del Gas Natural de Camisea en la Generación de Energía Eléctrica en el Perú. Revista de investigación de física, 8(02), 26-33.

Secretaría de Energía, A. Documento "Carbón de Río Turbio" https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/CarbanoRioTurbio.pdf (Acceso 20/12/2021)

Secretaría de Energía, B. Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr. <https://www.mim.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar>

Secretaría de Energía, 2019. Informe de Auditoría Interna N° 12/2019. RESOLUCIÓN SEE N° 144/2018 ART. 9. Situación del Contrato de Obra Pública para la Construcción de la Central Térmica Río Turbio. Dirección General de Asuntos Jurídicos, Subsecretaría Legal. Dirección Nacional de Generación Térmica, Subsecretaría de Mercado Eléctrico.

Secretaría de Energía, 2021. Resolución 1036/2021. Anexo I, Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030. Ministerio de Economía.

Servicio Geológico Minero Argentino, 2008. Estudio de Impacto Ambiental Central Termoeléctrica Río Turbio. Provincia de Santa Cruz. Serie Contribuciones Técnicas; Ordenamiento Territorial nro. 8. Buenos Aires, Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales. Dirección de Geología Regional y Aplicada. <http://repositorio.segemar.gov.ar/308849217/2116> (Acceso 20/12/2021)

Super Intendencia de Riesgos del Trabajo, 2007. Informe sobre accidentabilidad y cobertura del sector de explotación de minas y canteras. - 1a ed. - Buenos Aires: Superintendencia de Riesgos del Trabajo, 2007. Libro digital, PDF. https://www.srt.gob.ar/wp-content/uploads/2016/04/2007_Mineria.pdf (Acceso 22/12/2021)

Spang, E., et al. 2014. The water consumption of energy production: an international comparison. Environmental Research Letters, 9(10), 105002.

Transener, 2014. Memoria / Informe Contable. <https://www.transener.com.ar/wp-content/uploads/2019/07/MMemoria-2014.pdf> (Acceso 04/01/2022)

Tsai, J. et al. 2021. Air Pollutant Emission Abatement of the Fossil-Fuel Power Plants by Multiple Control Strategies in Taiwan. Energies, 14(18), 5716.

YCRT, 2008. Revista Empresarial. Año I. Número II. Publicada por Yacimientos Carboníferos Río Turbio, Santa Cruz, Argentina. https://www.ycrt.gob.ar/wp-content/uploads/2016/08/revistas/revista_n2.pdf (Acceso 22/12/2021)

YCRT, 2019. Identificación del producto y parámetros de calidad. Yacimientos Carboníferos Río Turbio. Santa Cruz. <https://www.ycrt.gob.ar/wp-content/uploads/2019/05/R%C3%ADo-Turbio-Carb%C3%B3n-.pdf>. (Acceso 22/12/2021)