

Balace Energético 2022



República Oriental del Uruguay
Ministerio de Industria, Energía y Minería
Dirección Nacional de Energía



Puede navegar por este documento mediante el panel ubicado a la izquierda.

Haciendo click sobre las tablas podrá descargar la hoja de cálculo correspondiente.

Para una correcta visualización recomendamos Adobe Acrobat Reader®. Puede descargarlo en el siguiente enlace: <https://get.adobe.com/es/reader/>

Balance Energético 2022
Serie histórica 1965-2022
ISSN formato electrónico: 2730-5295

Diseño
Agustín Sabatella

Corrección
Leticia Costa



Autoridades

Presidente de la República

Dr. Luis Lacalle Pou

Ministro de Industria, Energía y Minería

Ing. Omar Paganini

Subsecretario de Industria, Energía y Minería

Walter Verri

Director Nacional de Energía

Lic. Fitzgerald Cantero Piali

La elaboración del Balance Energético Nacional es un cometido del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). El trabajo es realizado por el área de Planificación, Estadística y Balance (PEB) de la Dirección Nacional de Energía (DNE). Esta publicación comprende la serie histórica 1965-2022 y se encuentra disponible en el sitio web: www.ben.miem.gub.uy

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)

www.gub.uy/miem



Tabla de contenidos

Prólogo	7	RESUMEN DEL CAPÍTULO 6 - Indicadores	66
1. Introducción	8	6. Indicadores	67
RESUMEN DEL CAPÍTULO 2 - Infraestructura del sistema energético uruguayo	9	6.1. Intensidad energética final	68
2. Infraestructura del sistema energético uruguayo	10	6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita	69
2.1. Sector de transformación eléctrica	10	6.3. Intensidad energética por sector	71
2.2. Sector de hidrocarburos	15	6.4. Emisiones de CO ₂ por PIB y per cápita	74
2.3. Sector de biocombustibles	17	6.5. Factor de emisión de CO ₂ del SIN	76
RESUMEN DEL CAPÍTULO 3 - Oferta de energía	19	6.6. Tasa de electrificación	77
3. Oferta de energía	20	6.7. Sendero energético	78
3.1. Abastecimiento de energía	23	7. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)	81
3.1.1. Matriz primaria por fuente	23	8. Metodología	83
3.1.2. Matriz primaria por origen	26	8.1. Definiciones generales	83
3.1.3. Matriz primaria por tipo	26	8.2. Estructura	84
3.2. Generación de energía eléctrica	27	8.2.1. Balance de fuentes de energía primarias	84
3.2.1. Matriz de insumos para generación de electricidad	32	8.2.2. Balance de centros de transformación	86
3.2.2. Matriz de generación de electricidad por fuente	33	8.2.3. Balance de fuentes de energía secundarias	86
3.2.3. Generación de electricidad en la Antártida	35	8.2.4. Oferta bruta y consumo	87
3.3. Producción de derivados de petróleo	36	8.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético	88
RESUMEN DEL CAPÍTULO 4 - Demanda de energía	38	8.3. Unidades y formato de datos	91
4. Demanda de energía	39	8.4. Comentarios particulares	92
4.1. Consumo final energético por fuente	40	8.4.1. Energía hidroeléctrica	92
4.2. Consumo final energético por sector	43	8.4.2. Energía eólica	92
4.2.1. Sector residencial	44	8.4.3. Energía solar	93
4.2.2. Sector comercial/servicios/sector público	47	8.4.4. Leña	95
4.2.3. Sector transporte	49	8.4.5. Residuos de biomasa	95
4.2.4. Sector industrial	52	8.4.6. Biomasa para biocombustibles	96
4.2.5. Sector actividades primarias	56	8.4.7. Queroseno	98
RESUMEN DEL CAPÍTULO 5 - Emisiones de dióxido de carbono	59	8.4.8. Emisiones de CO ₂	98
5. Emisiones de dióxido de carbono	60	8.4.9. Matriz de energía primaria (abastecimiento)	99
		ANEXO I. Información complementaria	101
		ANEXO II. Matriz consolidada y Diagrama de flujo	106

Figuras

ORDEN ALFABÉTICO

FIGURA 18. Abastecimiento de energía por fuente	23	FIGURA 58. Emisiones de CO ₂ totales y PIB	74
FIGURA 19. Abastecimiento de energía por origen	26	FIGURA 39. Estructura del parque automotor, consumo de combustibles y emisiones de CO ₂ en 2022	50
FIGURA 20. Abastecimiento de energía por tipo	26	FIGURA 29. Estructura de producción de la refinería	37
FIGURA 47. Apertura de consumo del sector actividades primarias en 2022	58	FIGURA 60. Factor de emisión de CO ₂ del SIN	76
FIGURA 37. Apertura de consumo del sector comercial/servicios/sector público en 2022	48	FIGURA 26. Generación de electricidad a partir de cada fuente	34
FIGURA 42. Apertura de consumo del sector industrial en 2022	54	FIGURA 25. Generación de electricidad por fuente.	33
FIGURA 35. Apertura de consumo del sector residencial en 2022	45	FIGURA 27. Generación de electricidad por fuente en la Antártida	35
FIGURA 40. Apertura de consumo del sector transporte en 2022	51	FIGURA 24. Insumos para generación de electricidad	32
FIGURA 21. Balance eléctrico	28	FIGURA 56. Intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público	72
FIGURA 32. Consumo de biocombustibles y porcentajes de mezcla	42	FIGURA 55. Intensidad energética del sector industrial/actividades primarias	71
FIGURA 54. Consumo de energía y electricidad per cápita	69	FIGURA 57. Intensidad energética del sector transporte	73
FIGURA 43. Consumo final energético del sector actividades primarias por fuente	56	FIGURA 67. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB	82
FIGURA 44. Consumo final energético del sector agro por fuente	57	FIGURA 23. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector	30
FIGURA 36. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público por fuente	47	FIGURA 15. Oferta bruta de energía eólica y solar	21
FIGURA 41. Consumo final energético del sector industrial por fuente	52	FIGURA 13. Oferta bruta de gas natural	21
FIGURA 45. Consumo final energético del sector minería por fuente	57	FIGURA 14. Oferta bruta de hidroenergía	21
FIGURA 46. Consumo final energético del sector pesca por fuente	57	FIGURA 16. Oferta bruta de leña y residuos de biomasa	22
FIGURA 34. Consumo final energético del sector residencial por fuente	44	FIGURA 12. Oferta bruta de petróleo	20
FIGURA 38. Consumo final energético del sector transporte por fuente	49	FIGURA 17. Oferta bruta de residuos industriales	22
FIGURA 31. Consumo final energético por fuente	40	FIGURA 22. Participación de los insumos en la generación de energía eléctrica	29
FIGURA 33. Consumo final energético por sector	43	FIGURA 51. Partidas informativas de emisiones de CO ₂	63
FIGURA 30. Consumo final total de energía	39	FIGURA 3. Potencia instalada de centrales hidroeléctricas	12
FIGURA 53. Consumo final total y PIB (precios constantes 2016)	68	FIGURA 6. Potencia instalada de generadores eólicos	13
FIGURA 2. Distribución geográfica de generadores de electricidad. 2005 vs 2022.	11	FIGURA 7. Potencia instalada de generadores solares fotovoltaicos	14
FIGURA 9. Distribución geográfica de infraestructura asociada a petróleo y derivados	15	FIGURA 5. Potencia instalada de generadores térmicos a partir de biomasa	13
FIGURA 11. Distribución geográfica de plantas de biocombustibles	17	FIGURA 4. Potencia instalada de generadores térmicos de origen fósil	12
FIGURA 10. Distribución geográfica de puntos de entrega de gas natural	16	FIGURA 8. Potencia instalada de microgeneración solar por sector	14
FIGURA 50. Emisiones de CO ₂ del sector transporte por fuente	63	FIGURA 1. Potencia instalada por fuente	10
FIGURA 59. Emisiones de CO ₂ per cápita	75	FIGURA 66. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía	82
FIGURA 49. Emisiones de CO ₂ por fuente	61	FIGURA 64. Proporción de la población con acceso a la electricidad	82
FIGURA 52. Emisiones de CO ₂ por fuente y sector	65	FIGURA 65. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios	82
FIGURA 48. Emisiones de CO ₂ por sector	61	FIGURA 62. Sendero energético	79
		FIGURA 63. Sendero energético/detalles ampliados	80
		FIGURA 61. Tasa de electrificación	77

Tablas

ORDEN ALFABÉTICO

TABLA 3. Abastecimiento de energía por fuente	24
TABLA 19. Coeficientes de conversión entre unidades de energía	101
TABLA 9. Consumo de biocombustibles	42
TABLA 15. Consumo final energético del sector actividades primarias	58
TABLA 12. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público	48
TABLA 14. Consumo final energético del sector industrial	55
TABLA 11. Consumo final energético del sector residencial	46
TABLA 13. Consumo final energético del sector transporte	51
TABLA 8. Consumo final energético por fuente	41
TABLA 10. Consumo final energético por sector	43
TABLA 17. Emisiones de CO ₂ por fuente	64
TABLA 16. Emisiones de CO ₂ por sector	64
TABLA 20. Factores de conversión constantes en la serie histórica	102
TABLA 21. Factores de conversión variables en la serie histórica	103
TABLA 22. Factores de emisión de CO ₂ , 2022	104
TABLA 6. Generación de electricidad por fuente	33
TABLA 5. Insumos para generación de electricidad	32
TABLA 4. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar	30
TABLA 2. Potencia instalada de microgeneración solar por sector	14
TABLA 1. Potencia instalada por fuente	11
TABLA 18. Prefijos más comunes para múltiplos y submúltiplos	101
TABLA 7. Producción de la refinería	37
TABLA 23. Siglas	105

Prólogo

La Dirección Nacional de Energía presenta el Balance Energético Nacional 2022 (BEN), que reúne los principales resultados anuales del sector energético a nivel nacional. Cada año, el BEN tiene como objetivo brindar información para el diseño y revisión de políticas públicas, así como también para todo lo relacionado con el proceso de planificación energética. Es una muy buena herramienta que permite al gobierno y al sector privado tomar decisiones.

El país continúa en su proceso de transición energética en la que se tienen muchos desafíos por delante, por ejemplo, la captación de inversiones en el área de energía. Como un pilar de esta transición, también se encuentra en agenda la descarbonización, que incluye diferentes medidas para los sectores del transporte y la industria. Entre ellas están la movilidad eléctrica y las medidas de eficiencia energética.

Durante 2022 siguió creciendo el PIB, a la vez que continuó la sequía; no obstante, la generación eléctrica a partir de fuentes renovables superó el 90 %.

El BEN es un insumo básico para la planificación energética, ya que muestra la estructura de producción y consumo de energía que tiene el país. A su vez, permite el seguimiento y la evaluación de políticas energéticas y es insumo para otros estudios, como el Inventario de Gases de Efecto Invernadero del sector energético.

Se desea agradecer especialmente a todos los organismos oficiales e instituciones privadas que han suministrado tan valiosa información y han hecho posible la elaboración de este trabajo.



Lic. **Fitzgerald Cantero Piali**
Director Nacional de Energía

1. Introducción

El Balance Energético Nacional (BEN) es un estudio estadístico que reúne la información de los diferentes flujos de energía. Comprende la oferta, transformación y consumo sectorial de energía (demanda), expresada en una unidad común y referida a un año calendario. Es una herramienta necesaria para la planificación energética, ya que muestra la estructura de producción y consumo de energía en el país. A su vez, es un insumo para la definición, monitoreo y evaluación de políticas energéticas y ambientales, así como también para la elaboración de otros estudios como el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) del sector energía. Por su parte, esta fuente de información, relacionada con otras variables como por ejemplo las socioeconómicas, se convierte en un insumo muy valioso para la toma de decisiones.

La Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) elabora y publica anualmente el BEN a través del área “Planificación, Estadística y Balance” (PEB) y cuenta con información desde el año 1965. Es así que, con el BEN 2022, se completan 58 años de la serie histórica. Uruguay es uno de los pocos países de América Latina y el Caribe en contar con una serie tan extensa de BEN de forma ininterrumpida y pública. Esta publicación continúa una serie que se inició en el año 1981 con el “Balance Energético Nacional - Serie Histórica 1965-1980”, realizada con el apoyo y la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

A efectos de hacer comparables las cifras correspondientes a las diferentes fuentes que componen la oferta energética (que poseen diferentes poderes caloríficos), los valores están expresados en ktep (miles de toneladas equivalentes de petróleo), en donde una tonelada equivalente de petróleo (tep) corresponde a diez millones de kilocalorías. La conversión de las magnitudes correspondientes de cada fuente a su expresión en ktep se realiza a través de su respectivo poder calorífico inferior (PCI).

A lo largo de los años ha habido variantes significativas en lo que respecta a la presentación de la información. A continuación, se citan las modificaciones y mejoras incorporadas en BEN 2022.

A nivel de fuentes:

- Queroseno: se adopta un cambio metodológico en el consumo de queroseno del sector residencial, que se comienza a estimar a partir de la Encuesta Nacional de Gastos e Ingresos de los Hogares (ENGIH) y de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) realizadas por el Instituto Nacional de Estadística (INE). Existe una parte del consumo final energético que no se puede clasificar en ningún sector por falta de información y se imputa como “no identificado”. Se completa la serie desde 2006.
- Gasolina aviación y turbocombustible: el consumo de combustibles para actividades agrícolas de fumigación se considera en el sector transporte, que en ediciones pasadas de BEN se imputaba en el sector agro. Este cambio de criterio está alineado con las Recomendaciones Internacionales para las Estadísticas de Energía (IRES, por sus siglas en inglés) ¹. Se corrige toda la serie desde 2016.

A nivel de sectores:

- Sector Agro: se hace una revisión y corrección de los coeficientes técnicos para los años desde 2019.

Otras mejoras:

- Emisiones de CO₂: se extienden las series de emisiones de CO₂ hasta 1965. En la edición pasada de BEN las emisiones de CO₂ por sector iniciaban en 1990 y las desagregadas por fuente en 2006. En BEN 2022 se cuenta con las series completas para los 58 años.

¹ - Naciones Unidas, Recomendaciones Internacionales para las Estadísticas de Energía, <<https://unstats.un.org/unsd/energystats/methodology/ires>> (02/08/2023).

RESUMEN DEL CAPÍTULO 2

Infraestructura del sistema energético uruguayo

La infraestructura del sistema energético uruguayo se compone de tres grandes sectores: “transformación eléctrica”, “hidrocarburos” y “biocombustibles”.

En relación a la **producción de energía eléctrica**, el país tiene cuatro centrales hidroeléctricas, tres de las cuales se encuentran sobre el Río Negro y una sobre el Río Uruguay (compartida con Argentina). Posee centrales térmicas operadas por turbinas de vapor, turbinas de gas y motores a base de combustibles fósiles y biomasa. A su vez, cuenta con generadores eólicos y solares públicos, privados y de capitales mixtos. Existen interconexiones eléctricas con los países fronterizos: de 2.000MW con Argentina y de 570MW con Brasil (que incluye conversión de frecuencia).

La potencia instalada del parque de generación fue de 4.929MW en 2022. Estuvo compuesta por 1.538MW asociados a hidroenergía, 1.517MW de energía eólica, 1.177MW de origen fósil, 417MW a partir de biomasa y 280MW de energía solar. El 76% correspondió a fuentes de energía renovable (hidráulica, biomasa, eólica y solar) mientras que el 24% a fuentes no renovables (gasoil, fueloil y gas natural). A diciembre de 2022 había instalados más de 40 parques eólicos de gran escala y más de 20 plantas fotovoltaicas.

En lo relativo al **sector de los hidrocarburos**, Uruguay cuenta con una única refinería, propiedad de la empresa estatal ANCAP, ubicada en el departamento de Montevideo. Su capacidad de refinación es de 50.000 barriles por día (8.000m³/año) y produce principalmente gasoil, gasolinas, fueloil, GLP (supergás y propano) y turbocombustible. Se dispone de una planta desulfurizadora para producir gasoil y gasolinas de bajo contenido de azufre, en línea con las especificaciones de los combustibles a nivel internacional.

El petróleo crudo ingresa al país por la Terminal Petrolera del Este, en José Ignacio (Maldonado), a través de una boya ubicada a 3.600 metros de la costa. Luego es transportado 180 kilómetros por oleoducto hasta la refinería en Montevideo. Por su parte, los combustibles y otros productos derivados son transportados a todo el país por vía terrestre y marítima, utilizando las plantas de distribución ubicadas en los departamentos de Montevideo, Colonia, Durazno, Paysandú y Treinta y Tres.

El abastecimiento de gas natural al país se realiza desde Argentina, a través de dos gasoductos de 6.000.000m³/año de capacidad total.

Respecto a la **producción de biocombustibles**, Alcoholes del Uruguay (ALUR) posee dos plantas de elaboración de bioetanol que están ubicadas en el norte del país (Artigas y Paysandú) con una capacidad instalada total de 95.800 m³/año en 2022. En el caso de la producción de biodiésel, ALUR cuenta con dos complejos industriales, de los cuales solo uno estuvo operativo en el último año, con una capacidad de 62.000m³/año. Cabe destacar que por cambios regulatorios dejó de existir la obligación de mezcla de biodiésel en gasoil y desde diciembre de 2022 ya no se registró ningún volumen de mezcla.



2. Infraestructura del sistema energético uruguayo

La infraestructura del sistema energético uruguayo se compone de tres grandes sectores: “transformación eléctrica”, “hidrocarburos” y “biocombustibles”.

2.1. Sector de transformación eléctrica

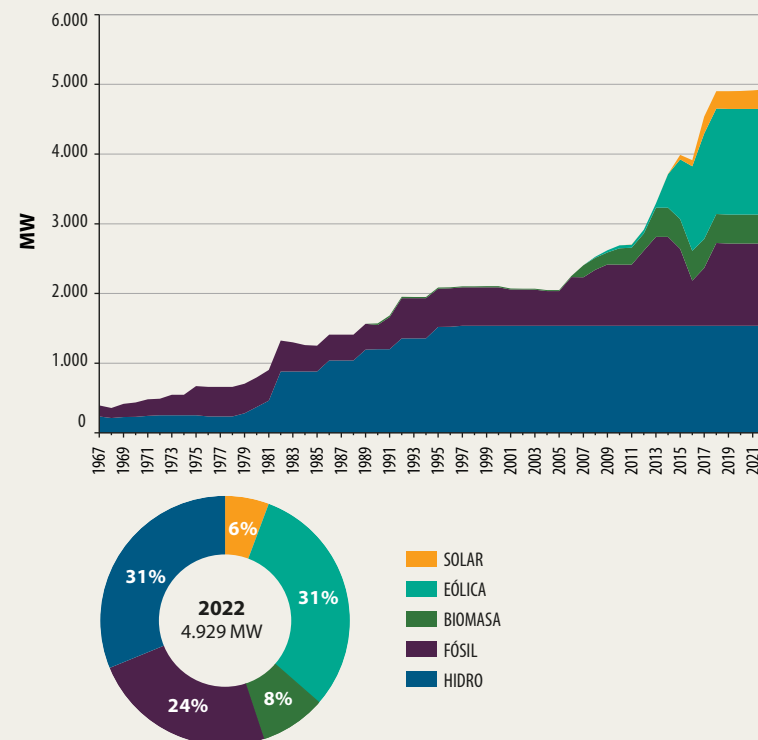
El país cuenta con cuatro centrales hidroeléctricas, tres de las cuales se encuentran sobre el Río Negro y una sobre el Río Uruguay (compartida con Argentina). A su vez, cuenta con centrales térmicas operadas por turbinas de vapor, turbinas de gas y motores a base de combustibles fósiles y biomasa. Además, el sector de transformación eléctrica está integrado por generadores eólicos y solares públicos, privados y de capitales mixtos. Por su parte, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuenta con interconexiones con Argentina (2.000 MW) y Brasil (570 MW).

La potencia instalada del parque de generación ha tenido cambios importantes a lo largo de la serie 1967-2022. Se registró un crecimiento significativo en todo el período, en el cual la potencia total pasó de 394 MW (1967) a 4.929 MW (2022). Históricamente, la evolución estuvo pautaada por las variaciones registradas para los generadores térmicos fósiles e hidráulicos. Sin embargo, a partir de 2005, se registró un crecimiento destacado en la capacidad instalada del parque de generación que estuvo influenciado por la incorporación de nuevas fuentes de energía autóctonas que permitieron la complementariedad con las fuentes tradicionales, así como la diversificación de la matriz energética. Cabe mencionar que, si bien el crecimiento fue neto en todo el período, hubo años donde la potencia instalada total disminuyó respecto al año previo debido, por ejemplo, a la retirada de plantas térmicas fósiles, como se detallará más adelante.

Entre 2019 y 2022 la potencia instalada total permaneció prácticamente constante y registró para el último año su máximo valor histórico. El pequeño crecimiento registrado (0,6%) en estos tres años se debió principalmente a la instalación de microgeneradores a partir de energía solar.

Al finalizar el año 2022 la potencia instalada total estuvo compuesta por 1.538 MW de origen hidráulico, 1.517 MW de origen eólico, 1.177 MW térmicos fósiles, 417 MW térmicos biomasa y 280 MW de generadores solares fotovoltaicos. Considerando la potencia instalada por fuente, el 76% correspondió a energía renovable (hidráulica, biomasa, eólica y solar), mientras que el 24% restante fue de energía no renovable (gasoil, fueloil y gas natural).

FIGURA 1. Potencia instalada por fuente



NOTA: Entre los años 1967 y 1989 solo se incluye potencia instalada de origen fósil e hidráulico, que representa prácticamente el 100% del total instalado.

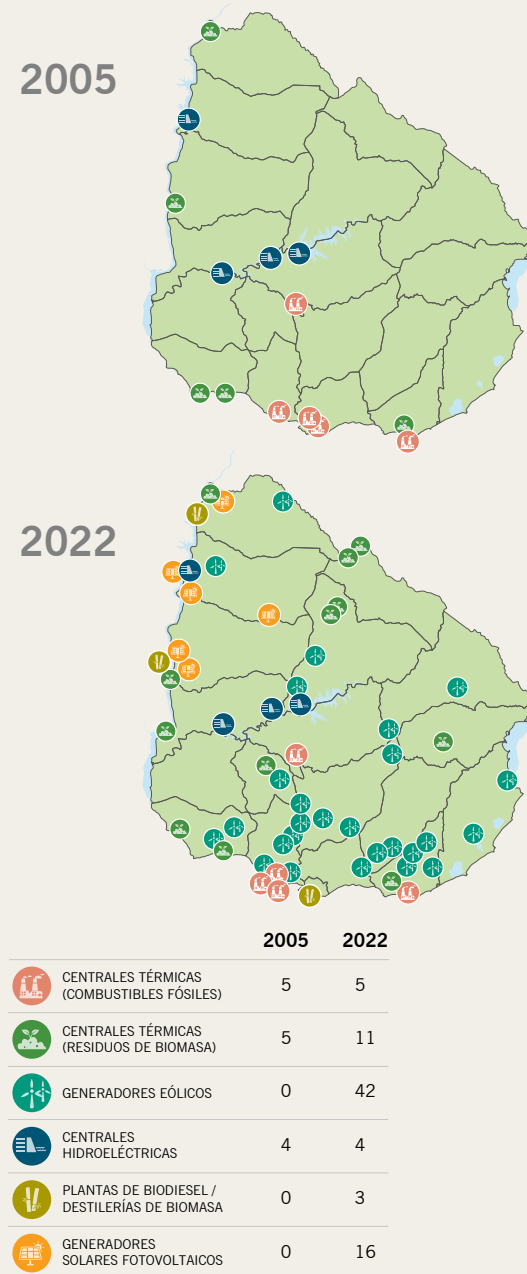
Es interesante comparar la situación respecto al año 2005, cuando se registró la misma participación de fuentes renovables y, sin embargo, la potencia instalada total fue de menos de la mitad. Esto evidencia la gran penetración de capacidad instalada asociada a fuentes renovables, como fuera mencionado anteriormente.

A continuación, se realiza un análisis de la evolución de la potencia instalada para cada una de las fuentes.

TABLA 1. Potencia instalada por fuente

MW	1967	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Fósil							
Turbinas de Vapor		333,0	313,0	255,0	255,0	205,0	180,0
Turbinas de Gas		31,0	55,0	249,7	235,7	815,7	925,7
Motores		55,0	2,0	44,4	5,5	81,0	71,0
Total Fósil	157,9	419,0	370,0	549,1	496,2	1.101,7	1.176,7
(%)	40%	62%	30%	26%	24%	28%	24%
Biomasa							
Turbinas de Vapor				16,4	13,5	426,1	414,6
Motores					1,0	1,6	2,6
Total Biomasa				16,4	14,5	427,7	417,2
(%)				1%	1%	11%	8%
Hidro							
Total Hidro	236,0	252,0	881,0	1.519,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0
(%)	60%	38%	70%	73%	75%	39%	31%
Eólica							
Total Eólica					0,2	856,8	1.516,5
(%)					0%	21%	31%
Solar							
Total Solar						64,5	280,1
(%)						2%	6%
TOTAL	393,9	671,0	1.251,0	2.084,5	2.048,8	3.988,6	4.928,5
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

FIGURA 2. Distribución geográfica de generadores de electricidad. 2005 vs 2022.



NOTA: Total de generadores instalados conectados a la red. No incluye microgeneradores.

Respecto a las **centrales hidroeléctricas**, el crecimiento de la capacidad instalada se dio principalmente en la década del 80 y primera mitad de la década del 90. Hasta 1981 el país contaba con dos centrales hidroeléctricas en el Río Negro (Rincón del Bonete y Baygorria); en el año 1982 entró en funcionamiento la central de Constitución (Palmar). Por su parte, la incorporación de potencia de la central hidráulica de Salto Grande a Uruguay se dio de manera gradual entre 1979 y 1995, año en el cual se alcanzó el 50% de la potencia instalada. Desde ese año, el país colmó su capacidad instalada en energía hidráulica de gran porte, la que se mantuvo constante hasta la fecha. La participación de las centrales hidráulicas en la potencia total pasó de 60% (1967) a 31% (2022).

En lo que respecta a los **generadores térmicos que operan con combustibles fósiles**, la capacidad instalada fue de 250 MW en promedio para los primeros años de la década del 70. En 1975 entró en operación la sexta unidad térmica en la Central Batlle y la potencia total aumentó a 419 MW. En años posteriores dicha potencia se mantuvo relativamente constante, hasta que en 1984 se registró un descenso por la salida de operación de las unidades 1a y 2a, así como de varios sistemas autónomos de generación. En 1990 se registró un mínimo relativo en la potencia de origen fósil (349 MW), que en años posteriores volvió a aumentar debido principalmente a la entrada en operación de la central térmica de respaldo de La Tablada, que resultó en un total de potencia fósil de 576 MW para 1992.

Desde 1995 la potencia instalada permaneció relativamente constante, para luego presentar un crecimiento importante entre 2005 y 2013, cuando se dio la incorporación de 600 MW correspondientes a turbinas y 179 MW correspondientes a motores (de los cuales 100 MW fueron alquilados). Fue en 2013-2014 cuando se registró el valor máximo de potencia instalada de origen fósil y hubo un cambio en la tendencia; en los siguientes dos años se dio una reducción. En 2015 la potencia de los generadores térmicos fósiles disminuyó 173 MW debido a la salida de operación de la Sala B de la Central Batlle, la turbina de Maldonado y los motores arrendados desde 2012.

Entre 2015 y 2016 la reducción fue de 455 MW por la salida de operación de las unidades 5ta. y 6ta. de la central Batlle, así como de los equipos arrendados APR A y APR B.

Por su parte, entre 2017 y 2018 entraron en operación las tres turbinas del ciclo combinado de Punta del Tigre B (540 MW), lo que implicó un nuevo aumento en la potencia instalada de origen fósil que se mantuvo hasta 2022 y resultó en una participación de 24% respecto a la potencia instalada total en el último año. Esta planta de Punta del Tigre es imprescindible para dotar al sistema de la seguridad y confiabilidad necesarias, no solo en el abastecimiento de la demanda interna, sino también como fuente de energía exportable a los países vecinos; es considerada el respaldo térmico para los próximos 30 años.²

FIGURA 3. Potencia instalada de centrales hidroeléctricas

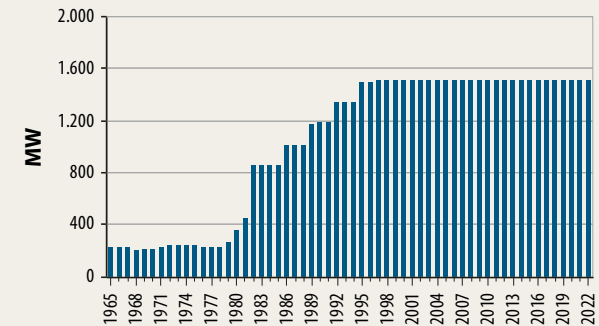
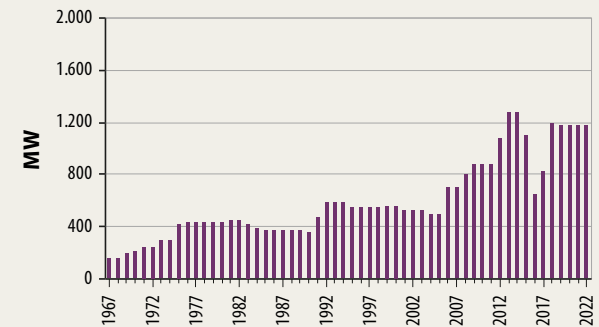


FIGURA 4. Potencia instalada de generadores térmicos de origen fósil



2- Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), Ciclo Combinado: respaldo a menor costo, <<https://portal.ute.com.uy/noticias/ciclo-combinado-respaldo-menor-costo>> (01/08/2023).

Históricamente, la capacidad instalada de los **generadores térmicos a base de biomasa** no superó los 22 MW; esto fue así hasta 2006, año en el que comenzó a registrar un crecimiento importante. En 2007 empezaron a entrar en vigencia los contratos de compra de electricidad entre UTE y generadores privados, que resultaron en un crecimiento de 410 MW de potencia instalada a partir de biomasa a lo largo de estos últimos 12 años. En particular, los aumentos registrados en 2007 y 2013 correspondieron a la instalación de las plantas de celulosa que operan actualmente en el país. La participación de la biomasa en la capacidad total de generación fue de 1 % hasta 2006, alcanzó un máximo de 13 % en 2013 y fue 8 % en 2022.

Por su parte, en 2008 la **energía eólica** de gran porte comenzó a participar en el mix de generación eléctrica, con la puesta en operación de los primeros parques eólicos del país. Desde ese año se ha concretado la incorporación de generadores eólicos tanto públicos como privados y se ha registrado un desarrollo importante de dicha fuente de energía, principalmente entre los años 2014 y 2017.

Hasta 2013 habían instalados 59 MW de generadores eólicos, mientras que a partir de 2014 entraron en operación, cada año, entre 300 y 400 MW aproximadamente. De esta manera, a diciembre de 2017 se registraron un total de 43 parques eólicos de gran escala conectados a la red que, considerados en conjunto con los microgeneradores y las plantas autónomas, totalizaron una potencia instalada de 1.513 MW. En los últimos cinco años no se registró variación, salvo para 2019, año en el cual se instalaron 2,2 MW asociados a auto-generadores autónomos (no conectados al SIN) y un solo parque amplió su potencia por 1 MW. La participación de generadores eólicos en estos últimos años ha permanecido constante en 31 % del total de potencia instalada.

A diciembre 2022 había más de 40 parques eólicos de gran escala y más de 20 plantas fotovoltaicas.

FIGURA 5. Potencia instalada de generadores térmicos a partir de biomasa

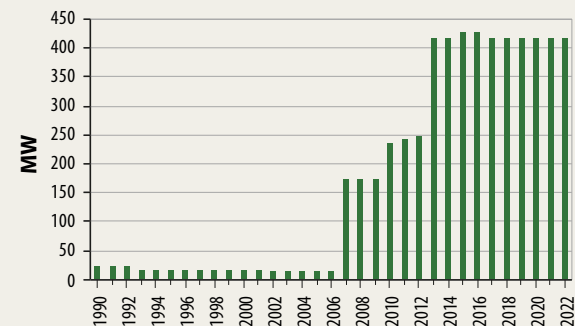
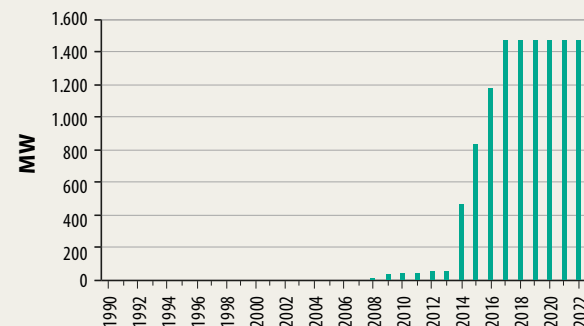


FIGURA 6. Potencia instalada de generadores eólicos



Finalmente, se menciona la **energía solar fotovoltaica**, que si bien es una fuente que se utiliza en el país hace muchos años, hasta ahora ha presentado valores pequeños respecto a otras fuentes de energía. Se destaca el aumento de potencia instalada que se registró a partir de 2015; la misma pasó de 4 MW (2014) a 280 MW (2022) y alcanzó una participación de 5% en la potencia instalada total del país.

Respecto a los generadores de gran porte, entre 2017 y 2020 entraron en operación 14 plantas fotovoltaicas conectadas a la red, por un total de 150 MW. Por su parte, el crecimiento registrado para gran porte en 2021 y 2022 correspondió a autoprodutores autónomos, cuya potencia instalada casi se triplicó y pasó de 3,5 MW a 10,1 MW en el último año.

La energía solar fotovoltaica de micro escala también mostró un desarrollo destacado en estos últimos años; en 2022 hubo 263 nuevas instalaciones conectadas a la red por un total de 7,1 MW (similar situación a la registrada en 2021 y el doble de potencia que lo registrado en 2020).

Respecto a la distribución sectorial, en todos los casos se han registrado nuevas instalaciones de energía solar de microgeneración año tras año, pero con comportamientos algo diferentes. Comercial/servicios ha sido el sector de mayor potencia instalada, con valores mayores a 50% desde 2015. En síntesis, en 2022, la distribución fue la siguiente en orden de importancia: comercial/servicios (57%), industrial (21%), agro (13%), residencial (9%).

FIGURA 7. Potencia instalada de generadores solares fotovoltaicos



FIGURA 8. Potencia instalada de microgeneración solar por sector

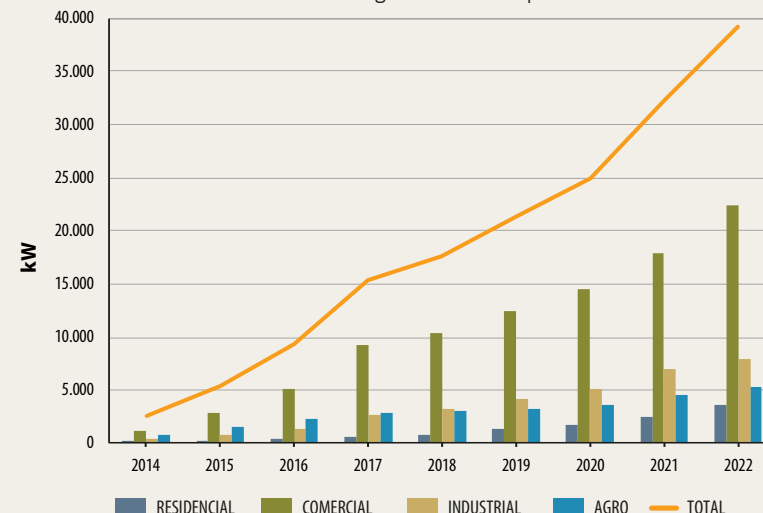


TABLA 2. Potencia instalada de microgeneración solar por sector

kW	2014	2016	2018	2020	2022
Residencial	133	413	895	1.764	3.666
(%)	5%	4%	5%	7%	9%
Comercial	1.206	5.137	10.481	14.542	22.320
(%)	45%	55%	60%	58%	57%
Industrial	473	1.469	3.181	5.066	8.022
(%)	18%	16%	18%	20%	20%
Agro	875	2.313	3.053	3.656	5.274
(%)	33%	25%	17%	15%	13%
TOTAL	2.687	9.331	17.610	25.028	39.282
(%)	100%	100%	100%	100%	100%

2.2. Sector de hidrocarburos

En lo relativo al sector de los hidrocarburos, Uruguay cuenta con una única refinera, propiedad de la empresa estatal ANCAP, ubicada en el departamento de Montevideo. Actualmente, su capacidad de refinación es de 50.000 barriles por día (8.000 m³/día) y produce principalmente gasoil, gasolinas, fueloil, GLP (supergás y propano) y turbocombustibles, entre otros. El petróleo crudo ingresa al país por la Terminal Petrolera del Este, en José Ignacio, departamento de Maldonado. A través de una boya ubicada a 3.600 metros de la costa se recibe el petróleo y es transportado a través de un oleoducto de 180 kilómetros hasta llegar a la refinera en Montevideo.³ Por su parte, los combustibles y demás productos derivados son transportados a todo el país por vía terrestre y marítima, utilizando las plantas de distribución ubicadas en los departamentos de Montevideo, Colonia, Durazno, Paysandú y Treinta y Tres.

La refinera tiene una capacidad de refinación de 50.000 bb/día.

Según datos proporcionados por ANCAP, la refinera se puso en operación en 1937 y, a lo largo de los años, fue transformándose en lo que tiene que ver con equipamiento y capacidad de procesamiento del petróleo. En particular, se destaca la remodelación que se llevó a cabo entre los años 1993 y 1995, por lo que no hubo producción en todo el año 1994. En dicha oportunidad fue instalada una nueva unidad de craqueo catalítico y una unidad de viscorreducción, así como también hubo modificaciones de planta para aumentar la eficiencia energética de las unidades de destilación atmosférica y de vacío. La capacidad de procesamiento de la refinera luego de esta remodelación fue de 37.000 barriles/día (5.900 m³/d).

En 1999 comenzó otro período importante de remodelación, con el objetivo de elaborar gasolinas de alto octanaje libres de plomo. Fueron instaladas entonces una unidad de hidrotrata-

miento de gasolinas, una unidad de isomerización y una de reformación catalítico continua; la capacidad de procesamiento de crudo se amplió a 50.000 barriles/día. Entre setiembre 2002 y marzo 2003, así como entre setiembre 2011 y enero 2012, la refinera estuvo fuera de funcionamiento por tareas de mantenimiento programado.

En 2014 se completó el primer año de operación de la planta desulfuradora con el fin de producir gasoil y gasolinas de bajo contenido de azufre, en línea con las especificaciones de los combustibles a nivel internacional.

FIGURA 9. Distribución geográfica de infraestructura asociada a petróleo y derivados



3- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), Operación Terminales, <<https://www.ancap.com.uy/2158/1/operacion-terminales.html>> (01/08/2023).

La capacidad de la planta fue y es de 2.800 m³/día de producción de gasoil 50S y de 800 m³/día de gasolina 30S.⁴ A su vez, se cuenta con una planta de recuperación de azufre con una capacidad instalada de 30 toneladas/día; a partir de ella se obtiene azufre líquido que es comercializado en el mercado interno como materia prima para fertilizantes.⁵

Durante el periodo febrero-setiembre de 2017, la refinería estuvo sin funcionar por tareas de mantenimiento programado de sus unidades. Como consecuencia, hubo una disminución de las importaciones de petróleo crudo y un aumento en la importación de derivados, de manera de satisfacer la demanda. Desde 2018 la refinería operó en forma habitual con un nivel de procesamiento de petróleo crudo similar al de 2016.

En lo que refiere al **gas natural**, es abastecido por Argentina a través de dos gasoductos con una capacidad total de 6.000.000 m³/día. En la región noroeste del país se ubica el gasoducto del litoral, operado por ANCAP, con una capacidad de 1.000.000 m³/día. Fue inaugurado en octubre de 1998 y su tendido se inicia en Entre Ríos (Argentina) y finaliza en la ciudad de Paysandú. Cuenta con un recorrido total de 27.200 metros de cañería (incluye ramales de distribución en Uruguay y el tramo sobre el puente internacional) y abastece a la red de distribución local.⁶

Se cuenta con dos gasoductos de 6.000.000 m³/día de capacidad total.

Por su parte, el segundo gasoducto se encuentra en operación desde noviembre 2002 en la zona suroeste del país y es operado por Gasoducto Cruz del Sur (GCDS). El sistema se extiende desde Punta Lara (Argentina) hasta la ciudad de Montevideo y sus alrededores, pasando por los departamentos

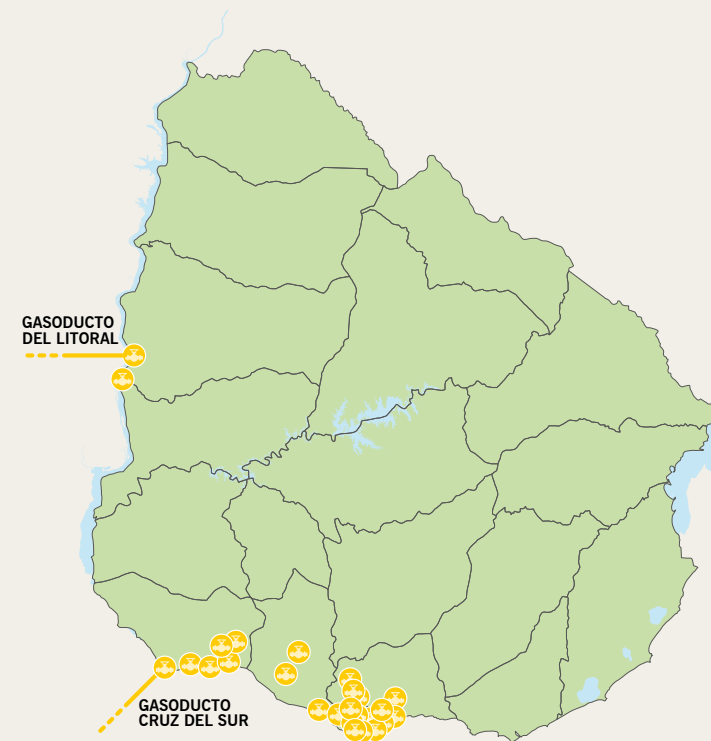
4- El gasoil 50S y la gasolina 30S tienen una concentración máxima de 50 y 30 partes por millón de azufre, respectivamente.

5- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), *Historia de la Refinería*, <<https://www.ancap.com.uy/1581/1/historia-de-la-refineria.html>> (01/08/2023).

6- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), *Gasoducto del Litoral*, <<https://www.ancap.com.uy/1572/1/gasoducto-del-litoral.html>> (01/08/2023).

de Colonia, San José y Canelones. Tiene una capacidad de 5.000.000 m³/día y está formado por dos gasoductos troncales, uno subfluvial para el cruce del Río de la Plata y otro terrestre entre Colonia y Montevideo, así como varios gasoductos laterales que alimentan las distintas localidades con una extensión total de 400 kilómetros.⁷

FIGURA 10. Distribución geográfica de puntos de entrega de gas natural



7- Gasoducto Cruz del Sur, *Operaciones*, <<https://www.gcds.com.uy/#operaciones>> (01/08/2023).

2.3. Sector de biocombustibles

Desde el año 2010 se incluye en el BEN la producción y el consumo de biocombustibles, los cuales se utilizan principalmente en el sector transporte en mezclas con gasolinas y gasoil. La Ley 18.195 (14/11/2007) y su decreto reglamentario 523/008 (27/10/2008) constituyen el marco legal para la producción, comercialización y utilización de agro-combustibles en el país.

Respecto a la **producción de bioetanol**, Alcoholes del Uruguay (ALUR) cuenta actualmente con dos plantas de elaboración ubicadas en el norte del país. ALUR gestiona desde 2006 el ingenio azucarero de la cooperativa CALNU en Bella Unión (departamento de Artigas), a partir de un proyecto energético y alimentario que implicó un plan de inversiones industriales para el montaje de una destilería para la producción de etanol (entre otras medidas). En dicho complejo agroenergético-alimentario se realiza la producción de bioetanol, azúcar, energía eléctrica y alimento animal, principalmente a partir de jugo y melaza de caña, así como de jugo de sorgo dulce (aunque en menor medida).⁸ Según datos suministrados directamente por la empresa, la capacidad de esta planta es de 120 m³/día de bioetanol y opera de mayo a octubre. En varias oportunidades ha operado a capacidad mayor a la nominal (140-190 m³/día).

Por su parte, en octubre de 2014 fue inaugurada una nueva planta de producción de etanol en el departamento de Paysandú, con una capacidad instalada de 70.000 m³/año. La planta puede procesar sorgo granífero, maíz, trigo y cebada, funcionando de continuo a lo largo del año, para producir bioetanol y alimento animal. La tecnología seleccionada procede de la empresa Katzen de Estados Unidos. Se destaca por poseer un arreglo energético eficiente, que brinda la posibilidad de utilizar cultivos de verano y de invierno, además de ser tecnología de bajo impacto ambiental.⁹

8- Alcoholes del Uruguay (ALUR), *Complejo Agroenergético - Bella Unión, Artigas*, <<https://www.alur.com.uy/agroindustrias/bella-union>> (01/08/2023).

9- Alcoholes del Uruguay (ALUR), *Planta Bioetanol - Paysandú*, <<https://www.alur.com.uy/agroindustrias/paysandu>> (01/08/2023).

En el caso de la **producción de biodiésel**, ALUR cuenta con dos complejos industriales ubicados en el departamento de Montevideo. La Planta N°1 se encuentra en Paso de la Arena y tiene una capacidad de producción de biodiésel de 18.000 m³/año, a partir de aceite refinado, aceite usado de frituras y sebo vacuno. Además, como coproducto, elabora glicerina. Esta planta actualmente no está operativa. La Planta N°2, que sí está operativa, se encuentra ubicada en Capurro y posee una capacidad instalada de 62.000 m³/año de biodiésel, generados a partir de aceite vegetal, aceite usado de fritura y sebo vacuno. Los productos son biocombustible, oleína y glicerina.

Capacidad instalada de producción (operativa) 2022:
bioetanol: 95.800 m³/año
biodiésel: 50.000 ton/año

FIGURA 11. Distribución geográfica de plantas de biocombustibles



Por otra parte, para asegurar la producción de biodiésel en forma eficiente, se llegó a un acuerdo con la empresa COUSA que permite la utilización de su infraestructura, al tiempo que esta empresa privada aporta servicios de molienda de granos y producción de aceites, con lo cual abastece la materia prima de ambas plantas de biodiésel. Se reciben granos de soja y canola con el fin de producir aceite crudo desgomado y harinas proteicas.

En 2015 se obtuvo la certificación del proceso industrial de las plantas N° 1 y N° 2 y del producto final para la producción de biodiésel a partir de aceite de fritura y de sebo, de acuerdo a la norma europea *International Sustainability and Carbon Certification* (ISCC).¹⁰

Por último, cabe destacar que por la Ley 19.996 del 03/11/2021 se derogó el artículo 7 de la Ley de agrocombustibles antes mencionada, por lo cual dejó de existir la obligación de mezcla de biodiésel en gasoil.¹¹ En esta línea, a partir del 1° de enero de 2022 ANCAP optó por disminuir a 2,5% el nivel de mezcla de biodiésel en gasoil¹² y, a partir de diciembre de dicho año, ya no se registró ningún volumen de mezcla.



10- Alcoholes del Uruguay (ALUR), *Planta 2 Biodiesel – Capurro, Montevideo*, <<https://www.alur.com.uy/agroindustrias/capurro>> (30/07/2022).

11- Dirección Nacional de Impresiones y Publicaciones Oficiales (IMPO), *Ley N° 18195*, <<https://www.impo.com.uy/bases/leyes/18195-2007>> (03/10/2023).

12- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), *Resolución del Directorio N° 848/12/2021*, <<https://resoluciones.ancap.com.uy>> (03/10/2023).

RESUMEN DEL CAPÍTULO 3

Oferta de energía

El **abastecimiento de energía** registró un nuevo valor récord en 2022 (5.669 ktep). Las fuentes que se consumieron fueron en orden de importancia: petróleo y derivados (2.419 ktep), biomasa (2.211 ktep), electricidad de origen hidro (489 ktep), electricidad de origen eólico (411 ktep) y, en menor medida, gas natural (72 ktep) y energía solar (51 ktep). Los consumos de residuos industriales, electricidad importada y carbón mineral y sus derivados fueron muy pequeños respecto al resto de las fuentes.

En 2022 las fuentes de energía renovables tuvieron una participación de 56 % en la matriz de abastecimiento, mientras que 44 % correspondió a las fuentes no renovables.

La **generación de electricidad** fue de 14.759 GWh (1.269 ktep) en el último año, lo que representó un decrecimiento de 7 % respecto a 2021, con una potencia instalada que se mantuvo prácticamente igual. La producción estuvo integrada por 89 % proveniente de centrales eléctricas de servicio público (1.133 ktep), mientras que el 11 % restante fue generado por centrales eléctricas de autoproducción (136 ktep).

La demanda interna de energía eléctrica se abasteció prácticamente en su totalidad con producción nacional (99 %) y no se tuvo que recurrir a altas importaciones de países vecinos.

En 2022 la generación eléctrica de origen hidro creció 8 % respecto al año anterior; sin embargo, se mantuvo en bajos niveles de producción, en un contexto de más de tres años de sequía.

Por su parte, la generación eléctrica de origen fósil fue prácticamente la mitad. El principal combustible utilizado fue el gasoil, cuyo consumo para generación (223 ktep) cayó 44 % con respecto a 2021, seguido, en menor medida, por el fueloil con un consumo para generación de 34 ktep y una disminución de 45 %.

En 2022 se registró una caída de 4 % en la generación eléctrica a partir de energía eólica y de 11 % en la electricidad producida con biomasa. La microgeneración fotovoltaica conectada a la red fue de 50.793 MWh y presentó la siguiente distribución sectorial: comercial y servicios (56 %), industrial (21 %), agro (14 %) y residencial (9 %).

El cambio más destacado en 2022 fue la gran disminución de la generación térmica fósil en comparación con 2021 y representó el 9 % de la matriz de generación. Como consecuencia, la participación de las fuentes de origen renovable en la matriz de generación eléctrica pasó de 85 % a 91 % en el último año.

En el año 2022 la refinería operó de manera habitual. El procesamiento de crudo fue similar al año previo y 10 % superior a 2020, año en que se dieron restricciones en la movilidad con motivo de la pandemia, que impactaron de manera directa en el consumo de derivados de petróleo en el sector transporte y, por lo tanto, en la **producción de combustibles**.

Por su parte, en 2022 fueron elaborados 2.131 ktep de derivados de petróleo con 14 ktep de pérdidas de transformación. El producto mayoritario fue gasoil (986 ktep), seguido por gasolinas automotoras (622 ktep) y fueloil (224 ktep). En menor medida, hubo producción de GLP (supergás y propano), queroseno y turbocombustible, entre otros productos.

3. Oferta de energía

En 2022 la oferta bruta total de energía en el país fue de 5.668 ktep, 1 % mayor respecto al año anterior. Dentro de las principales fuentes que participaron en la oferta de energía en 2022 cabe mencionar:

Petróleo y derivados:

En 2022 la oferta bruta de petróleo fue 2.144 ktep, valor similar al año anterior. La carga a la refinería también presentó un comportamiento similar al de la oferta bruta, mientras que, durante el año 2022, fueron importados 2.093 ktep de crudo virgen (2.486 miles de m³), 2 % más que en 2021. Son de destacar los años de parada de la refinería por mantenimiento, cuando hubo valores menores de oferta bruta de petróleo, como ser 2002-2003, 2007, 2011, 2017, o directamente un valor nulo para 1994, año en el cual la refinería estuvo parada por remodelación.

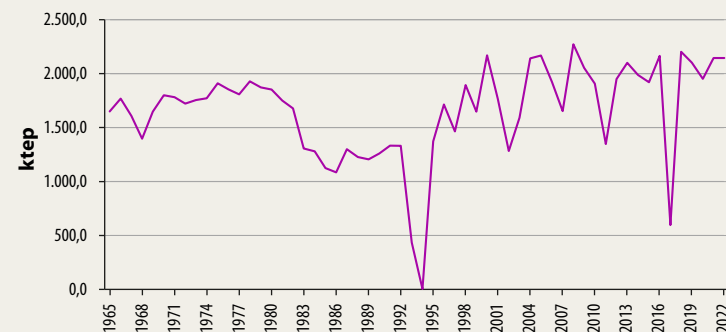
Respecto a los derivados de petróleo, en 2022 la oferta bruta fue de 2.402 ktep, 5 % menor que en 2021 y 16 % mayor que en 2020. Dentro de las actividades de oferta, el nivel de producción fue similar al año previo (2.131 ktep) y el de importaciones 6 % superior (501 ktep). Es de destacar que en 2020 se había dado una baja en el consumo de derivados (en parte por medidas adoptadas en la pandemia como la reducción de la movilidad), lo que impactó en la producción de la refinería. Para dicho año se registró una producción de derivados de 1.935 ktep y una importación total de 324 ktep.

Por su parte, en 2022 el gasoil fue el principal derivado de petróleo importado y si bien su importación fue 17 % menor que en 2021, se mantuvo en niveles superiores a 2020. Su consumo para generación de electricidad fue consecuencia de la baja hidráulicidad. Este año los productos no energéticos registraron el segundo lugar en importación, específicamente para asfaltos. En menor medida hubo importación de coque

de petróleo y GLP. En lo que refiere al fueloil, por otra parte, en 2022 se volvieron a registrar importaciones (23 ktep), luego que por dos años fuera abastecido en su totalidad a través de producción de la refinería. A su vez, el 29 % de dichas importaciones fueron directas desde zonas francas.

Las exportaciones de derivados de petróleo en 2022 fueron bajas respecto a los años previos y correspondieron a propano y productos no energéticos. En el flujo de búnker internacional se dio un aumento en el último año, debido principalmente a crecimientos en lo que refiere a turbocombustible y fueloil, que pasaron de 44 a 76 ktep y de 14 a 21 ktep, respectivamente.

FIGURA 12. Oferta bruta de petróleo



Gas natural:

La importación de gas natural en 2022 fue de 72 ktep, 5% superior a la de 2021. Es importante destacar que en el año 2019 se dio una importación mayor al promedio de los últimos años y que estuvo asociada al consumo de gas natural del sector eléctrico, específicamente a las pruebas realizadas por UTE en la central de generación de ciclo combinado.

Hidroenergía:

La oferta bruta de energía hidráulica varía mucho de un año a otro, debido a la dependencia de las características hidrológicas. En 2022 fue de 605 ktep y presentó un aumento de 19% con respecto a 2021. Es de mencionar que 2020 fue el año en el cual se registró uno de los valores más bajos de los últimos 30 años (400 ktep), superado solo por otro mínimo registrado en 2006 (343 ktep). Otra de las variables que se monitorea para esta fuente de energía es el agua vertida (no utilizada o no turbinada). En 2022 la hidroenergía no utilizada correspondió al 9% de la producción. En los dos años previos, había sido de 1%, un valor prácticamente despreciable comparado con la situación que se venía dando hasta 2019, con un 31% del agua vertida respecto a la hidroenergía producida (valor promedio entre 2016-2019).

Energía eólica y solar:

En 2022 la oferta bruta de energía eólica tuvo una caída de 3% respecto a 2021 y registró el valor más bajo de los últimos cinco años. Cabe mencionar que desde 2017 la potencia instalada para generación eléctrica ha permanecido constante, salvo para 2019, año en el cual se instalaron tan solo 3,2 MW, como fuera mencionado anteriormente.

Por su parte, la oferta bruta de energía solar volvió a crecer, en esta oportunidad 5%. Desde el año 2014 se incluye tanto la energía solar térmica como la fotovoltaica en la matriz de resultados.

FIGURA 13. Oferta bruta de gas natural

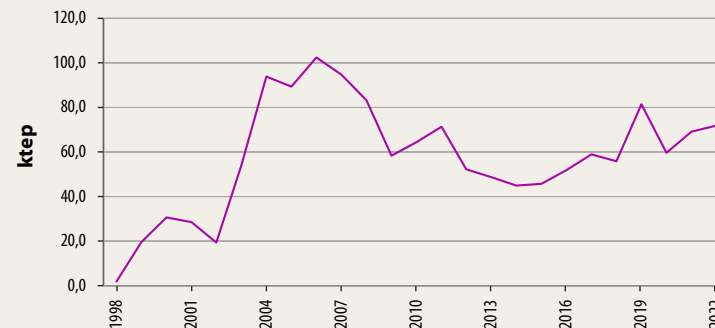


FIGURA 14. Oferta bruta de hidroenergía

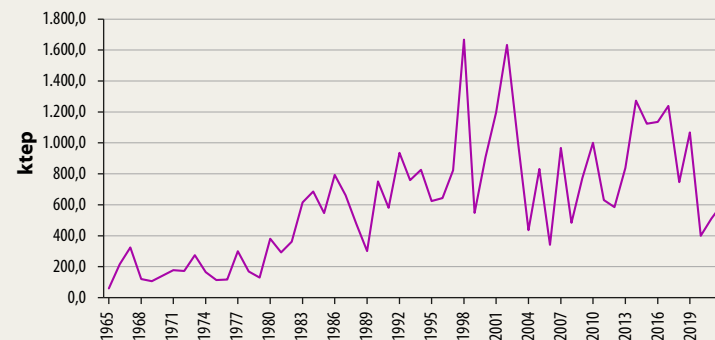
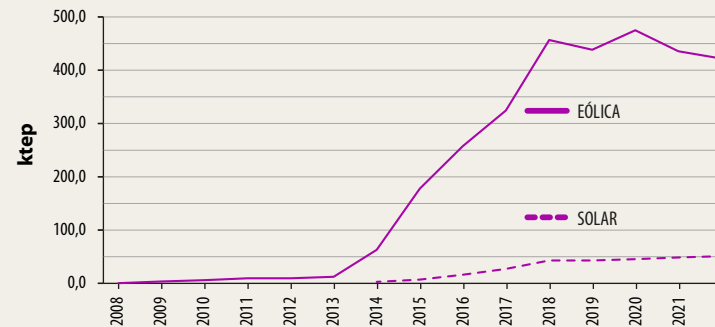


FIGURA 15. Oferta bruta de energía eólica y solar



Biomasa:

La oferta bruta de biomasa tuvo un decrecimiento de 2% con respecto a 2021, año en que se registró un máximo absoluto. En 2022 explicó el 40% de la oferta bruta de las fuentes primarias y superó al petróleo cuya participación fue de 39%. Para analizar el comportamiento de la biomasa conviene desagregarla en las diferentes fuentes que participan bajo esta denominación: leña, residuos de biomasa (cáscara de arroz y de girasol; bagazo de caña; licor negro; gases olorosos; metanol; casullo de cebada; residuos forestales y de aserradero como chips, aserrín y pellets; glicerina y rumen) y biomasa para la producción de biocombustibles.

En el caso de la leña, la oferta bruta fue de 465 ktep, 3% inferior a la registrada en 2021 y la menor desde 2006.

Respecto a los residuos de biomasa, la oferta bruta cayó un 1% en 2022 (1.692 ktep) respecto a 2021 (1.710 ktep). En el caso de la biomasa para la producción de biocombustibles, la oferta bruta para 2022 fue de 59 ktep y disminuyó un 25% respecto al año previo, debido principalmente a la baja en el consumo de biodiésel.

Residuos industriales:

Esta fuente incluye desechos no renovables como neumáticos fuera de uso (NFU), combustibles líquidos alternativos (CLA), aceites usados y combustibles sólidos residuales (CSR). En el caso de los CLA, están compuestos en su mayoría por hidrocarburos recuperados de aguas de sentina.¹³ Si bien la oferta bruta en 2022 aumentó un 3% respecto al año previo, los residuos industriales tuvieron una oferta bastante menor que el resto de los energéticos; el máximo se registró en 2020 con 9 ktep.

Carbón y coque de carbón:

En 2022 la oferta bruta de carbón mineral fue de 1,1 ktep, a diferencia de años previos en los que había sido despreciable. En el caso de coque de carbón, la oferta bruta fue similar a los últimos años, con valores menores a 1 ktep.

13- El agua de sentina está formada por fugas de agua salada, agua de refrigeración, fueloil y aceite lubricante, se produce por la desecación de tanques de lodo y sedimentación, por el drenaje de distintos procesos de limpieza y también por la presencia de partículas de hollín y suciedad.

FIGURA 16. Oferta bruta de leña y residuos de biomasa

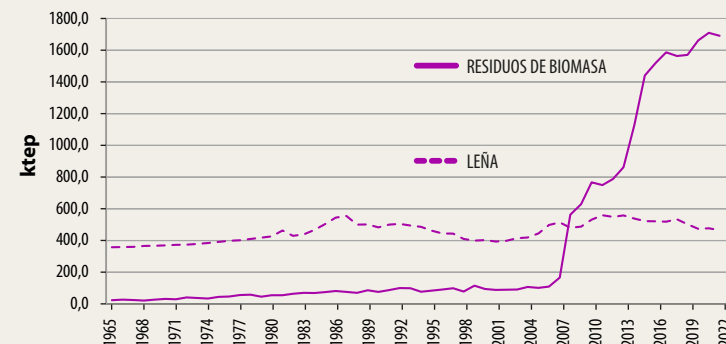
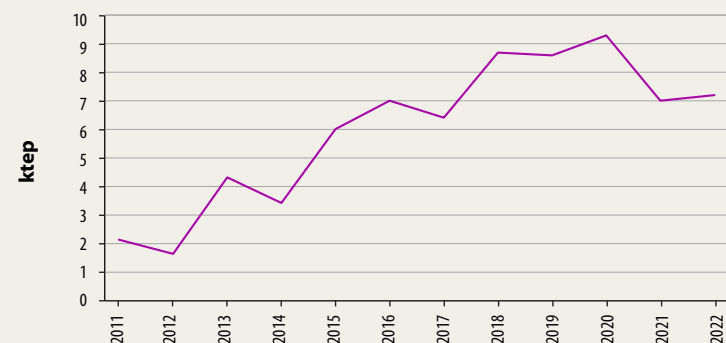


FIGURA 17. Oferta bruta de residuos industriales



Electricidad:

En 2022 hubo una importación total de electricidad de 7 ktep (84 GWh). Este valor fue marginal y del orden del que se venía dando antes de 2020, año en que la compra de energía eléctrica tuvo un aumento puntual.

Por su parte, en 2022 la exportación de electricidad fue de 122 ktep (1.416 GWh), la mitad que el año anterior y 23% más que en 2020; a su vez, esta exportación representó 10% de la generación. Se destaca que el máximo de exportación de electricidad de toda la serie histórica desde 1965 se dio en 2019 (259 ktep).

En 2022 se exportó menos de la mitad de electricidad que en 2019, máximo histórico de la serie.

3.1. Abastecimiento de energía

La matriz de energía primaria del país, también llamada “matriz de abastecimiento de energía”, ha tenido un crecimiento neto de 150% entre 1990 y 2022. Este último año, luego de crecer solamente 0,4% respecto a 2021, registró un nuevo valor récord de 5.669 ktep.

3.1.1. Matriz primaria por fuente

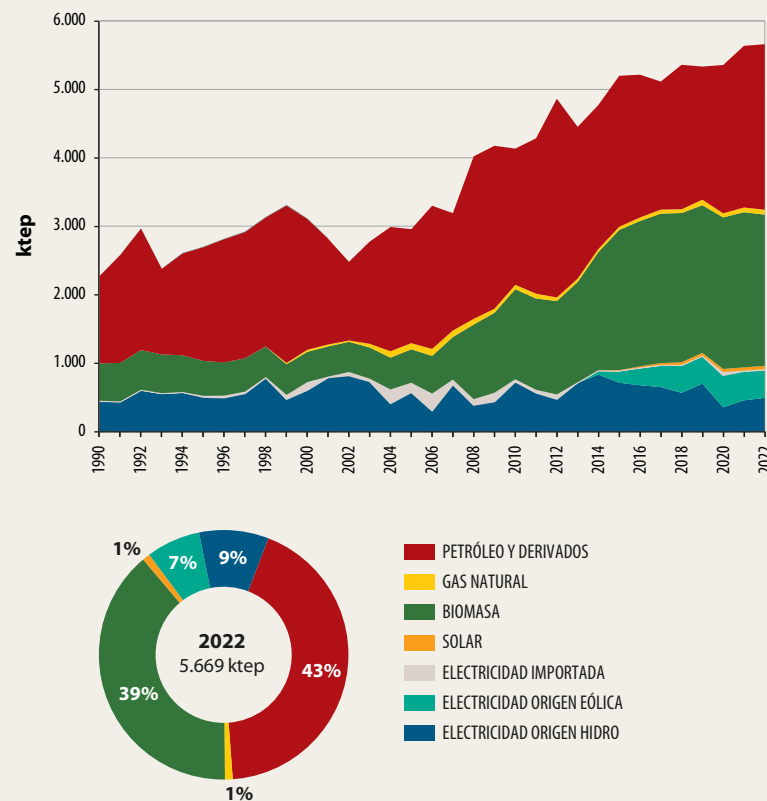
El abastecimiento de energía de 2022 fue el siguiente en orden de importancia: petróleo y derivados (2.419 ktep), biomasa (2.211 ktep), electricidad de origen hidro (489 ktep), electricidad de origen eólico (411 ktep) y, en menor medida, gas natural (72 ktep) y energía solar (51 ktep). Los valores de abastecimiento de residuos industriales, electricidad importada y carbón mineral y derivados fueron muy pequeños respecto al resto de las fuentes. El abastecimiento de energía solar incluyó tanto energía solar térmica como electricidad a partir de energía solar fotovoltaica.

En 2022, “petróleo y derivados” ocupó el primer lugar en la matriz primaria al igual que en 2021, luego de que por cinco años consecutivos la biomasa fuera la fuente de mayor abastecimiento. Cabe destacar que petróleo y derivados han sido históricamente las principales fuentes de aprovisionamiento, superadas por la biomasa solamente entre los años 2016-2020. Por su parte, la hidroelectricidad ocupó el segundo lugar hasta 2003-2005, años en los cuales comenzó a ser sobrepasada por la biomasa. A su vez, en 2020 pasó al cuarto lugar de importancia, dado que el tercer puesto lo ocupó la energía eólica. Finalmente, en 2021 y 2022, el abastecimiento de electricidad de origen hidro fue algo superior al de origen eólico y volvió a ser la tercera fuente en la matriz primaria.

Otras de las características de la matriz primaria de Uruguay en los últimos años fueron la diversificación de las fuentes de energía y la mayor participación de las fuentes renovables. El abastecimiento de petróleo y derivados permaneció prácti-

camente constante en valor absoluto desde 1965; sin embargo, la matriz de abastecimiento creció 150%. Este crecimiento fue consecuencia directa de la incorporación de nuevas fuentes de energía; por ejemplo, la biomasa correspondió al 39% de la matriz de abastecimiento de 2022, la participación de la hidroelectricidad fue de 9% y la energía eólica en conjunto con la energía solar fue de 8%.

FIGURA 18. Abastecimiento de energía por fuente



Al realizar un análisis para cada fuente de energía por separado, se destaca que la **biomasa** fue una de las fuentes que presentó cambios más significativos, no solo en la participación porcentual sino también en valor absoluto. En esta categoría se incluyen la producción y el comercio exterior (calculado como la importación menos la exportación), de las siguientes fuentes primarias y secundarias: leña, residuos de biomasa, biomasa para la producción de biocombustibles, bioetanol, biodiésel y carbón vegetal.

Entre 1990 y 2007 la biomasa se comportó de forma relativamente constante; sin embargo, a partir de 2008 pasó a tener un rol más protagónico y se consolidó como la segunda fuente más importante en el abastecimiento energético de Uruguay. Este gran crecimiento se desaceleró entre 2010 y 2011 y retomó su fuerte crecimiento a partir de 2012, cuando pasó de 1.366 ktep (2012) a 2.185 ktep (2017) y alcanzó su mayor participación en la matriz primaria (43%). Este comportamiento estuvo directamente asociado a la instalación de las plantas de celulosa en el país, como se verá más adelante.

Entre 2017 y 2022 la biomasa presentó pequeñas variaciones y registró una caída de 2,6% para el último año, hasta alcanzar los 2.211 ktep. Cabe destacar que, si bien en 2021 se logró el máximo valor de abastecimiento para esta fuente, la misma fue superada por el abastecimiento de petróleo y derivados y ocupó el segundo lugar en la matriz de abastecimiento, como se comentara anteriormente.

En el caso de **petróleo y derivados**, el abastecimiento incluye la importación de petróleo crudo para la producción de derivados en la refinería y el saldo neto del comercio exterior de derivados de petróleo. La participación de esta categoría en la matriz primaria ha sido variable, principalmente en función de las necesidades de derivados de petróleo para la generación eléctrica. En 1965, casi la totalidad de la matriz primaria fue de petróleo y derivados (79%). Es interesante destacar que si bien la participación disminuyó a 43% (2022), a lo largo de estos 58 años el abastecimiento ha permanecido re-

lativamente constante en términos absolutos, en el entorno de 1.900 ktep en promedio, como ya fue mencionado. En los últimos nueve años se registraron los menores niveles de participación de petróleo y derivados en la matriz primaria y en 2019 se dio el mínimo histórico (36%). En 2020 y 2021, el abastecimiento para estas fuentes tuvo crecimientos de 11% y 9% respectivamente, asociados a un mayor consumo de derivados para la generación de electricidad. Cabe señalar que el consumo final de derivados tuvo una contracción en 2020 debido a la reducción de la movilidad por efecto de la pandemia y en 2021 presentó un aumento de 9%, como se verá más adelante. Finalmente, en 2022 se volvió a registrar otro aumento de 2% en el abastecimiento de petróleo y derivados.

TABLA 3. Abastecimiento de energía por fuente

ktep	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2022
Electricidad importada (%)	4,4 0%	16,2 1%	114,2 4%	136,3 5%	33,3 1%	0,2 0%	7,2 0%
Electricidad origen hidro (%)	443,1 20%	503,5 19%	606,4 20%	574,8 19%	723,0 17%	710,9 14%	489,0 9%
Electricidad origen eólica (%)					6,0 0%	177,6 3%	411,3 7%
Solar (%)						7,2 0%	50,5 1%
Gas natural (%)			30,6 1%	89,3 3%	64,4 2%	45,8 1%	71,9 1%
Petróleo y derivados (%)	1.275,4 56%	1.661,0 62%	1.910,8 62%	1.666,9 56%	1.991,8 48%	2.207,8 42%	2.419,3 43%
Carbón y coque (%)	0,7 0%	0,5 0%	0,5 0%	1,9 0%	0,3 0%	0,1 0%	1,7 0%
Biomasa (%)	546,0 24%	510,2 19%	442,2 14%	488,9 17%	1.315,4 32%	2.049,0 39%	2.210,7 39%
Residuos industriales (%)						6,0 0%	7,2 0%
TOTAL (%)	2.269,6 100%	2.691,4 100%	3.104,7 100%	2.958,1 100%	4.134,2 100%	5.204,6 100%	5.668,8 100%

NOTA: El abastecimiento de energía solar incluye la energía solar térmica y la electricidad de origen solar fotovoltaico.

Si bien en 2022 la **electricidad de origen hidro** creció 8% respecto a 2021, representó un valor bajo de hidraulicidad, teniendo en cuenta los registros desde 1990. Esta condición de baja hidraulicidad, junto con la caída del abastecimiento de biomasa y electricidad de origen eólico, afectó la matriz primaria y contribuyó a que hubiera una menor participación de fuentes de energía renovables que el año anterior.

Es importante destacar la evolución que presentó la **electricidad de origen eólico** en la matriz primaria. En 2008, primer año de incorporación de la energía eólica de gran porte en Uruguay, la producción de electricidad fue de 0,6 ktep y aumentó hasta un máximo de 471 ktep en el año 2020, para luego descender 9% en 2021 y 4% en 2022. Entre 2014 y 2018 se dio su mayor crecimiento; la participación de la electricidad de origen eólico pasó de ser 1% a 8%. Aunque las cifras siguieron siendo pequeñas en la matriz de abastecimiento, en 2020 superó a la hidroelectricidad y alcanzó el tercer puesto en participación (9%).

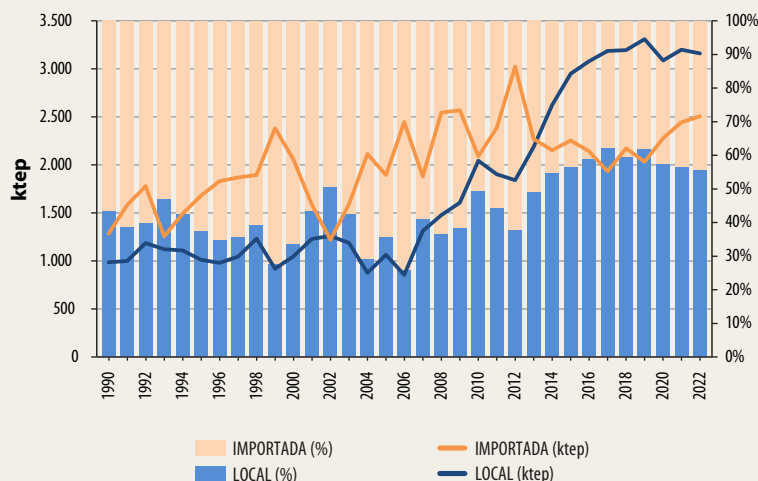
Las restantes fuentes que conformaron la matriz de abastecimiento de 2022 tuvieron participaciones muy pequeñas: gas natural (1%), solar (1%), residuos industriales (< 1%), electricidad importada (< 1%) y carbón y coque (< 1%).

3.1.2. Matriz primaria por origen

En el año 2022 el abastecimiento de energía fue 56% de origen local y 44% de origen importado. Teniendo en cuenta toda la serie, se identifica que en los últimos años se dieron las mayores participaciones de energía local en el abastecimiento, con valores mayores a 56%. En términos absolutos, cabe destacar que se registró un aumento neto en el abastecimiento de energía de origen local en los últimos años. En el período 1990-2006, el abastecimiento de energía de origen local se mantuvo en valores entre 854 ktep (2006) y 1.260 ktep (2002). Desde 2007 creció sostenidamente y alcanzó un valor máximo de 3.310 ktep en 2019. En los tres años posteriores se mantuvo en valores algo menores.

El abastecimiento de energía de origen importado ha sido variable en todo el período; registró un valor máximo de 3.023 ktep (2012) y un mínimo de 1.220 ktep (2002). Por último, para 2022 la energía importada fue 3% mayor a 2021.

FIGURA 19. Abastecimiento de energía por origen



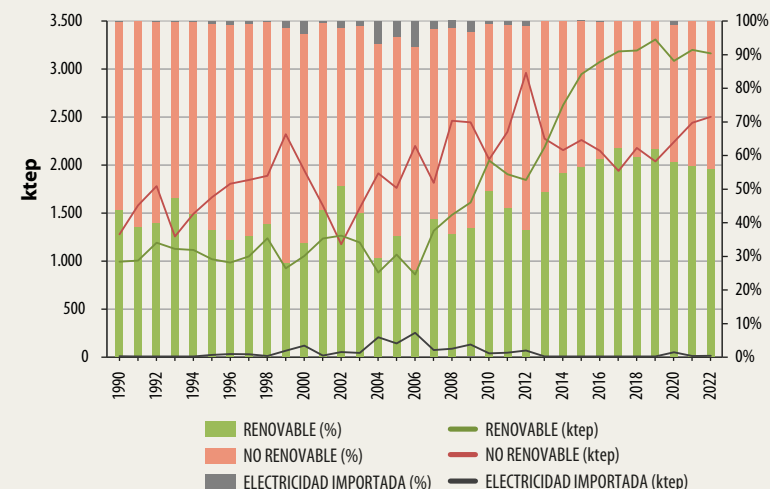
3.1.3. Matriz primaria por tipo

Desde el punto de vista del abastecimiento de energía, también se realiza la clasificación de las fuentes según sean de origen renovable o no renovable. En 2022, las fuentes de energía renovables (biomasa/ solar térmica/ electricidad de origen hidro, eólico y solar fotovoltaico) tuvieron una participación de 56% en la matriz de abastecimiento, mientras que 44% correspondió a las fuentes no renovables (petróleo y derivados/ gas natural/ carbón mineral y coque/ residuos industriales). La electricidad importada se informa en manera independiente dado que no se la puede clasificar en renovables o no renovables y fue de tan solo 0,1% en 2022.

Matriz primaria 2022: 56% energía renovable.

Existe una fuerte correlación entre el origen de la energía y el tipo. El abastecimiento de energía renovable tiene su principal origen en la producción nacional, mientras que para abastecer al país de fuentes no renovables se recurre a importaciones.

FIGURA 20. Abastecimiento de energía por tipo



El abastecimiento de energía renovable aumentó significativamente hacia el final del período 1990-2022 y triplicó el promedio registrado en los 15 años anteriores a 2005. En 2019 registró el máximo histórico de abastecimiento de fuentes renovables tanto en valor absoluto (3.306 ktep) como en participación (62%). Esta participación cayó a 56% en 2022; de todas formas, se mantuvo en el rango de los valores de 2015 en adelante.

La participación de las fuentes renovables en la matriz primaria ha tenido históricamente una fuerte influencia de los niveles de hidráulidad. Sin embargo, a partir de la diversificación de fuentes energéticas y la fuerte incorporación de fuentes autóctonas, se observó una disminución de la influencia de la variabilidad de la fuente hidro en la matriz de abastecimiento. Por ejemplo, si se compara la estructura de la matriz primaria de 2006 con la registrada en 2022 (que tienen participaciones similares de hidroelectricidad), se observa que en 2006 las fuentes renovables correspondieron al 26% del abastecimiento, mientras que en 2022 la participación de las renovables fue del 56%. Por esta razón, se concluye que la diversificación de la matriz también le da mayor robustez al sistema energético nacional.

3.2. Generación de energía eléctrica

En 2022 la generación de electricidad fue de 14.759 GWh (1.269 ktep), lo que representó un decrecimiento de 7% respecto al año anterior. Cabe destacar que la potencia se mantuvo prácticamente igual a la de 2021, como fuera mencionado en el capítulo de infraestructura.

La producción estuvo integrada por un 89% proveniente de centrales eléctricas de servicio público (1.133 ktep), mientras que el 11% restante fue generado por centrales eléctricas de autoproducción (136 ktep). Dichas producciones fueron 7% y 10% menores en comparación a 2021, respectivamente.

La demanda interna de energía eléctrica se abasteció prácticamente en su totalidad con producción nacional (99%) y no se tuvo que recurrir a altas importaciones de países vecinos. Se destaca que en 2020 hubo compras relevantes de energía eléctrica luego de siete años de importaciones marginales.

En 2022 la demanda de electricidad se abasteció casi en su totalidad con producción nacional.

En 2022 Uruguay exportó 1.416 GWh (122 ktep) de energía eléctrica, similar al promedio de los últimos años, con excepción de 2019 y 2021 que registraron los mayores niveles de exportación de electricidad desde 1965. Teniendo en cuenta el destino, en el último año el 94% de las exportaciones correspondieron a Argentina y el 6% a Brasil. En 2022 las exportaciones a Argentina se duplicaron, mientras que las ventas de electricidad a Brasil fueron prácticamente despreciables respecto al año anterior.

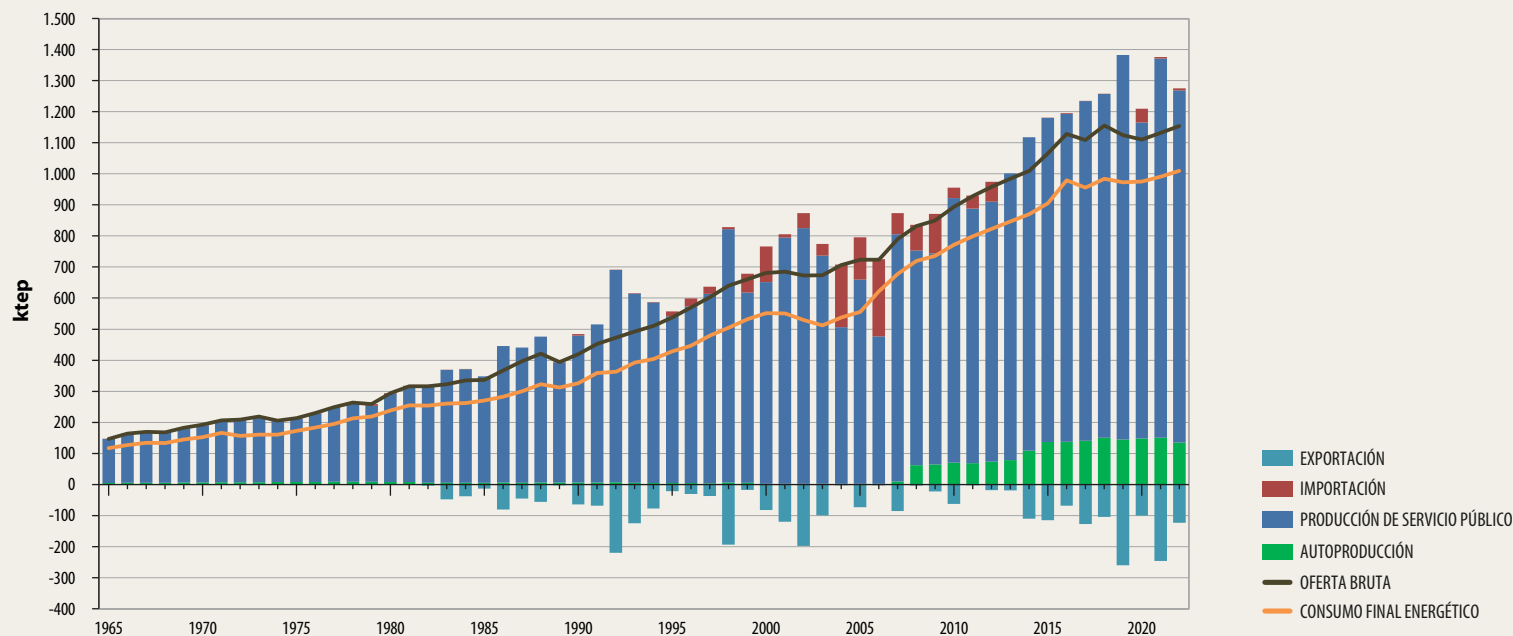
En relación a las fuentes de energía, en 2022 el 16% de la electricidad exportada correspondió a electricidad de origen fósil, mientras que casi un tercio se generó a partir de energía hidráulica. Por su parte, se destaca que entre octubre de 2017 y julio de 2020 Uruguay vendió electricidad de origen eólico a Argentina, a través de otros agentes generadores distintos a UTE.

En lo que refiere al consumo final energético de electricidad (calculado como la producción, más la importación, menos la exportación, menos las pérdidas técnicas y el consumo propio), el mismo creció 2% respecto a 2021. Es de destacar que el consumo final energético que se abastece desde el SIN (sin considerar la electricidad generada por centrales eléctricas de autoproducción) tuvo un crecimiento algo mayor (4%).

Históricamente la energía hidráulica ha tenido un rol importante en la generación de electricidad del país. En particular, a partir de 1979 la participación de dicha fuente comenzó a aumentar en el mix de generación con la instalación de la central de Salto Grande en el río Uruguay. Recién en el año 1995 Uruguay alcanzó el derecho al 50% de la potencia y producción, en el marco de un convenio acordado con Argentina.

Como fue señalado, la generación eléctrica en el país ha experimentado una diversificación de sus fuentes. Entre 1965 y 2000 aproximadamente, solo tres fuentes de energía participaban mayoritariamente en la matriz de generación: hidroenergía, fueloil y gasoil. Sin embargo, comenzaron a ser utilizadas nuevas fuentes para generación de electricidad, algunas aún en forma marginal, pero con una tendencia creciente en su consumo (residuos de biomasa, energía eólica y solar). El gas natural, si bien ingresó en 1998, sigue manteniendo una participación marginal.

FIGURA 21. Balance eléctrico

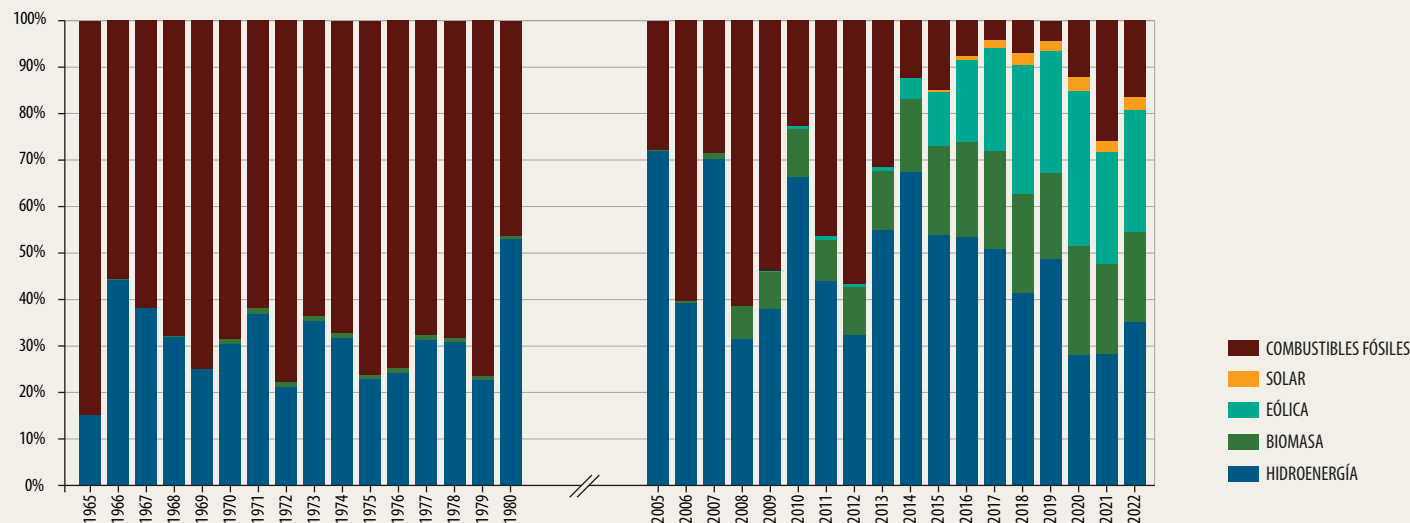


Por otra parte, existe una complementariedad entre la disponibilidad de energía hidráulica y el consumo de combustibles fósiles utilizado para generación eléctrica, algo que se evidencia en mayor medida en los primeros años de la serie histórica. En cambio, en años recientes, la diversificación de fuentes en la matriz de generación reflejó un menor consumo de combustibles fósiles frente a una baja disponibilidad de hidroenergía como insumo para generación.

En 2022 la generación eléctrica de **origen hidro** creció 8 % respecto al año anterior; sin embargo, se mantuvo en bajos niveles de producción, en un contexto de más de tres años de sequía. La electricidad a partir de energía solar creció 4 %, mientras que la electricidad de origen eólico y a partir de biomasa disminuyó 4 % y 11 % entre 2021 y 2022, respectivamente. Por su parte, la generación eléctrica de origen fósil fue prácticamente la mitad. El principal combustible utilizado fue el gasoil, cuyo consumo para generación (223 ktep) cayó 44 % con respecto a 2021, seguido, en menor medida, por el fueloil con un consumo para generación de 34 ktep y una disminución de 45 %.

Respecto a la **energía eólica**, en el año 2008 comenzó a formar parte del mix de generación y tuvo un crecimiento lento en sus primeros años de desarrollo. Sin embargo, a partir de 2013 experimentó un aumento muy importante como fuente de generación de electricidad. Pasó de 144 GWh a 5.476 GWh en 2020, año en el cual registró el mayor nivel de generación y participación (40 %) y se posicionó como la principal fuente de generación eléctrica del año. En 2021 y 2022 se registró una caída de 9 % y 4 % en la generación a partir de energía eólica, respectivamente, y volvió a ser superada por la hidroelectricidad. Es de destacar que entre 2020 y 2022 no se incorporó potencia instalada de generadores eólicos y la mayor producción respecto a 2019 se logró en función de bajos niveles de energía no utilizada (1 % de la producción). Es de subrayar que para 2019 la energía no utilizada fue de 7 % respecto a la producción.

FIGURA 22. Participación de los insumos en la generación de energía eléctrica



En el caso de la **biomasa**, a partir de 2006 empezó a tener una mayor participación como insumo para la producción eléctrica, con un aumento destacable a partir de 2008. Esta situación respondió a la entrada en vigencia de los contratos de compra de electricidad a partir de biomasa realizados por UTE con productores privados conectados al SIN, que se valieron de residuos de biomasa para generación de electricidad en la industria de la pulpa de celulosa. A lo largo de estos últimos años hubo un aumento importante en la generación de electricidad con biomasa al punto que, en diez años, se logró triplicar su valor. De todas formas, y si bien se registró un crecimiento continuo, en 2016 la biomasa perdió el segundo lugar de participación en la matriz eléctrica (logrado en 2014) y fue desplazada por la eólica al tercer lugar. En especial para 2022, la electricidad generada a partir de biomasa cayó 11 % respecto al año previo y fue la menor de los últimos 6 años.

La energía **solar** constituye un insumo para la generación de electricidad que ha tenido un incremento destacable, si bien su participación ha sido pequeña respecto al resto de las fuentes. En 2022 la generación eléctrica de origen solar (503 GWh) creció 4% con respecto a 2021 y alcanzó un nuevo récord de generación desde su incorporación en el país en 2014. Se destacan los años 2017, 2018 y 2019 en los cuales la generación eléctrica de origen fotovoltaico superó la correspondiente a combustibles fósiles.

En el caso de la microgeneración fotovoltaica conectada a la red, en el último período se registró un aumento muy importante, ya que pasó de 2.110 MWh (2014) a 50.793 MWh (2022). Desde el punto de vista sectorial, la distribución en 2022 fue la siguiente en orden de importancia: comercial y servicios (56%), industrial (21%), agro (14%) y residencial (9%). En los sectores agro y residencial la mayor parte de la electricidad generada a partir de microgeneración fotovoltaica fue entregada a la red (67% y 64% respectivamente). Por su parte, en el sector industrial el 55% de la electricidad generada por microgeneración fotovoltaica fue autoconsumida, en tanto, en el sector comercial y servicios la mitad de la genera-

ción se entregó a la red y la otra mitad fue consumida por los propios establecimientos.

FIGURA 23. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector

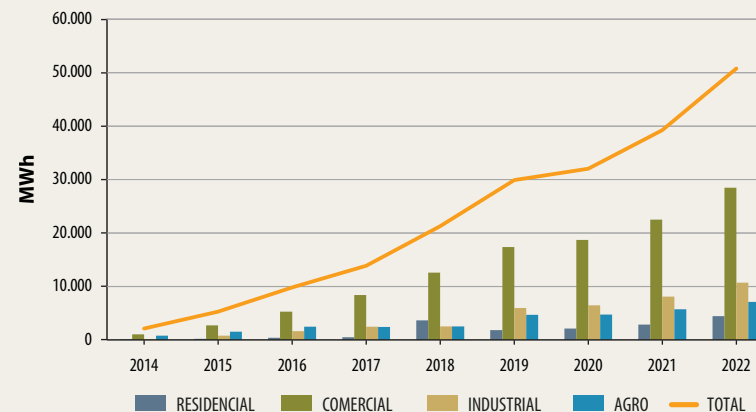


TABLA 4. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar

MWh		2014	2016	2018	2020	2022
Residencial	EER	94	352	2.203	1.536	2.851
	EA	28	50	1.441	590	1.600
	GT	122	402	3.644	2.126	4.451
Comercial	EER	393	3.051	9.213	10.012	13.874
	EA	634	2.222	3.365	8.684	14.634
	GT	1.027	5.274	12.578	18.696	28.508
Industrial	EER	122	708	1.664	2.844	4.825
	EA	19	948	871	3.619	5.882
	GT	141	1.656	2.536	6.464	10.707
Agro	EER	612	2.076	1.721	3.650	4.750
	EA	207	414	787	1.085	2.376
	GT	820	2.490	2.508	4.735	7.126
TOTAL	EER	1.222	6.187	14.802	18.043	26.300
	EA	889	3.635	6.464	13.979	24.492
	GT	2.110	9.821	21.266	32.021	50.793

NOTAS:

EER: Electricidad entregada a la red, EA: Electricidad autoconsumida, GT: Generación total.

La generación de electricidad se puede analizar desde dos puntos de vista: por un lado, considerando los **insumos para generación** y, por el otro lado, teniendo en cuenta la **energía eléctrica generada por fuente**. Cabe destacar que la matriz de generación eléctrica presenta una estructura diferente a la matriz de insumos para generación, ya que considera las eficiencias de transformación para las distintas fuentes. Se destaca que, según la metodología de balances energéticos, las eficiencias de algunas fuentes se consideran del 100 %. Tal es el caso de la electricidad de origen eólico y solar fotovoltaico, para las cuales la fuente primaria (energía eólica o solar) es igual a la electricidad producida. Para el resto de los casos, las eficiencias de transformación resultan en valores menores a 100 % dependiendo de las características de los procesos de obtención de electricidad. En el año 2022 se registró una eficiencia global de transformación de 81 %, con una mejora de eficiencia de 4 puntos respecto a 2021. Esto se explica porque en el último año hubo una participación mucho menor de generación de origen fósil, fuentes que tienen asociadas eficiencias de transformación menores que las de origen renovable.

Por otro lado, el año 2012, que presentó un nivel de hidraulicidad similar al de 2022, registró una eficiencia global de transformación de 56 %. Este mejor desempeño del sector de generación en 2022 frente a situaciones ambientales desfavorables como fue la hidrocondición, se explicó por la incorporación de fuentes renovables como la eólica, que fue la segunda fuente de generación en 2022.

3.2.1. Matriz de insumos para generación de electricidad

Los insumos para generación registraron un crecimiento neto en todo el período y pasaron de 399 ktep (1965) a 1.565 ktep (2022). El menor consumo se registró en 1966 (315 ktep) y el máximo en 2021 (1.780 ktep).

La matriz de insumos para generación ha presentado fuertes variaciones a lo largo de los años, así como también experimentó una diversificación de las fuentes de energía hacia el final del período, como se ha mencionado. En 2022 la mayor participación en los insumos para generación correspondió a hidroenergía (549 ktep), seguida por energía eólica (411 ktep), biomasa (305 ktep) y gasoil (223 ktep). En menor medida, participó la energía solar (43 ktep) y el fueloil (34 ktep).

FIGURA 24. Insumos para generación de electricidad

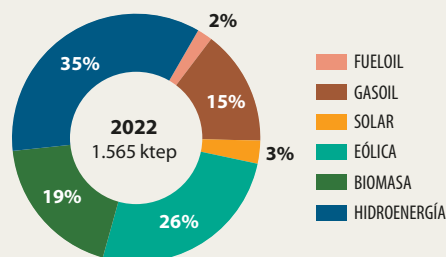
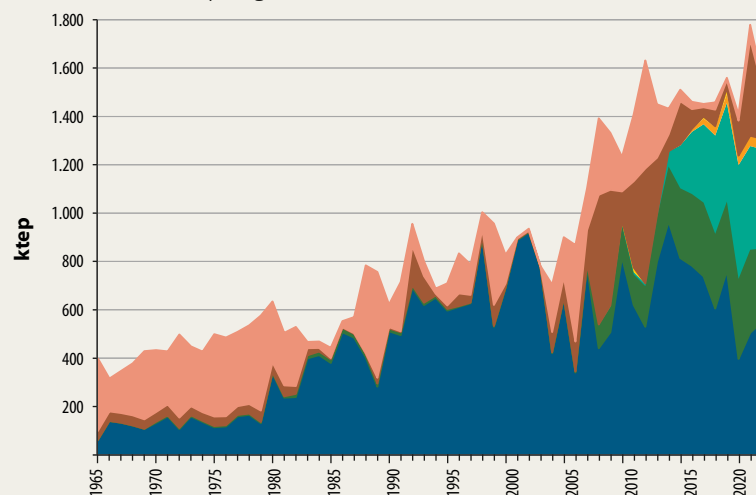


TABLA 5. Insumos para generación de electricidad

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Hidroenergía	60,2	113,7	379,8	596,4	647,2	814,0	548,7
(%)	15%	23%	86%	84%	72%	54%	35%
Eólica						177,6	411,3
(%)						12%	26%
Solar						4,2	43,3
(%)						0%	3%
Leña			5,0	5,0	0,8	4,8	1,6
(%)			1%	1%	0%	0%	0%
Residuos de biomasa	0,4	4,8	10,0	1,8	2,0	283,8	303,1
(%)	0%	1%	2%	0%	0%	19%	19%
Gasoil	37,3	39,5	5,1	14,6	84,3	178,9	223,1
(%)	9%	8%	1%	2%	9%	12%	15%
Gasolina							0,0
(%)							0%
Fueloil	301,1	340,8	42,6	91,5	165,3	47,5	33,7
(%)	75%	68%	10%	13%	18%	3%	2%
Gas natural					0,6	0,0	
(%)					0%	0%	
TOTAL	399,0	498,8	442,5	709,3	900,2	1.510,8	1.564,8
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

NOTA: El gasoil incluye diésel oil hasta 2003 inclusive.

3.2.2. Matriz de generación de electricidad por fuente

En 2022 la hidroelectricidad aumentó 8% respecto a 2021 y mantuvo el primer puesto en la matriz eléctrica (5.686 GWh). En segundo lugar, se registró la producción de electricidad de origen eólico (4.783 ktep) que disminuyó 4%, seguida por la electricidad a partir de biomasa (2.438 GWh) con un 11% de disminución respecto al año anterior. La electricidad a partir de energía solar creció 4%, sin embargo, su participación bajó a 3%.

El cambio más destacado en 2022 fue la gran disminución de la generación térmica fósil que fue prácticamente la mitad en comparación con 2021 y representó el 9% de la matriz de generación. Como consecuencia, la participación de las fuentes de origen renovable en la matriz de generación eléctrica pasó de 85% a 91% en el último año.

En 2022 la generación de electricidad fue 91% de origen renovable.

FIGURA 25. Generación de electricidad por fuente.

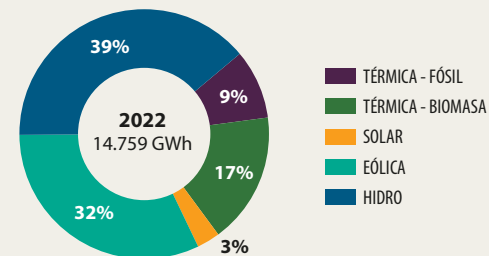
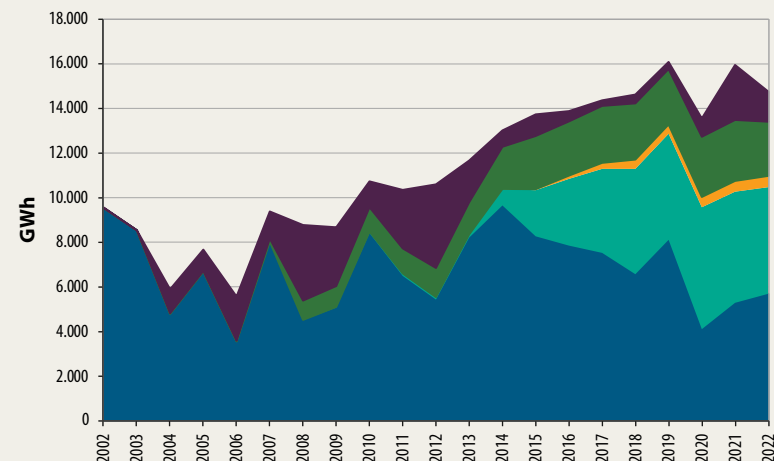


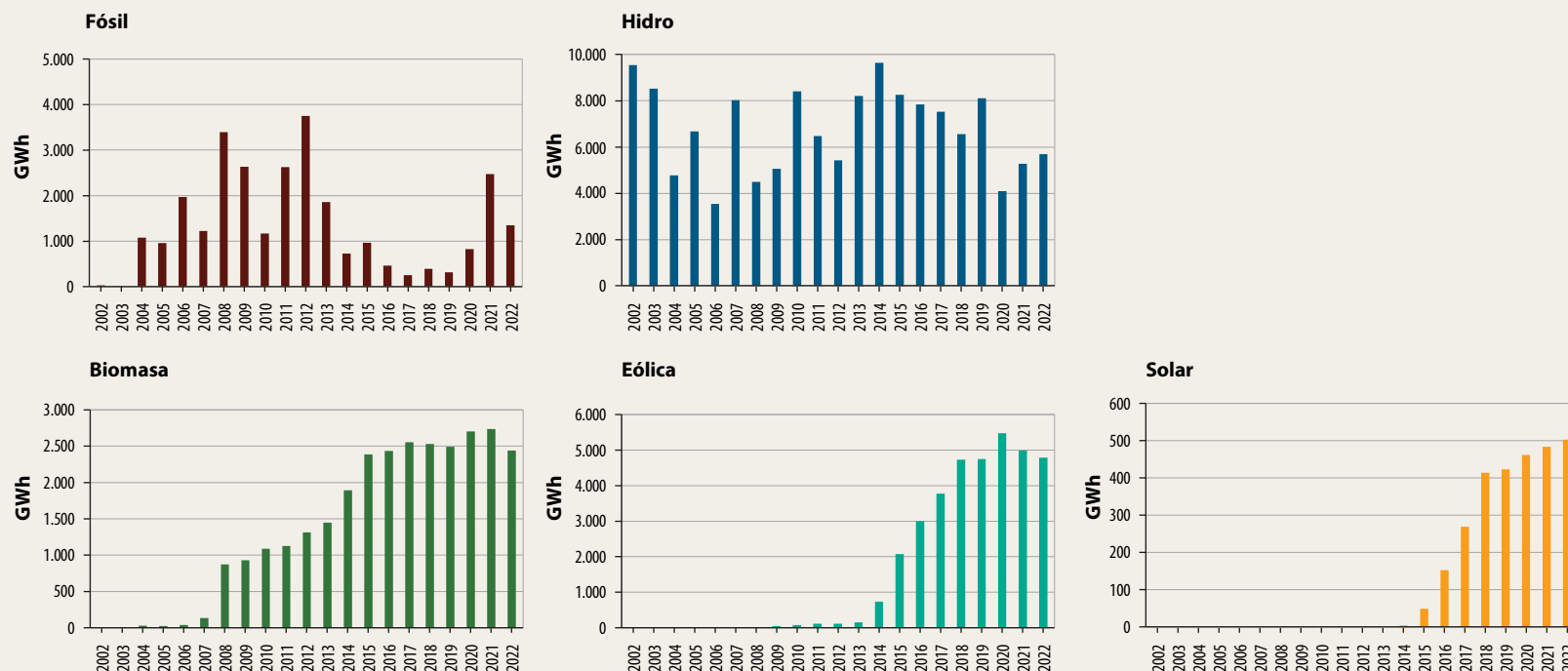
TABLA 6. Generación de electricidad por fuente

GWh	2002	2005	2010	2015	2020	2022
Térmica (fósil)	26,4	956,3	1.165,1	962,6	824,9	1.349,3
(%)	0%	12%	11%	7%	6%	9%
Térmica (biomasa)	0,0	24,5	1.089,8	2.388,4	2.700,8	2.437,7
(%)	0%	0%	10%	17%	20%	17%
Hidráulica	9.535,3	6.683,6	8.407,2	8.266,0	4.093,9	5.685,7
(%)	100%	87%	78%	60%	30%	39%
Eólica			69,9	2.065,1	5.475,5	4.783,1
(%)			1%	15%	40%	32%
Solar				48,7	462,1	503,0
(%)				0%	4%	3%
TOTAL	9.561,7	7.664,4	10.732,0	13.730,8	13.557,1	14.758,7
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%

La evolución de la matriz de generación de electricidad por fuente también reflejó las características antes mencionadas de variabilidad, complementariedad y diversificación. Hasta la década del 80 la generación de energía eléctrica provino principalmente de combustibles fósiles; a partir del año 1979 la hidroelectricidad registró participaciones altas en el mix de generación. Por su parte, en los últimos años fueron incorporadas nuevas fuentes de energía.

Si se compara el año 2022 respecto al 2012 se observa que la generación eléctrica total creció 39%. En cuanto a las fuentes, la generación de electricidad de origen hidro aumentó tan solo 5% y la de origen fósil disminuyó 64%. De esta manera, se puede observar la importancia que ha tenido la incorporación de las fuentes autóctonas en estos últimos 15 años, que aportó ventajas claras en la diversificación de la matriz de generación.

FIGURA 26. Generación de electricidad a partir de cada fuente



3.2.3. Generación de electricidad en la Antártida

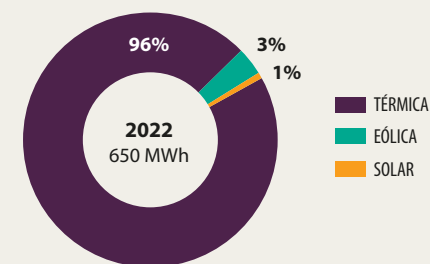
Uruguay tiene dos bases en la Antártida que se ubican cercanas a la Península Antártica: la Base Científica Antártica Artigas y la Estación Científica Antártica Ruperto Elichiribehety.¹⁴ Las mismas cuentan con generadores de electricidad de diferentes tipos: dos paneles fotovoltaicos de potencia 1 y 6 kW respectivamente, un generador eólico de potencia 6 kW y un generador diésel.

En el año 2022 se registró una producción total de 650 MWh de electricidad. La participación de las diferentes fuentes resultó en una generación de 5 MWh de electricidad de origen solar fotovoltaico, 23 MWh de electricidad de origen eólico y 622 MWh de electricidad de origen térmico.

En cuanto al consumo de combustibles fósiles, se registró un consumo de 180,3 m³ de gasoil para generación de electricidad y 2,9 m³ de gasoil para usos en el transporte.

Se destaca que, por metodología IRES la generación de electricidad en la base uruguaya de la Antártida no se contempla en las estadísticas nacionales, por lo que se presenta en este apartado a modo informativo.

FIGURA 27. Generación de electricidad por fuente en la Antártida



¹⁴- Ministerio de Defensa Nacional (MDN), Bases Antárticas, <<https://www.gub.uy/ministerio-defensa-nacional/politicas-y-gestion/bases-antarticas>>, (14/09/2023).

3.3. Producción de derivados de petróleo

En el año 2022 la refinería operó de manera habitual. El procesamiento de crudo fue similar al año previo y 10 % superior a 2020, año en que se dieron restricciones en la movilidad con motivo de la pandemia, que impactaron de manera directa en el consumo de derivados de petróleo en el sector transporte y, por lo tanto, en la producción de combustibles.

Por su parte, en 2022 fueron elaborados 2.131 ktep de derivados de petróleo con 14 ktep de pérdidas de transformación. El producto mayoritario fue gasoil (986 ktep), seguido por gasolinas automotoras (622 ktep) y fueloil (224 ktep). En menor medida, hubo producción de GLP (supergás y propano), queroseno y turbocombustible, entre otros productos.

El proceso de refinación genera productos que son consumidos en el mismo proceso. En el año 2022 se produjeron 72 ktep de gas fuel y 29 ktep de coque de petróleo. Estos consumos están contabilizados en la matriz de resultados bajo la denominación “consumo propio del sector energético”. En el caso del fuel gas, existe una cantidad que se reporta como “energía no aprovechada” y como “pérdidas”, en caso de corresponder.

La estructura de producción de la refinería experimentó algunos cambios a lo largo de estos 58 años. Hasta los primeros años de la década del 80 la principal producción correspondió a fueloil (45 % en 1965; 39 % en 1982). Sin embargo, a partir de 1983 el principal producto elaborado fue gasoil (salvo algunos años particulares), cuya producción ha registrado un crecimiento neto en todo el período, no solo en valor absoluto sino también en participación; alcanzó 46 % en 2021 y 2022. De manera contraria, la elaboración de fueloil fue a la baja en todo el período de estudio y registró una participación de tan solo 11 % desde 2018.

En cuanto a las gasolinas automotoras, si bien históricamente registraron el tercer lugar en términos de participación, a partir de 2011 superaron al fueloil y pasaron al segundo lugar en la estructura de producción. En los años en que la refinería tuvo paradas de mantenimiento se verificó una disminución en los niveles de procesamiento de crudo y de producción de derivados.

FIGURA 29. Estructura de producción de la refinería

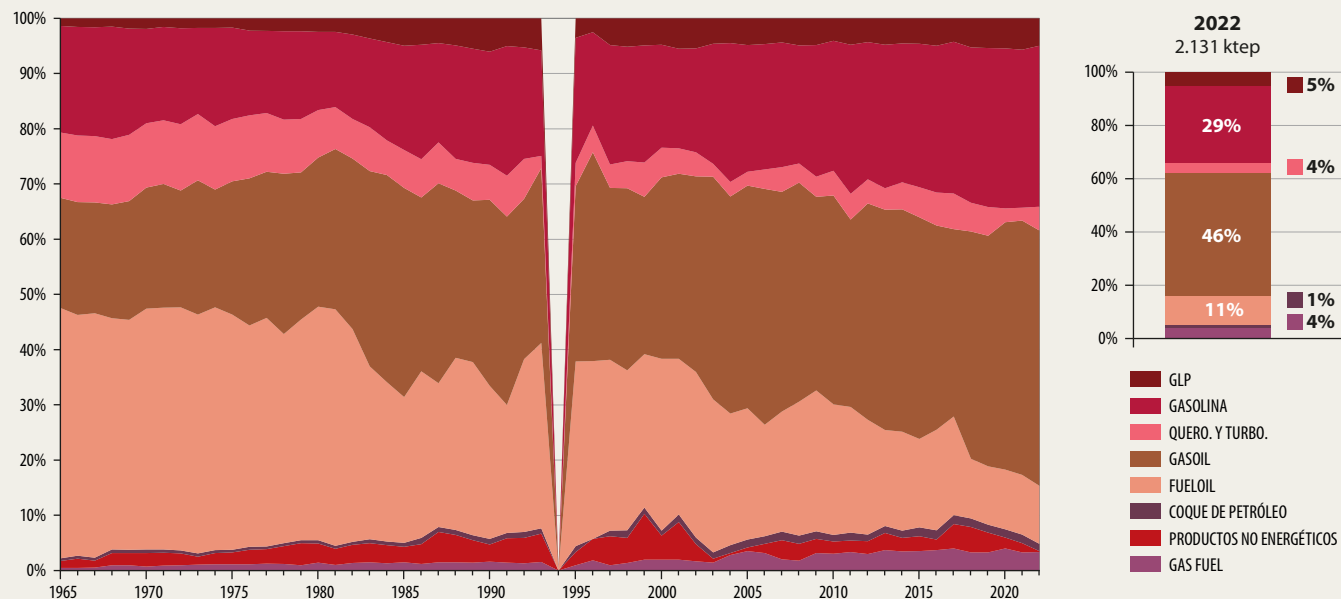


TABLA 7. Producción de la refinería

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
GLP	21,1	29,5	29,5	46,8	99,4	87,6	105,3
(%)	1%	2%	2%	4%	5%	5%	5%
Gasolina	290,7	294,7	294,7	301,9	469,6	492,9	621,6
(%)	19%	17%	17%	23%	23%	26%	29%
Quero y turbo	177,9	201,0	201,0	57,0	51,9	103,4	90,9
(%)	12%	11%	11%	4%	3%	5%	4%
Gasoil	301,2	429,1	429,1	422,7	825,9	760,7	985,9
(%)	20%	24%	24%	32%	40%	40%	46%
Fueloil	683,2	756,5	756,5	446,8	486,8	304,6	223,7
(%)	45%	43%	43%	33%	24%	16%	11%
Coque de petróleo	7,5	8,5	8,5	14,1	29,7	29,9	28,6
(%)	0%	0%	0%	1%	1%	2%	1%
Productos no energéticos	18,6	38,6	38,6	31,5	12,6	50,8	3,0
(%)	1%	2%	2%	2%	1%	3%	0%
Gas fuel	7,3	20,0	20,0	13,0	72,6	67,3	71,5
(%)	0%	1%	1%	1%	4%	4%	4%
TOTAL	1.507,5	1.777,9	1.777,9	1.333,8	2.048,5	1.897,2	2.130,5
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

NOTAS: 1) Si bien desde 2010 se comercializa gasolinas automotoras con bioetanol, el dato de producción de gasolina no incluye el biocombustible. 2) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012. Desde 2013 en adelante no hubo más producción de diésel oil. Si bien desde 2010 se comercializa gasoil con biodiésel, el dato de producción de gasoil no incluye el biocombustible.

RESUMEN DEL CAPÍTULO 4

Demanda de energía

En 2022 el consumo final energético alcanzó un nuevo máximo (4.836 ktep), levemente superior al año previo. Fue liderado por los derivados de petróleo (40 %) y la biomasa (38 %; que corresponde a leña, residuos de biomasa, carbón vegetal y biocombustibles). En tercer lugar, se ubicó el consumo de electricidad (21 %) mientras que el consumo de gas natural volvió a ser muy pequeño (1 %).

Desde un punto de vista sectorial, la matriz de consumo final de 2022 tuvo la siguiente integración: industrial (42 %), transporte (29 %), residencial (18 %), comercial/servicios/sector público (7 %) y actividades primarias (4 %). En el último año el principal sector de consumo final volvió a ser el industrial, situación que ha caracterizado a la demanda energética en Uruguay desde 2008.

El consumo final energético del **sector industrial** fue 2.036 ktep en 2022, 3 % inferior al registrado en 2021 y similar a 2020. En 2022 los establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron (45 %). Por su parte, la rama “papel y celulosa” representó el 61 % del consumo industrial para dicho año, basado principalmente en el uso de residuos de biomasa.

El consumo final energético del **sector transporte** fue de 1.419 ktep en 2022, lo que representó un aumento de 4 % respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias; el gasoil y las gasolinas automotoras predominaron. En 2022, la mezcla promedio de bioetanol en gasolina automotora fue de 9,5 % (volumen), mientras que en el correr del año se dejó de mezclar biodiésel en gasoil y resultó en una mezcla promedio de 0,6 %.

El comportamiento del consumo de combustibles en el sector transporte está influenciado de forma directa por el parque

vehicular, tanto por su tamaño como por la participación de los distintos tipos de vehículos y el combustible que utilizan. Es de destacar la penetración que están teniendo los vehículos eléctricos e híbridos, que si bien en 2022 representaron tan solo 0,7 % del parque vehicular (considerados en conjunto), año a año se viene registrando un aumento en sus ventas.

El consumo final energético del **sector residencial** en 2022 fue 855 ktep, 1 % mayor respecto al año anterior. Ante la baja industrialización con la que cuenta el país el sector residencial es el principal sector de consumo eléctrico en Uruguay. En 2022, si bien existió una variedad importante de fuentes consumidas, la distribución se centró mayoritariamente en 3 o 4 energéticos, entre los cuales la electricidad fue el principal, seguida por biomasa (leña y residuos de biomasa) y GLP. En 2022 el 38 % del consumo de electricidad se dio en Montevideo y el 62 % en el resto del país. Una distribución similar tuvo el consumo de GLP, 46 % y 54 %, respectivamente. Por su parte, el mayor consumo de gas natural se registró en la capital (91 %) mientras que el de leña en el interior (80 %).

Por otra parte, el consumo final energético del **sector comercial/servicios/sector público** fue de 341 ktep en 2022, con un crecimiento de 6 % respecto al año anterior. El principal energético consumido en este sector ha sido históricamente la electricidad, con participaciones superiores al 80 % desde el año 2006.

Finalmente, el **sector de actividades primarias** comprende a los sectores agro, minería y pesca. El consumo final fue de 181 ktep en 2022, 2 % superior al año anterior. El gasoil fue históricamente el energético de mayor consumo con un valor de 130 ktep y una participación de 72 % en 2022.

4 DEMANDA DE ENERGÍA



4. Demanda de energía

Se entiende por “consumo final total de energía” al consumo de los siguientes sectores: residencial, comercial/servicios/sector público, transporte, industria y actividades primarias (agro, minería y pesca). No incluye el consumo del sector energético utilizado para la producción o transformación de energía (consumo de energía de refinería, centrales eléctricas, etc.), también llamado “consumo propio” del sector (no es el insumo que se utiliza para transformación). A su vez, el consumo final de energía puede ser para usos energéticos (cocción, iluminación, calor de procesos, fuerza motriz, etc.) o para usos no energéticos (lubricación, limpieza, etc.).

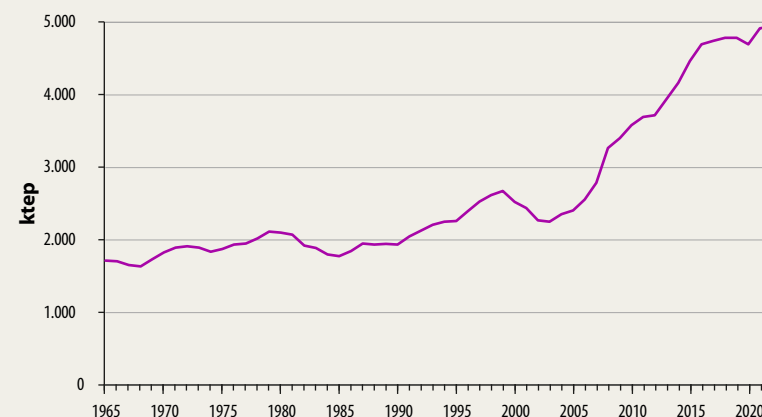
El consumo final total creció desde 1.715ktep en 1965 a 2.677ktep en 1999. A partir de ese año, el consumo final total comenzó a disminuir hasta el año 2003 inclusive cuando alcanzó un mínimo relativo de 2.251ktep, debido a la crisis económica que afectó a Uruguay en los primeros años del siglo XXI. A partir de 2004 esta tendencia a la baja se revirtió y comenzó a crecer nuevamente hasta superar, recién hacia 2007, los valores de consumo previos a la crisis. En los años siguientes el consumo final total registró un crecimiento sostenido que se mantuvo hasta 2020, año en que tuvo una nueva caída. En 2021 volvió a crecer y se alcanzó un nuevo máximo de consumo de 4.943ktep en 2022, levemente superior al año previo.

La disminución de 2020 estuvo directamente relacionada con la pandemia que se inició el 13 de marzo con los primeros casos positivos de COVID-19 en el país. Una de las medidas que tomó el gobierno fue la restricción en la movilidad, la cual afectó la demanda final de energía, sobre todo en lo referente a los derivados de petróleo (gasoil y gasolinas), energéticos vinculados al transporte. Otro de los motivos asociados a la baja en el consumo final de ese año fue la recesión económica que tuvo el país; la caída del PIB fue de 6,3% ese año.

Si se considera toda la serie temporal de Balance Energético desde 1965 a 2022, solo se registraron otros tres años con caídas tan fuertes de la economía: 1982, 1983 y 2002.

Como se ha comentado, entre 2004 y 2019 el consumo final total de energía mostró una tendencia creciente a una tasa promedio de 5% anual. Este valor superó la tendencia de los años 90, cuando se registró una tasa promedio de 4%. En 2008 hubo un aumento en el consumo final total de 17%, que estuvo asociado principalmente al fuerte crecimiento de la industria de la celulosa.

FIGURA 30. Consumo final total de energía



En el año 2022 el consumo final no energético fue de 108ktep, similar al año anterior. Prácticamente la totalidad de dicho consumo (106ktep) correspondió a productos no energéticos.

Dado que el consumo final para usos no energéticos fue tan solo el 2% del consumo final total, no amerita realizar un análisis por fuente. Por esta razón, a continuación, se analiza el comportamiento del consumo final energético y su desagregación por fuente y por sector.

4.1. Consumo final energético por fuente

Las fuentes de energía consumidas en los diferentes sectores de actividad incluyeron principalmente derivados de petróleo, biomasa, electricidad y gas natural.

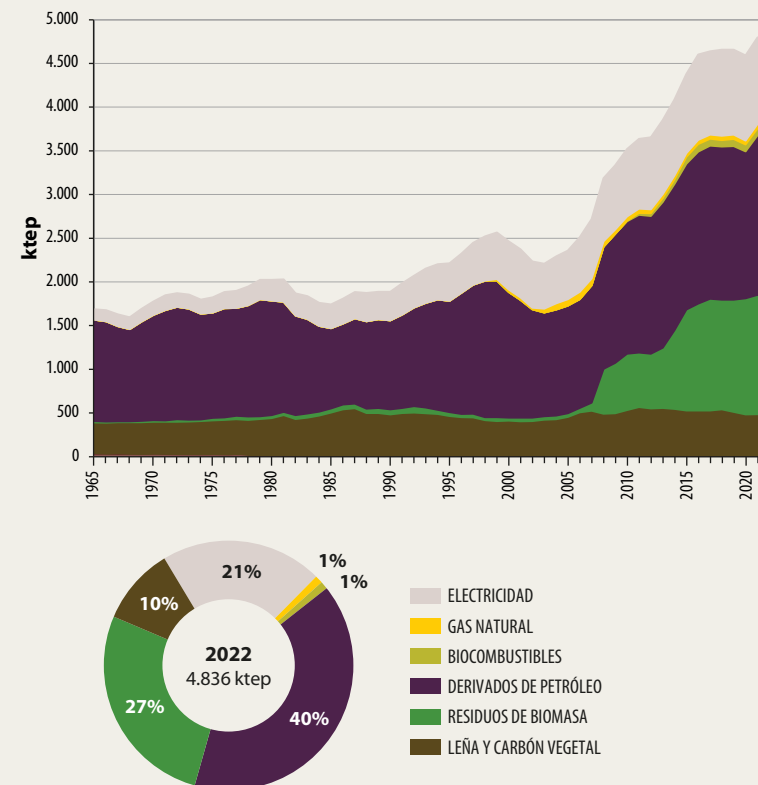
En 2022 el consumo final energético fue liderado por los derivados de petróleo (1.922 ktep; 40%), luego que por siete años consecutivos el principal consumo estuviera asociado a la biomasa (leña, carbón vegetal, residuos de biomasa y biocombustibles), que en 2022 registró un consumo de 1.837 ktep (38%). En tercer lugar se ubicó el consumo de electricidad (1.011 ktep, 21%) mientras que el consumo de gas natural volvió a ser muy pequeño (1%).

Respecto a los derivados de petróleo, históricamente han tenido la mayor participación en la matriz de consumo final energético. En los últimos 20 años presentaron un comportamiento muy similar a la electricidad, aunque su consumo se vio afectado durante la crisis de principio de siglo, con tasas negativas hasta el año 2003. A partir de 2004 el consumo de los derivados volvió a aumentar, con tasas de crecimiento anual comprendidas entre 0,4% y 7,7%. En el año 2020 volvió a registrar una disminución en el consumo (-5%), seguida por un posterior crecimiento de 9% en 2021 y 5% en 2022.

En el caso de la biomasa, su consumo ha estado presente en toda la serie histórica, con la particularidad de que fue relativamente constante por más de 40 años con un promedio de 470 ktep de consumo final energético. Recién a partir de 2007 registró un aumento que se mantuvo hasta 2021, comportamiento que estuvo influenciado por el consumo de residuos de biomasa. En 2022, todas las fuentes asociadas a la biomasa registraron descensos en sus consumos: -2% para leña y carbón vegetal, -3% en el caso de residuos de biomasa y -39% para los biocombustibles. Este último comportamiento estuvo influenciado principalmente por la baja en el consumo de biodiésel, como se verá más adelante.

Por residuos de biomasa se hace referencia a residuos forestales y de aserradero, licor negro, bagazo de caña, cáscara de arroz, cáscara de girasol, casullo de cebada y otros. Desde 2007 se ha producido un aumento importante en el consumo de residuos en la industria de celulosa, fundamentalmente de licor negro. Para los años 2007 y 2008 las tasas de crecimiento en el consumo de residuos de biomasa fueron del 91% y 447%, respectivamente, situación que volvió a repetirse en 2014 y 2015 con tasas de crecimiento de 30% y 28%. Por su parte, en el año 2011 cayó el consumo (3%), lo que se explica por la disminución en el Producto Interno Bruto en las industrias de papel y madera, ramas industriales que consumen aproximadamente 80% de los residuos de biomasa del sector industrial.

FIGURA 31. Consumo final energético por fuente



Por su parte, cabe señalar que el valor de consumo de leña que figura para los diferentes sectores fue relevado a partir de estudios estadísticos realizados por DNE-MIEM.

A partir de 2010 se incorporaron dos nuevas fuentes de energía secundarias como son el bioetanol y el biodiésel¹⁵, agrupadas en el término “biocombustibles”. Los mismos se han venido consumiendo principalmente en mezclas con combustibles fósiles: gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel. La incorporación de biocombustibles permitió satisfacer la demanda, al tiempo que bajar el consumo de combustibles fósiles y, por lo tanto, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Luego de presentar un consumo creciente desde su primer año, en 2016 registró su máximo consumo (85 ktep) y se mantuvo en un promedio de 78 ktep hasta 2021, con una participación de 2% en la matriz de consumo final.

En el correr del año 2022 el consumo de biodiésel cayó a cero, de acuerdo a las modificaciones en el marco legal asociado a la mezcla de biocombustibles, como fuera mencionado anteriormente. Este hecho evaluado en conjunto con el bioetanol significó una disminución de 38% para ambas fuentes. Para este último año la mezcla promedio correspondió a 9,5% de bioetanol en las gasolinas automotoras y tan solo de 0,6% de biodiésel en el gasoil, en términos de volumen.

En 2022, la mezcla promedio (volumen) fue de 9,5% de bioetanol para gasolina automotora y menor a 1% de biodiésel para gasoil.

En cuanto al consumo de electricidad, desde 1965 presentó un crecimiento neto sostenido y alcanzó el máximo histórico en 2022 (1.011 ktep). Por su parte, registró algunas leves disminuciones en los años 1972, 1982, 1989 y tuvo una caída a principios de siglo, por los motivos ya explicados. También hubo bajas en el consumo eléctrico en 2017 y 2019. Se destaca en particular el aumento de consumo de electricidad registrado en 2006 (12%), el cual estuvo asociado a un cambio

15- Hasta el BEN 2012 se denominaron etanol carburante y B100, respectivamente.

de metodología en la evaluación de las pérdidas no técnicas¹⁶, que a partir de ese año se comenzaron a incluir en los sectores finales de consumo. Las pérdidas sociales se incorporaron al sector residencial y el resto de las pérdidas no técnicas se distribuyeron en función del porcentaje de participación del consumo eléctrico del resto de los sectores. Por otro lado, en el sector industrial se registraron aumentos importantes de electricidad debido a la entrada en operación de las plantas de celulosa, para los años 2007-2008 y 2013-2014, como se verá más adelante en el análisis sectorial. Estas variaciones se vieron amortiguadas al ser consideradas en conjunto con el resto de los sectores.

TABLA 8. Consumo final energético por fuente

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Carbón mineral (%)	5,1 0%	1,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,9 0%		1,1 0%
Gas natural (%)					73,5 3%	43,7 1%	50,5 1%
Solar (%)						3,0 0%	7,1 0%
Leña y carbón vegetal (%)	355,8 21%	389,4 21%	495,8 29%	456,1 21%	444,5 19%	519,0 12%	467,1 10%
Residuos de biomasa (%)	15,1 1%	27,2 1%	46,2 3%	46,0 2%	41,5 2%	1.157,6 26%	1.321,9 27%
Residuos industriales (%)						6,0 0%	7,2 0%
Derivados de petróleo (%)	1.164,1 69%	1.209,2 67%	920,4 53%	1.274,5 58%	1.234,5 52%	1.672,4 38%	1.922,4 40%
Biocombustibles (%)						78,8 2%	47,7 1%
Derivados de carbón (%)	22,6 1%	16,7 1%	0,9 0%	0,2 0%	0,9 0%	0,1 0%	0,1 0%
Electricidad (%)	118,5 7%	173,7 10%	271,1 16%	429,8 19%	556,7 24%	906,2 21%	1010,5 21%
TOTAL (%)	1.681,2 100%	1.817,4 100%	1.734,7 100%	2.206,9 100%	2.352,5 100%	4.386,8 100%	4.835,6 100%

NOTA: El gas manufacturado está incluido en derivados del carbón hasta 1977 y en derivados de petróleo desde 1978.

16- Las pérdidas no técnicas están asociadas a consumos de electricidad no facturados.

El gas natural, si bien es una fuente que hace ya 25 años que participa en la matriz energética nacional, ha tenido una penetración marginal desde su ingreso en 1998. El mayor consumo se dio en el año 2006 (84 ktep) con una participación de 3 % en la matriz de consumo final energético. Sin embargo, desde 2009 su participación en la matriz de consumo se ha mantenido en 1 %. Una de las grandes desventajas que presenta este energético es que se tiene un solo proveedor (Argentina), por lo tanto, no se tiene margen de negociación para lograr condiciones ventajosas que permitan condiciones mínimas para lograr una penetración del energético.

► [DESCARGAR hoja de cálculo GASOIL Y BIODIÉSEL](#) ► [DESCARGAR hoja de cálculo GASOLINA AUTOMOTORA Y BIOETANOL](#)

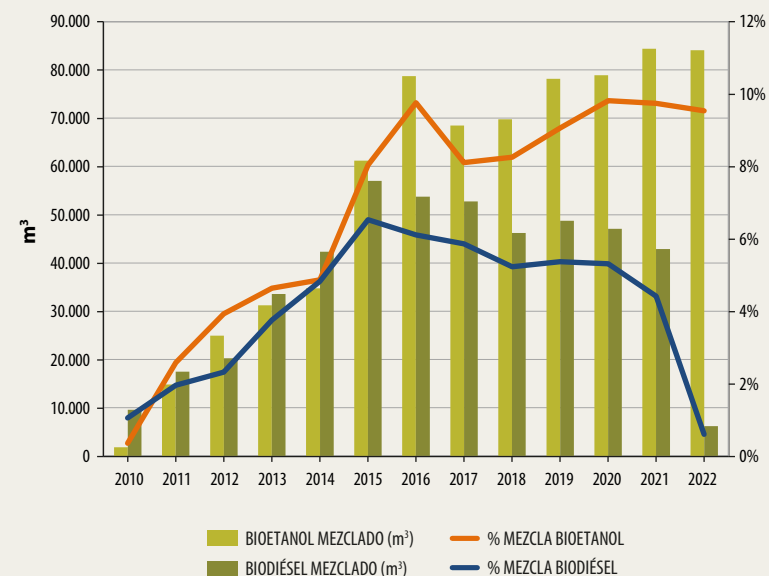
TABLA 9. Consumo de biocombustibles

	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2022
Producción de bioetanol (m ³)	13.225	20.040	42.549	77.539	79.622	75.829	91.062
Bioetanol mezclado (m ³)	1.777	24.920	34.754	78.735	69.763	78.907	84.068
Gasolina comercializada con bioetanol (m ³)	503.919	633.804	714.442	806.944	844.886	804.077	881.652
Porcentaje de mezcla bioetanol (%)	0,4%	3,9%	4,9%	9,8%	8,3%	9,8%	9,5%
Producción de biodiésel (m ³)	11.068	20.585	45.234	53.482	47.704	46.045	14.962
Biodiésel mezclado (m ³)	9.549	20.227	42.319	53.749	46.189	47.070	6.158
Gasoil que se comercializa sin biodiésel (m ³)	66.678	62.355	49.582	38.743	44.714	37.814	40.139
Gasoil que se comercializa con biodiésel (m ³)	908.827	871.954	877.096	880.317	883.402	886.730	1.023.631
Porcentaje de mezcla biodiésel (%)	1,1%	2,3%	4,8%	6,1%	5,2%	5,3%	0,6%

NOTAS: 1) Se informa solamente bioetanol y biodiésel con fines energéticos. 2) Para los años en que el volumen de biocombustibles mezclado supera a la producción, la diferencia se debe principalmente a una variación de stock. 3) Se representa el porcentaje de mezcla global para el total de gasolinas y no por tipo de gasolina (súper, premium). 4) A los efectos del cálculo, se utiliza el total de gasolinas comercializadas. En los primeros años el bioetanol no se mezcló en todas las gasolinas comercializadas. 5) El biodiésel se mezcla en todo el gasoil que sea destinado como gasoil 50S, o como gasoil común hasta el 2013. El gasoil marino y el gasoil importado no llevan biodiésel.

Desde 2014 se incluye la energía solar térmica en la matriz de resultados. En 2022 el consumo final energético creció 6 % respecto al año anterior y resultó en un valor de 7 ktep, que estuvo asociado a una superficie de colectores solares térmicos estimada de 124.000 m².

FIGURA 32. Consumo de biocombustibles y porcentajes de mezcla



4.2. Consumo final energético por sector

Históricamente el consumo final energético se distribuyó con participaciones similares entre tres sectores (residencial, transporte e industrial); el sector residencial siempre fue el de mayor consumo. Sin embargo, a partir del año 1994 el sector transporte pasó a ser el principal, seguido de cerca por el sector residencial, hasta que en 2008 la estructura de consumo volvió a cambiar debido a un fuerte crecimiento del sector industrial.

Desde 2007-2008 el consumo del sector industrial registró un fuerte crecimiento y llegó casi a duplicarse en un solo año. En los últimos 15 años el consumo final energético del sector industrial pasó de 626 ktep (2007) a 2.036 ktep (2022), con dos períodos claros de crecimiento (2008-2010 y 2014-2015); esto se debió a la puesta en operación de las nuevas plantas de celulosa en el país.

TABLA 10. Consumo final energético por sector

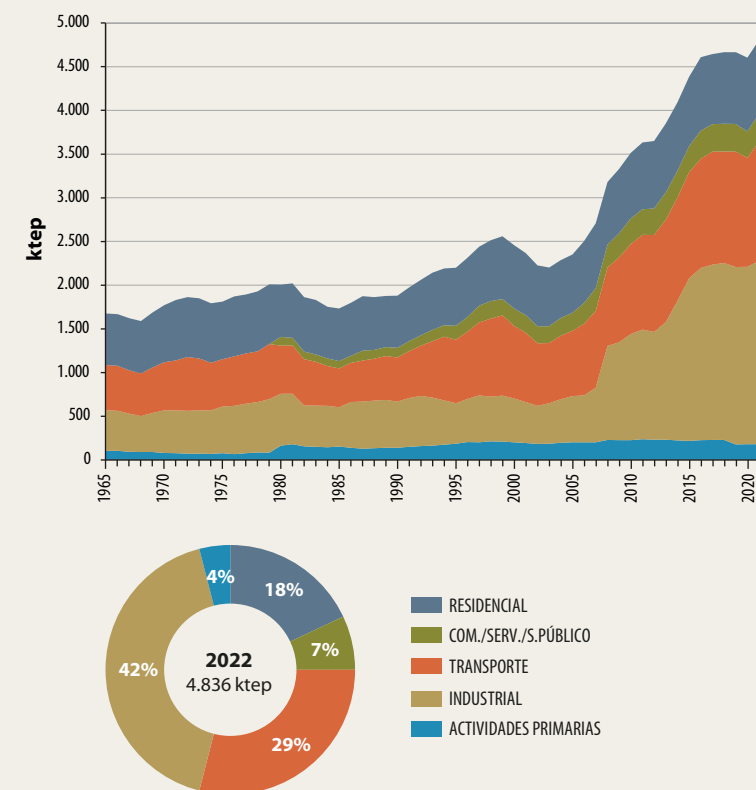
ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Residencial (%)	589,4 35%	660,0 36%	602,6 35%	666,1 30%	667,3 28%	794,3 18%	854,8 18%
Comercial/servicios/ sector público (%)	*	*	84,5 5%	160,8 7%	207,4 9%	299,2 7%	341,3 7%
Transporte (%)	518,8 31%	542,5 30%	443,5 26%	724,7 33%	748,2 32%	1.216,4 28%	1.419,1 29%
Industrial (%)	463,6 28%	533,0 29%	452,1 26%	465,5 21%	529,9 23%	1.859,6 42%	2.036,4 42%
Actividades primarias (%)	102,1 6%	74,8 4%	149,3 9%	182,5 8%	197,9 8%	215,3 5%	180,9 4%
No identificado (%)	7,3 0%	7,1 0%	2,7 0%	7,3 0%	1,8 0%	2,0 0%	3,1 0%
TOTAL (%)	1.681,2 100%	1.817,4 100%	1.734,7 100%	2.206,9 100%	2.352,5 100%	4.386,8 100%	4.835,6 100%

NOTA: En 1965 y 1975 el consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público está incluido en sector residencial.

Es de destacar que, si bien la entrada de las empresas de pulpa de celulosa tuvo un impacto significativo en la matriz energética, las mismas han sido autosuficientes ya que más del 90% de su consumo ha provenido de energéticos propios. A su vez, parte de la electricidad generada en las plantas ha sido y es entregada al SIN.

Desde 2013 se informa el consumo final energético con una mayor desagregación por sector. Para aquellos consumos sectoriales menores a 1 ktep no se informa la apertura, por ser valores muy pequeños, salvo en aquellos casos que corresponda a un solo subsector. Para otros casos tampoco se realiza la apertura por corresponder a una sola empresa por sector (debiéndose informar el consumo agrupado) o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

FIGURA 33. Consumo final energético por sector



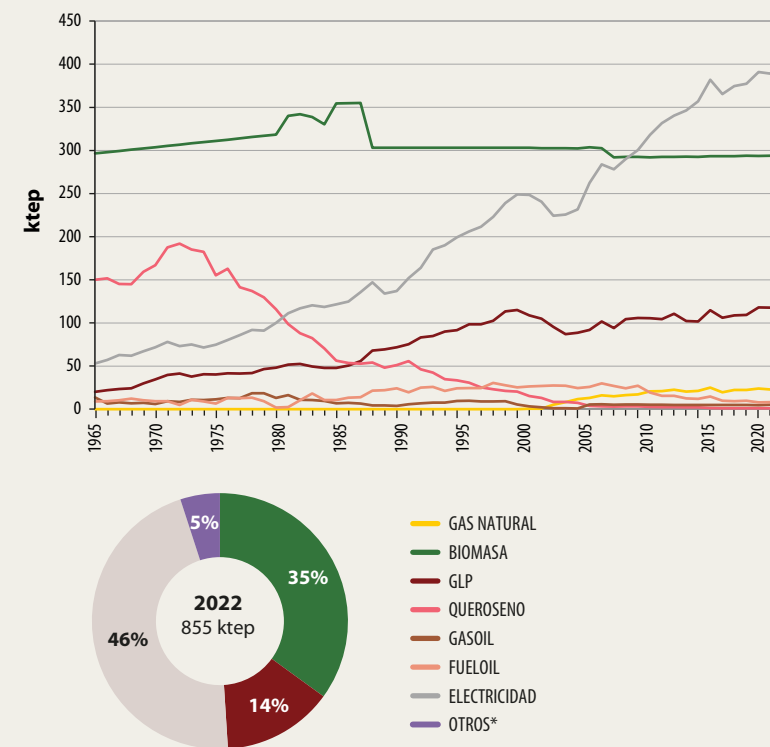
4.2.1. Sector residencial

El consumo final energético del sector residencial fue de 855 ktep en 2022, 1 % mayor respecto al año anterior. Si bien existió una variedad importante de fuentes consumidas en el sector residencial, la distribución se centró mayoritariamente en 3-4 energéticos. En los primeros años de la serie histórica, entre 1965 y 1980, el mayor consumo correspondió a leña, seguido por queroseno y, en menor medida, por electricidad y GLP (principalmente supergás). Sin embargo, la electricidad y GLP han ido ganando participación a lo largo de los años, frente a un consumo constante de leña y decreciente de queroseno. De esta manera, a partir del año 2010 el principal energético en el sector residencial pasó a ser la electricidad, seguido por la biomasa (leña y residuos de biomasa) y el GLP. Por su parte, se verifica que el sector residencial es el principal sector de consumo eléctrico, lo que se explica en parte por la baja industrialización con la que cuenta el país.

Cabe destacar una vez más que los consumos de leña y de residuos de biomasa se relevaron a partir de encuestas. En consecuencia, la caída que registró el consumo de biomasa a partir de 2006 no obedeció a un cambio en las pautas de consumo sino a un cambio en la metodología de evaluación. Para la leña, hasta el año 2005 se mantuvo el valor registrado en la Encuesta de 1988 (302 ktep), a partir del 2006 se incorporó el resultado correspondiente a la “Encuesta de consumos y usos de la energía” de ese año (295 ktep) y desde 2008 se consideró el consumo correspondiente a la actualización de dicho estudio (284 ktep). Para el caso de los residuos de biomasa, fueron incorporados en 2006 con la información surgida en el mencionado relevamiento. Por su parte, en 2013 se realizó una nueva encuesta residencial que dio como resultado un consumo de leña y de residuos de biomasa similares a los que se venían considerando. En 2022 la biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) explicó el 35% del consumo del sector residencial.

Por otra parte, otras fuentes utilizadas en el sector residencial son gasoil y fueloil, fundamentalmente para calefacción y calentamiento de agua, cuyas participaciones en conjunto estuvieron entre 2% y 7% en todo el período de estudio (1965-2022); en 2022 registraron un consumo de 5 ktep y 7 ktep, respectivamente. A partir del año 2000 comenzó la utilización del gas natural en el sector residencial, con una participación que se ha mantenido en los últimos 10 años en 3% (22 ktep, en promedio). El gas manufacturado que se utilizaba en Montevideo fue sustituido por el gas natural a partir de principios de 2005.

FIGURA 34. Consumo final energético del sector residencial por fuente



NOTA: Para el gráfico 2021, la categoría “Otros” incluye gas natural, solar, gasolina, queroseno, gasoil y fueloil.

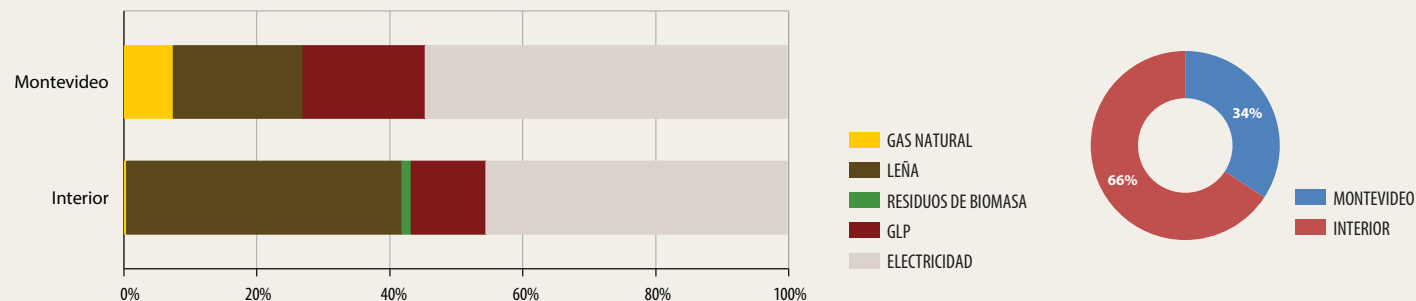
Respecto a la apertura sectorial, implementada desde el año 2013, los consumos del sector residencial se informaron para el departamento de Montevideo y el interior del país. Existe cierta correlación entre el consumo y la población, ya que cerca del 40% de la población total del país vive en Montevideo¹⁷ y aproximadamente un tercio del consumo residencial corresponde a la capital.

La diferencia principal radicó en las características de consumo, ya que el consumo residencial de Montevideo fue prácticamente la mitad de electricidad, seguido en menor medida por leña, GLP y gas natural. Respecto al interior del país, los principales energéticos consumidos en los hogares fueron electricidad y leña, seguidos en menor medida por GLP y residuos de biomasa.

Desde el punto de vista de las fuentes de energía, los consumos de electricidad fueron repartidos entre Montevideo y el resto del país (38% y 62% respectivamente). Algo similar ocurrió con el consumo de GLP (supergás y propano) que fue 46% en Montevideo y 54% en el interior. Por su parte, la mayor parte del gas natural se consumió en la capital (91%) y el mayor consumo de leña se registró en el interior (80%).

En el caso de los consumos de queroseno, energía solar, gasoil, fueloil y carbón vegetal del sector residencial, no se realizó la apertura entre Montevideo e interior por no disponer de datos adecuados para su clasificación. Tampoco se realizó para otros energéticos (gasolinas y biocombustibles) por resultar consumos menores a 1 ktep.

FIGURA 35. Apertura de consumo del sector residencial en 2022



17- Instituto Nacional de Estadística (INE), *Poblaciones Estimadas y Proyectadas por Sexo y Edad según Departamentos*, <[https://www5.ine.gub.uy/documents/Demograf-C3%A4DayEESS/SERIES%20Y%20OTROS/Estimaciones%20y%20proyecciones/Revisi%C3%B3n%202013/Departamentos_poblacion_porsexo_y_edad_1996-2025%20\(1\).xls](https://www5.ine.gub.uy/documents/Demograf-C3%A4DayEESS/SERIES%20Y%20OTROS/Estimaciones%20y%20proyecciones/Revisi%C3%B3n%202013/Departamentos_poblacion_porsexo_y_edad_1996-2025%20(1).xls)> (28/08/2023).

Las medidas de restricción de movilidad asumidas por el gobierno a partir de marzo de 2020, podrían hacer esperar un aumento en el consumo energético como consecuencia del mayor tiempo de permanencia de las personas en sus hogares. Sin embargo, si bien el consumo del sector residencial en 2020 tuvo un crecimiento de 3% respecto al año previo, estuvo dentro de los valores de crecimientos históricos. A su vez, hay que tener presente que el invierno 2020 fue más frío que el 2019, lo cual podría explicar el aumento del consumo de GLP y electricidad. Por estas razones, el efecto de la pandemia no basta para explicar el comportamiento de consumo del sector.

TABLA 11. Consumo final energético del sector residencial

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Gas natural					11,8	21,2	23,0
(%)					2%	3%	3%
Solar						2,5	5,9
(%)						0%	1%
Leña y carbón vegetal	296,5	311,1	354,6	303,0	302,3	285,0	286,9
(%)	54%	51%	59%	45%	45%	36%	34%
Residuos de biomasa						7,6	7,6
(%)						1%	1%
GLP	20,1	40,2	47,9	91,5	88,7	101,6	114,3
(%)	4%	7%	8%	14%	13%	13%	13%
Gasolina						0,3	0,4
(%)						0%	0%
Queroseno	150,2	155,2	56,2	33,4	7,4	2,3	0,9
(%)	27%	26%	9%	5%	1%	0%	0%
Gasoil	13,5	11,3	6,8	9,5	0,9	4,8	5,4
(%)	2%	2%	1%	1%	0%	1%	1%
Fueloil	8,9	6,4	10,7	24,1	24,6	12,0	7,1
(%)	2%	1%	2%	4%	4%	2%	1%
Gas manufacturado	9,5	7,1	5,0	5,4	0,0		
(%)	2%	1%	1%	1%	0%		
Electricidad	53,1	74,8	121,4	199,2	231,6	357,0	403,3
(%)	10%	12%	20%	30%	35%	45%	47%
TOTAL	551,8	606,1	602,6	666,1	667,3	794,3	854,8
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

NOTAS: 1) En 1965 y 1975 los consumos de queroseno, diésel, gasoil, fueloil y gas manufacturado del sector comercial/servicios están incluidos en el sector residencial. **2)** A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y la gasolina automotora incluye bioetanol. **3)** Hasta el año 2013 inclusive el consumo de gasoil incluye diésel oil.

4.2.2. Sector comercial/servicios/sector público

El consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público fue de 341 ktep en 2022, con un crecimiento de 6% respecto al año anterior.

Analizando el consumo global del sector comercial/servicios/sector público es de destacar la importancia de la electricidad, que ha sido históricamente el principal energético, con un crecimiento neto y sostenido en toda la serie. Luego de que en 2020 el consumo de electricidad disminuyera 3% respecto al año anterior, en los años siguientes tuvo crecimientos de 4% y 6%, para 2021 y 2022 respectivamente. Desde 2006 la participación de la electricidad en el consumo final del sector ha permanecido en valores superiores a 80% y fue de 83% en 2022.

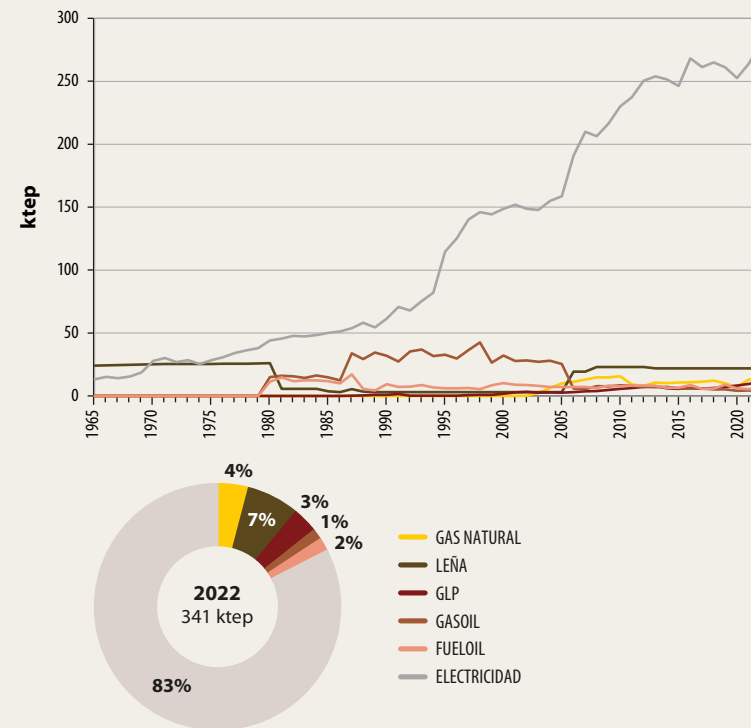
En menor medida, se registró un consumo de leña por 22 ktep para 2022 (7% del sector). Este valor se ha mantenido constante en los últimos ocho años y corresponde al resultado de la “Encuesta sobre consumo y uso de la energía en el sector comercial y servicios 2013”. Se destaca que los cambios significativos que presenta el consumo de leña en toda la serie 1965-2022 responden a nuevos resultados de encuestas y no a cambios en los patrones de consumo.

Las restantes fuentes de energía consumidas en el sector (solar, gasoil, fueloil, GLP, gasolinás, queroseno y gas natural), representaron en conjunto el 10% del consumo sectorial para 2022, luego de haber aumentado un 12% respecto al año anterior.

Dentro del sector comercial/servicios/sector público, desde 2013 se comenzó a informar el consumo en cuatro subsectores: “alumbrado público”, “administración pública y defensa”, “electricidad, gas y agua” y “resto”. En 2022, el consumo del subsector “electricidad, gas y agua” correspondió al 10% de todo el sector, mientras que “administración pública y defensa” y “alumbrado público” registraron participaciones de 7% y 5% en el consumo sectorial, respectivamente. En tanto, el subsector “resto”, donde se agrupan todos los consumos ener-

géticos que no correspondan a las categorías anteriores, fue responsable de la mayor parte del consumo del sector (78%).

FIGURA 36. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público por fuente



Desde el punto de vista de la estructura de consumo, en todos los subsectores el principal energético consumido en 2022 fue electricidad, de hecho, en “alumbrado público” fue el único. Para “administración pública y defensa”, además de electricidad (80%) hubo consumo de leña (9%), fueloil (6%), GLP (5%) y gasoil (1%). En “electricidad, gas y agua” al consumo de electricidad (95%), se sumó un muy pequeño consumo de GLP (4%) y leña y fueloil prácticamente despreciable. Por su parte, el subsector “resto” registró una matriz de consumo de la siguiente manera: electricidad (80%), leña (7%), gas natural (6%), GLP (3%), gasoil (2%) y fueloil (2%).

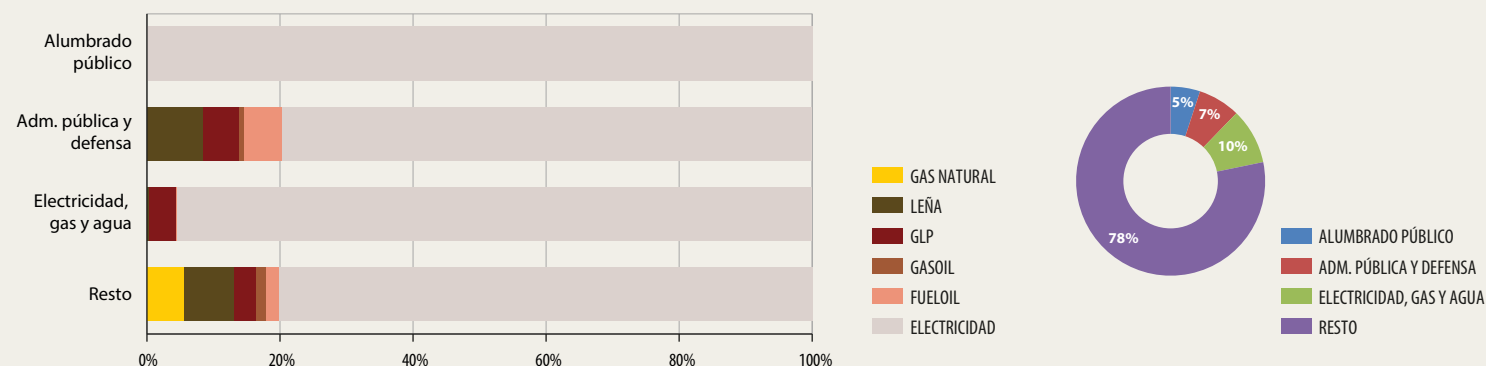
La apertura no se realizó para energía solar y queroseno por resultar en valores pequeños (menores a 1 ktep). Respecto al carbón vegetal, el consumo registrado en el sector comercial/servicios/sector público fue despreciable en los últimos años y estuvo asociado a la categoría “resto”.

TABLA 12. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Gas natural (%)					10,1	10,8	14,8
					5%	4%	4%
Solar (%)						0,4	1,0
						0%	0%
Leña y carbón vegetal (%)	24,2	24,2	3,8	3,1	3,1	22,1	22,1
	64%	64%	4%	2%	1%	7%	7%
GLP (%)				0,3	2,8	5,8	11,3
				0%	1%	2%	3%
Gasolina (%)						0,9	1,1
						0%	0%
Queroseno (%)	*	*	0,6	0,3	0,1	0,1	0,0
			1%	0%	0%	0%	0%
Gasoil (%)	*	*	14,9	32,8	25,4	6,2	4,3
			18%	20%	12%	2%	1%
Fueloil (%)	*	*	11,8	6,2	7,3	6,6	6,5
			14%	4%	4%	2%	2%
Gas manufacturado (%)	*	*	3,2	3,4	0,0		
			4%	2%	0%		
Electricidad (%)	13,4	13,4	50,2	114,7	158,6	246,3	280,2
	36%	36%	64%	74%	77%	82%	83%
TOTAL (%)	37,6	37,6	84,5	160,8	207,4	299,2	341,3
	100%	100%	104%	102%	100%	100%	100%

NOTAS: 1) En 1965 y 1975 los consumos de queroseno, diésel oil, gasoil, fueloil y gas manufacturado del sector comercial/servicios/sector público están incluidos en sector residencial. **2)** A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y la gasolina automotora incluye bioetanol. **3)** Hasta el año 2013 inclusive el consumo de gasoil incluye diésel oil.

FIGURA 37. Apertura de consumo del sector comercial/servicios/sector público en 2022



4.2.3. Sector transporte

El consumo final energético del sector transporte fue 1.419 ktep en 2022, lo que representó un aumento de 4% respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias; el gasoil y las gasolinas automotoras predominaron. En cuanto al consumo final, desde 2008 ha sido el segundo sector en importancia, luego del sector industrial.

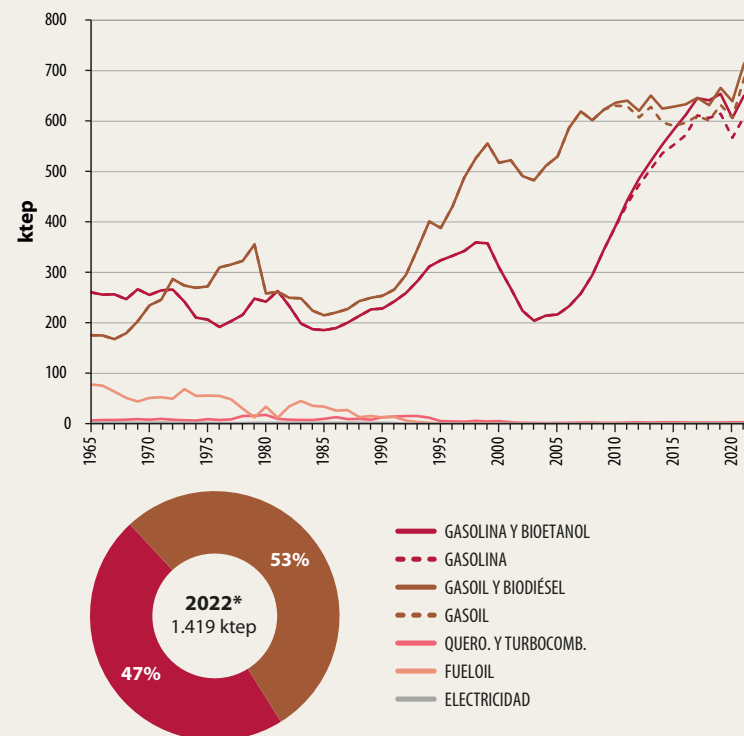
La participación de las distintas fuentes fue variando entre 1965 y 2022. A principios del período la fuente de mayor consumo fue la gasolina automotora; sin embargo, a partir de 1972 el comportamiento se revirtió y el primer lugar lo pasó a ocupar el gasoil. Hacia 1980-1981 sus consumos prácticamente se igualaron, pero a partir de 1982 volvió a acentuarse la diferencia, de la mano de un mayor crecimiento de gasoil. Durante la crisis de 2002 ambos combustibles sufrieron una caída en su demanda, principalmente las gasolinas, situación que aumentó aún más la distancia entre sus consumos. Pero a partir del año 2004, en medio de una tendencia creciente para ambas fuentes, las gasolinas presentaron una tasa de crecimiento mayor, lo que redujo más la diferencia entre el consumo de gasolinas y gasoil.

A partir de 2010 se incorporaron los biocombustibles (bioetanol y biodiésel) en la matriz de consumo final, cuya participación en el sector transporte creció de 1% (2010) a 6% (2015) y se mantuvo constante hasta 2020. En 2022 el bioetanol mantuvo su nivel de consumo y por lo tanto su participación, mientras que el biodiésel descendió un punto porcentual en 2021 y en el correr del año 2022 se dejó de consumir. Considerando ambos biocombustibles en conjunto, el consumo pasó de 7 ktep a 47 ktep en los 12 años, con un máximo de 78 ktep en 2016. Como fuera mencionado anteriormente, estas fuentes se consumieron principalmente en mezclas con combustibles fósiles, gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel, lo que permitió satisfacer la demanda, al tiempo que se registró un descenso en el consumo de combustibles fósiles.

El porcentaje de mezcla registrado en 2022 fue de 9,5% para el bioetanol en gasolinas y 0,6% para el biodiésel en gasoil.

El sector transporte fue uno de los más afectados por las medidas de reducción de movilidad aplicadas al inicio de la pandemia, principalmente entre marzo y mayo de 2020. En dicho año el consumo de gasolinas automotoras y el de gasoil cayeron 8% y 4% respectivamente. Hacia 2021 y 2022 dicha situación se revirtió y ambos combustibles tuvieron mayores consumos. El de gasolina automotora fue de 606 ktep y 618 ktep en 2021 y 2022, respectivamente, mientras que el consumo de gasoil fue de 683 ktep y 750 ktep. Para el último año las participaciones fueron de 44% para gasolina y 53% en el caso del gasoil.

FIGURA 38. Consumo final energético del sector transporte por fuente



*NOTA: 44% gasolina; 3% bioetanol; 53% gasoil; 0,3% biodiésel.

El consumo de gasoil en los últimos años ha presentado ciertas variaciones; por el contrario, la gasolina registró en 2018 la primera caída, luego de 15 años de crecimiento continuo. La tendencia de los últimos años hizo que en 2017 el consumo de ambos combustibles se igualara, pero la fuerte caída que sufrió la gasolina en 2020 y el gran crecimiento del gasoil en 2021-2022 determinaron una nueva variación entre sus consumos. Este mismo comportamiento se verificó al considerar los combustibles fósiles en mezcla con los biocombustibles (gasolina-bioetanol y gasoil-biodiésel).

Otras de las fuentes utilizadas en el sector transporte son los turbocombustibles y gasolinas de aviación. En los últimos siete años, el consumo de combustibles para aviación se ha mantenido constante (4,6 ktep), considerando ambos energéticos en conjunto. Es de destacar que prácticamente un tercio de este consumo corresponde a actividades aero-agrícolas de fumigación, dato que surge a partir de las encuestas que la DNE realiza anualmente para dicha rama de actividad.

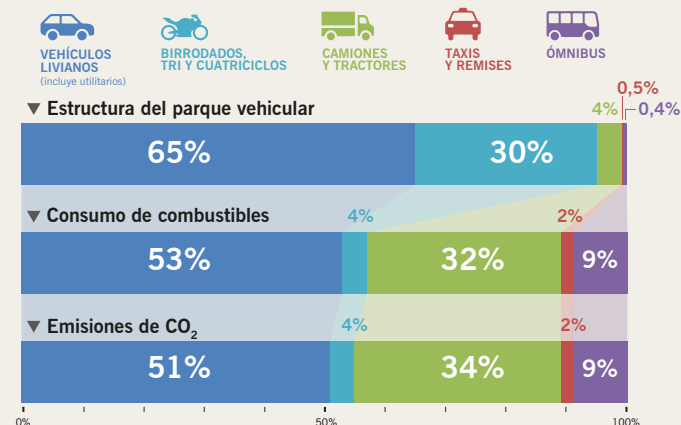
Por su parte, cabe mencionar a la electricidad, que en el año 2022 alcanzó un valor de 0,6 ktep (7.220 MWh). En la serie histórica del BEN hubo registros de consumo de electricidad en el sector transporte desde 1965 hasta 1992, año en el cual se discontinuó el uso de vehículos que consumían esta fuente. A partir del año 2016 se retomó la estimación de los consumos eléctricos en el sector transporte, pero tuvieron valores aún pequeños respecto a otras fuentes de energía. De todas formas, se evidenció año tras año un mayor consumo de la electricidad en el transporte. Actualmente el transporte público cuenta con vehículos eléctricos, así como forman parte de la flota de vehículos de UTE y han sido incorporados también por particulares. Para años anteriores al 2016, estos consumos fueron considerados dentro del sector residencial y comercial/servicios/sector público.

El comportamiento del consumo de combustibles en el sector transporte está influenciado de forma directa por el parque vehicular, tanto por su tamaño como por la participación de los

distintos tipos de vehículos según el combustible utilizado. En los últimos 5 años, el parque automotor creció 9%. Si se tiene en cuenta el tipo de combustible, entre 2017 y 2022 el parque vehicular a gasolina creció 9%, mientras que la cantidad de vehículos a gasoil aumentó solamente 5%. Por su parte, es de destacar la penetración que están teniendo los vehículos eléctricos e híbridos, que si bien en 2022 representaron tan solo el 0,7% del parque vehicular (considerados en conjunto), año a año se viene registrando un aumento en sus ventas.

Al relacionar la estructura del parque automotor con el consumo de combustibles del sector transporte se puede observar que en 2022 la categoría “livianos” ocupó el primer lugar, tanto en cantidad de vehículos como en consumo. Sin embargo, los birrodados (incluyendo triciclos y cuatriciclos) correspondieron casi a un tercio del parque, mientras representaron tan solo 4% del consumo de combustibles. De manera contraria, la categoría “camiones y tractores”, con solamente 4% de participación del parque automotor, fue responsable de cerca de un tercio del consumo energético del sector transporte. En tanto, las categorías “ómnibus” y “taxis y remises” tuvieron un comportamiento similar, ya que correspondieron a menos de 1% del parque en 2022 y, sin embargo, consumieron 9% y 2% del combustible del sector, respectivamente.

FIGURA 39. Estructura del parque automotor, consumo de combustibles y emisiones de CO₂ en 2022



A partir del año 2013 el consumo del sector transporte se comenzó a informar desagregado por modo: “carretero”, “ferroviario”, “aéreo” y “marítimo y fluvial”. El consumo del transporte carretero representó casi la totalidad del consumo de todo el sector (99%) en 2022 y fue de gasoil y gasolinas en sus mezclas con biocombustibles. Por su parte, los consumos de turbocombustible y gasolina de aviación correspondieron en su totalidad al transporte aéreo. En el caso del transporte ferroviario y marítimo-fluvial el consumo correspondió a gasoil. En 2019 no hubo consumo de fueloil en el sector transporte, que en años anteriores se había dado en el modo marítimo y fluvial; a partir de 2020 dicha fuente registró un consumo de 0,1 ktep.

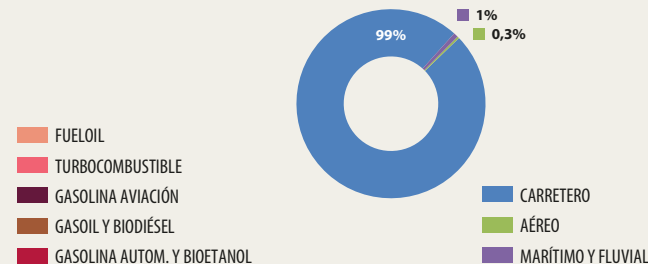
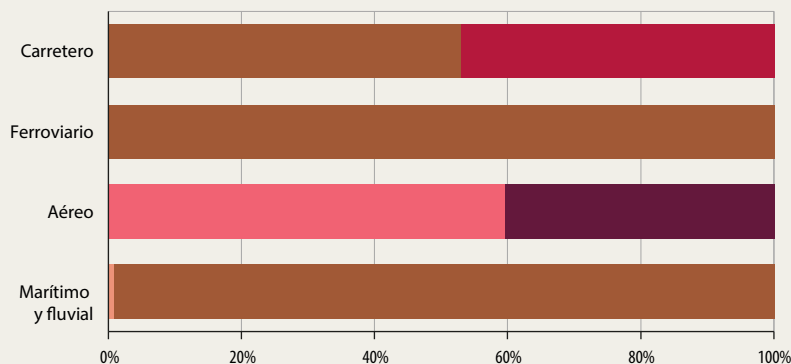
Es importante tener presente que según la metodología de balance energético (IRES/OLADE), el consumo de transporte aéreo y fluvial cuyo aeropuerto/puerto de partida sea diferente al aeropuerto/puerto de arribo no se considera dentro de consumo final, sino que debe ser registrado como búnker internacional.

TABLA 13. Consumo final energético del sector transporte

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Gasolina aviación (%)			3,5 1%	3,2 0%	2,2 0%	2,5 0%	1,9 0%
Gasolina automotora (%)	260,5 50%	206,4 38%	182,0 41%	320,6 44%	214,6 29%	550,7 45%	617,5 44%
Bioetanol (%)						30,8 3%	42,3 3%
Gasoil (%)	175,3 34%	272,2 50%	215,1 49%	388,1 54%	530,0 71%	590,8 49%	749,5 53%
Biodiésel (%)						38,1 3%	4,4 0%
Queroseno (%)	3,4 1%	6,4 1%					
Turbocombustible (%)			7,5 2%	12,0 2%	1,4 0%	2,7 0%	2,8 0%
Fueloil (%)	77,5 15%	56,0 10%	33,9 8%	0,8 0%		0,8 0%	0,1 0%
Electricidad (%)	2,1 0%	1,5 0%	1,5 0%				0,6 0%
TOTAL (%)	518,8 100%	542,5 100%	443,5 100%	724,7 100%	748,2 100%	1.216,4 100%	1.419,1 100%

NOTAS: 1) Hasta el año 2013 inclusive, el consumo de gasoil incluye diésel oil. 2) El consumo eléctrico asociado al transporte a partir de 2016 incluye flotas cautivas y particulares. Para años anteriores, el mismo es muy pequeño y está incluido dentro de los sectores residencial y comercial/servicios/sector público.

FIGURA 40. Apertura de consumo del sector transporte en 2022



NOTA: El gasoil utilizado en transporte marítimo y fluvial no incluye biodiésel.

4.2.4. Sector industrial

El consumo final energético del sector industrial fue 2.036 ktep en 2022, 3% inferior al registrado en 2021 y similar a 2020. Cabe recordar que el sector industrial incluye la industria manufacturera y la construcción. La principal fuente consumida en el último año correspondió a los residuos de biomasa y representó 65% del consumo total de la industria. En menor medida se registraron consumos de electricidad (15%), seguidos por fueloil (7%) y leña (7%).

El sector industrial ha sido el principal sector de consumo final de Uruguay desde 2008 y ha presentado grandes fluctuaciones en los consumos energéticos de las diferentes fuentes en el período entre 1965 y 2022. En los primeros años de la serie el principal energético de consumo en la industria fue el fueloil, con participaciones de 70%. Se destacaron los años donde la leña y la electricidad superaron los consumos de las otras fuentes (1986-1995 y 2003-2007), así como la complementariedad entre el consumo de fueloil y leña en todos los años.

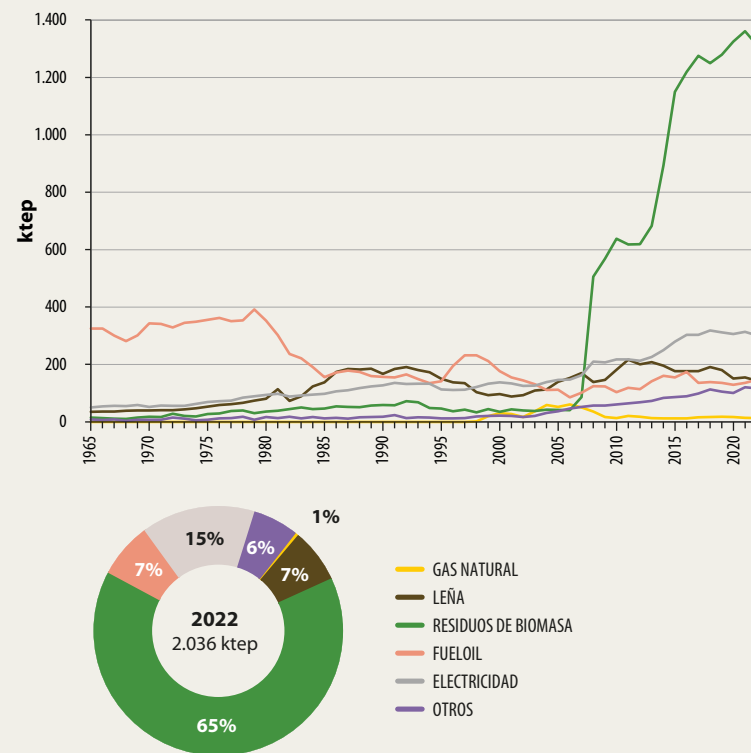
Respecto a los residuos de biomasa (cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera), históricamente han tenido un consumo bajo en la industria, con participaciones menores a 14% hasta 2007 inclusive. En el año 2008 hubo un salto en el consumo de residuos de biomasa que se debió fundamentalmente al crecimiento del consumo de licor negro en la industria de celulosa. Asimismo, a partir del año 2008 comenzaron a ser registrados los consumos de residuos forestales y de aserradero, los cuales no estaban en BEN anteriores.

En el año 2010 solamente el consumo de residuos de biomasa (638 ktep) ya superaba el consumo total del sector industrial del año 2007 (626 ktep). En los años posteriores el consumo de dicha fuente continuó aumentando hasta alcanzar, en 2021, un consumo máximo de 1.361 ktep. En 2022 se registró una caída de 3% y el consumo de residuos de biomasa

sa fue de 1.314 ktep. Como ya se ha mencionado, este gran crecimiento que tuvieron los residuos de biomasa desde 2008 fue lo que determinó que el sector industrial pasara a ser el de mayor consumo energético.

La electricidad registró su máxima participación en el consumo industrial en el año 2002 (29%) y descendió luego hasta un 15-16% en los últimos nueve años. A pesar de este descenso porcentual, el consumo absoluto de electricidad experimentó un crecimiento neto, con un máximo histórico en 2018 (318 ktep). En 2022 presentó un decrecimiento de 4% respecto a 2021 y alcanzó un valor de 301 ktep.

FIGURA 41. Consumo final energético del sector industrial por fuente



NOTA: "otros" incluye gasoil, coque de petróleo, supergás, propano y residuos industriales.

Es importante destacar que, en la última década, el sector industrial ha mostrado un gran desarrollo en la autoproducción de electricidad, entendiendo por esta a la electricidad generada por los propios establecimientos, sin ingresar al sistema interconectado nacional. Entre 1965 y 1980 la participación de la electricidad de autoproducción, respecto al consumo eléctrico industrial se mantuvo entre 10% y 15%, para luego descender por casi 30 años a participaciones menores a 10%. A partir de 2008 la participación de la electricidad de autoproducción creció a niveles entre 30% y 35%, y desde 2014 alcanzó valores mayores a 40% del consumo eléctrico de la industria. De esta manera, en los últimos nueve años los establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron (44-49%).

Por su parte, el consumo de leña ha venido aumentando y llegó a una participación de 29% en 2006 para luego bajar a 7% hacia 2022. En el último año el consumo de leña en el sector industrial disminuyó 8%, lo que resultó en una participación de un punto porcentual menor que 2021.

Respecto al fueloil, su mayor consumo ha sido históricamente en el sector industrial, con participaciones mayores a 70%. Su consumo tuvo principal importancia en los primeros años de la serie, como se mencionó anteriormente, para situarse en participaciones menores a 10% desde 2010. En 2022 el consumo de fueloil representó 7% del consumo final energético del sector industrial. Luego de dos años en los cuales la totalidad del consumo industrial de fueloil fue abastecido por ANCAP, en 2022 el 5% fue abastecido por un proveedor distinto.

**Consumo industrial 2022:
el 45% de la electricidad fue autogenerada
y el 95% del fueloil fue abastecido por ANCAP.**

El gas natural, introducido en el país a fines de 1998 alcanzó en 2004 una participación de 12% en el consumo industrial y bajó a 1% en 2010, porcentaje que se mantuvo hasta 2022. Esta baja se explicó, en parte, por el decrecimiento de su con-

sumo y el aumento del consumo total del sector. A su vez, se deben tener en cuenta las dificultades de abastecimiento de gas natural por Argentina (único proveedor de este energético), como ya se mencionó.

Otras fuentes energéticas consumidas en la industria fueron gasoil, coque de petróleo y GLP (supergás y propano). El consumo de coque de petróleo ha permanecido relativamente constante, con una participación de 3-4%; sin embargo, en los últimos nueve años llegó a duplicarse en valor absoluto y pasó de 36ktep (2013) a 83ktep (2022). Por su parte, el GLP ha registrado cierto aumento en su consumo, pero sigue siendo marginal respecto al total del sector industrial.

En el caso de la energía solar, en 2022 se logró estimar un consumo de 0,2ktep asociado a una superficie instalada de 3.844 m² de colectores solares térmicos. Dicho valor fue relevado a partir de las encuestas anuales que se realizan a los establecimientos industriales, así como de las importaciones de equipos por empresas del sector. De todas formas, se considera un valor preliminar ya que la información respecto a la energía solar es difícil de relevar en encuestas sectoriales, dado que el tamaño de la muestra no logra captar la población que utiliza esta tecnología.

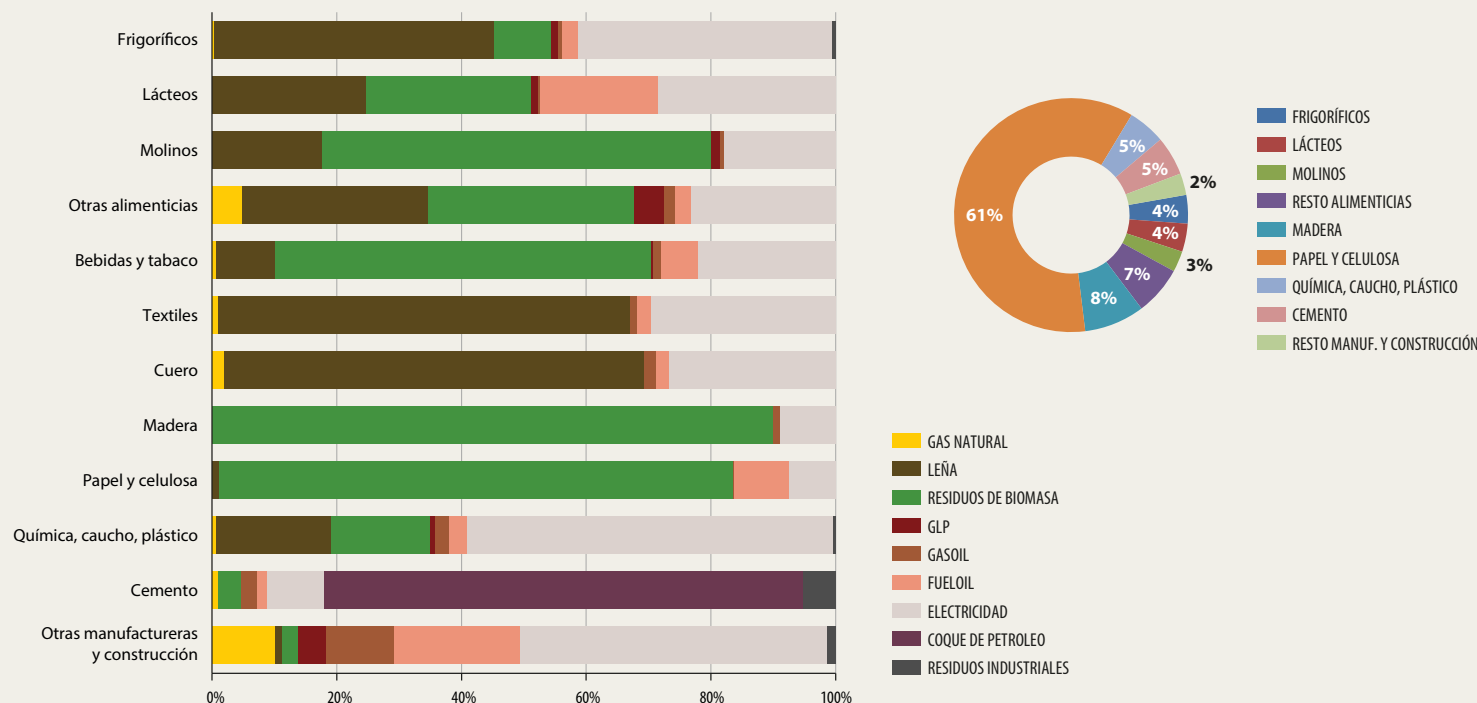
A partir del año 2013 el consumo del sector industrial se comenzó a informar desagregado en 12 ramas. La principal rama en cuanto a consumo energético fue la de “papel y celulosa”, cuya participación siempre fue superior a 50% del consumo total del sector industrial. En particular en 2022, que fue de 61%, seguida por las ramas “madera” (8%), “química, caucho y plástico” (5%) y “química, caucho y plástico” (5%).

Las ramas industriales presentaron diferencias no solo en los niveles de consumo energético sino también en los tipos de energéticos utilizados, lo que permitió identificar patrones de consumo específicos. Respecto a “papel y celulosa” y “madera”, ambas ramas consumieron en 2022 principalmente residuos de biomasa (más de 80%) y, en menor medida, electricidad (menos de 10%). Por su parte, la rama “química, caucho y plástico” tuvo en 2022 un consumo basado en electricidad (59%), seguido por “leña” (18%) y “residuos de biomasa”

(16%), en tanto “cemento” consumió mayoritariamente coque de petróleo (76%) y electricidad (9%). En el último año, la matriz de consumo de “frigoríficos” estuvo compuesta por leña (45%), electricidad (41%), residuos de biomasa (9%) y fueloil (3%), mientras que “molinos” consumió principalmente residuos de biomasa (62%), electricidad (18%) y leña (18%).

En el subsector “lácteos”, el consumo de 2022 estuvo repartido básicamente entre cuatro fuentes: electricidad (28%), residuos de biomasa (26%), leña (25%) y fueloil (19%). Por su parte, “bebidas y tabaco” registró un patrón de consumo liderado por los residuos de biomasa (60%) y en menor medida electricidad (22%) y leña (10%), en tanto “otras alimenticias” se caracterizó por presentar un consumo repartido en residuos de biomasa (33%), leña (30%) y electricidad (23%). En el caso de las ramas “textiles” y “cuero”, los consumos energéticos estuvieron liderados por leña (65% y 66% respectivamente)

FIGURA 42. Apertura de consumo del sector industrial en 2022



seguidos por electricidad (29% y 26%). Finalmente, para la rama “otras manufactureras y construcción” el consumo en 2022 estuvo repartido entre más cantidad de fuentes: electricidad (48%), fueloil (20%), gas natural (10%), gasoil (11%) y GLP (4%), entre otras.

Desde el punto de vista de las fuentes de energía, como se mencionó anteriormente, en 2022 los residuos de biomasa fueron los energéticos de mayor consumo en todo el sector industrial, principalmente el licor negro de la industria de la celulosa. En el caso de la electricidad, el mayor consumo se dio en la industria de “papel y celulosa” (30%), seguida por la rama “química, caucho y plástico” (21%) los “frigoríficos” (11%). Por su parte, la leña representó el tercer energético consumido por el sector industrial; las ramas más importantes en consumo fueron las siguientes: “frigoríficos” (25%), “lácteos” (14%), “química, caucho y plástico” (13%) y “papel y celulosa” (10%). Para el caso del fueloil, el consumo industrial se dio principalmente entre la industria de “papel y celulosa” (75%), seguido en menor medida por “lácteos” (10%) y “química, caucho y plástico” (2%).

El resto de los energéticos tuvieron participaciones menores en el consumo industrial. Es de destacar que el consumo de coque de petróleo se dio exclusivamente en la industria de cemento. Para “solar y biocombustibles” no se realizó la apertura por resultar en valores muy pequeños (menores a 1 ktep).

TABLA 14. Consumo final energético del sector industrial

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Carbón mineral (%)	5,1 1%	1,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,9 0%		1,1 0%
Gas natural (%)					51,6 10%	11,7 1%	12,7 1%
Solar (%)						0,1 0%	0,2 0%
Leña y carbón vegetal (%)	35,1 8%	52,9 10%	137,4 30%	150,0 32%	139,1 26%	176,9 10%	143,0 7%
Residuos de biomasa (%)	15,1 3%	27,2 5%	46,2 10%	46,0 10%	41,5 8%	1.150,0 62%	1.314,3 65%
Residuos industriales (%)						6,0 0%	7,2 0%
GLP (%)	0,6 0%	1,2 0%	1,9 0%	1,6 0%	5,1 1%	17,3 1%	9,6 0%
Gasolina (%)	5,6 1%	4,5 1%	1,0 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	1,5 0%
Queroseno (%)	7,0 2%	6,0 1%	0,3 0%	1,4 0%	0,9 0%		
Gasoil (%)	7,3 2%	6,3 1%	9,6 2%	9,6 2%	8,2 2%	15,9 1%	16,4 1%
Fueloil (%)	324,7 70%	355,3 67%	155,5 34%	141,4 30%	111,7 21%	154,8 8%	146,0 7%
Coque de petróleo (%)	0,0 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,8 0%	23,7 4%	47,0 3%	83,4 4%
Gas manufacturado (%)	0,6 0%	0,8 0%	1,0 0%	1,4 0%	0,0 0%		
Coque de carbón (%)	12,5 3%	8,8 2%	0,9 0%	0,2 0%	0,9 0%	0,1 0%	0,1 0%
Electricidad (%)	49,9 11%	68,8 13%	98,0 22%	112,6 24%	146,1 28%	279,5 15%	300,9 15%
TOTAL (%)	463,5 100%	533,0 100%	452,1 100%	465,5 100%	529,9 100%	1.859,6 100%	2.036,4 100%

NOTAS: 1) A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol. 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y hasta 2013 incluye diésel oil.

4.2.5. Sector actividades primarias

El sector de actividades primarias¹⁸ comprende a los sectores agro, minería y pesca. El consumo final de actividades primarias fue de 181 ktep en 2022, 2 % superior al año anterior. El gasoil fue históricamente el energético de mayor consumo con un valor de 130 ktep y una participación de 72 % en 2022. A lo largo de toda la serie, dicha fuente presentó variaciones en el consumo y registró su valor máximo histórico en 1996 (184 ktep). Cabe destacar que desde el año 2010 el gasoil informado en este sector incluye el biodiésel mezclado.

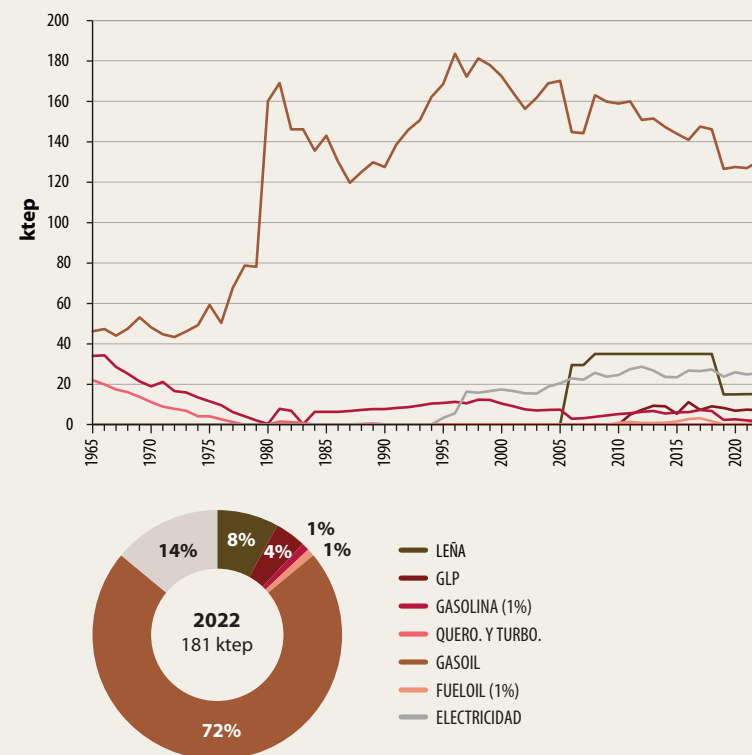
La segunda fuente en importancia dentro de este sector ha variado a lo largo de toda la serie: hasta 1996 fue la gasolina, entre 1997 y 2005 la electricidad y luego la leña. En 2019 la electricidad volvió a ocupar el segundo lugar de consumo.

El consumo de electricidad fue creciente hasta 2012 (29 ktep), con una participación de 13 % y disminuyó hacia 2015 a una participación de 11 % (23 ktep). En 2022 el consumo de electricidad aumentó 3 % respecto al año anterior y resultó en una participación de 14 %.

En el caso de la leña es importante aclarar que la caída de 20 ktep en el consumo de actividades primarias (35 ktep en 2018 paso a 15 ktep en 2019) se debió a un nuevo relevamiento de información, en particular a la rama “avícolas”. Los resultados indicaron que en los últimos años se dio una sustitución de fuentes utilizadas en este subsector, concretamente leña por GLP, seguramente la caída haya sido más gradual, pero el relevamiento contempló 2019-2020.

Desde el año 2011 se registró el consumo de GLP para el sector de actividades primarias. En 2022 dicho consumo fue de 7 ktep y resultó en una disminución de 5 % en comparación con el año anterior. Respecto a la gasolina automotora y el fueloil, en el último año tuvieron participaciones de 1 % en el consumo sectorial. Se hace notar que, en este sector, no se registra consumo de queroseno desde 1993.

FIGURA 43. Consumo final energético del sector actividades primarias por fuente



18- Hasta BEN 2019 se denominaba sector agro/pesca/minería.

Para las actividades primarias, se realizó la desagregación para agro, minería y pesca desde el año 2013. A su vez, en el sector agro se desagregó el consumo de la rama avícola del resto de agro, apertura que comenzó en 2019. Estas mejoras han sido posibles gracias a la implementación de nuevas operaciones estadísticas.

El consumo del **sector agro** fue de 154ktep en 2022 y representó el 85% del consumo de todas las actividades primarias. La principal fuente consumida fue gasoil (108ktep), con una participación de 70% del sector. Le siguió en importancia la electricidad, que alcanzó en 2022 el 14% (22ktep) y, en tercer lugar, se ubicó la leña con una participación del 10% (15ktep).

En lo que refiere al **sector minería**, su consumo correspondió al 6% del total de las actividades primarias (11ktep) y se mantuvo similar al año anterior. El principal energético consumido fue gasoil, con una participación de 75% del consumo del sector (8ktep). El restante 25% correspondió a consumo de electricidad, mientras que el resto de las fuentes que registraron consumos en este sector tuvieron valores menores a 0,1ktep y, por lo tanto, no figuraron en la matriz del BEN.

Finalmente, el **sector pesca** registró un consumo de 16ktep en 2022 con una participación de 9% en el consumo del sector "actividades primarias". En el último año, la fuente de mayor consumo correspondió a gasoil (14ktep) asociado a la pesca industrial y 2ktep de gasolina correspondieron a la pesca artesanal. Es de aclarar que el gasoil marino utilizado en barcos no incluye biodiésel.

FIGURA 44.
Consumo final energético del sector agro por fuente

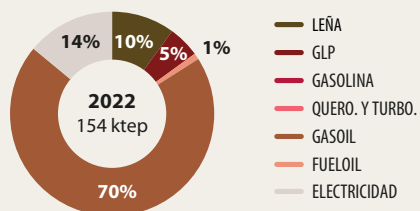
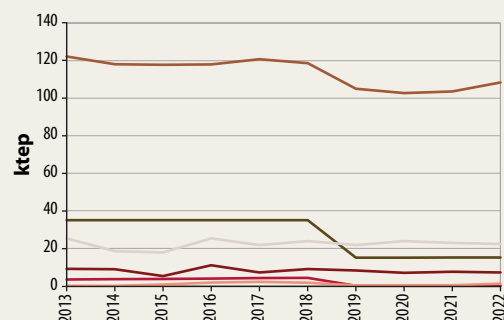


FIGURA 45.
Consumo final energético del sector minería por fuente

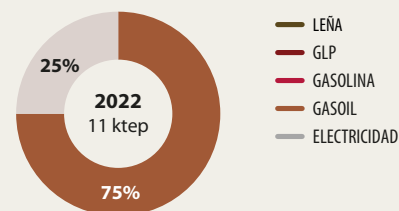
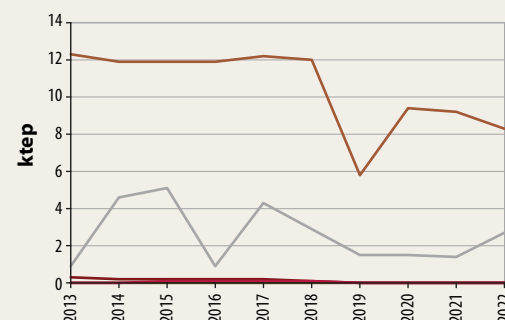


FIGURA 46.
Consumo final energético del sector pesca por fuente

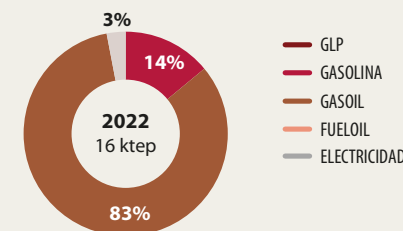
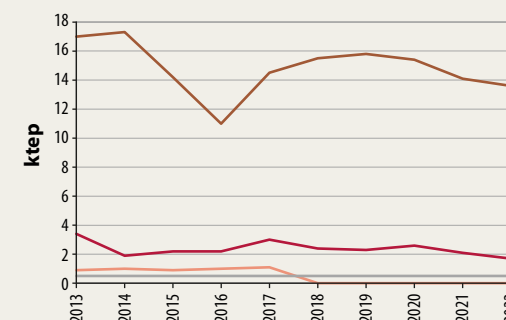
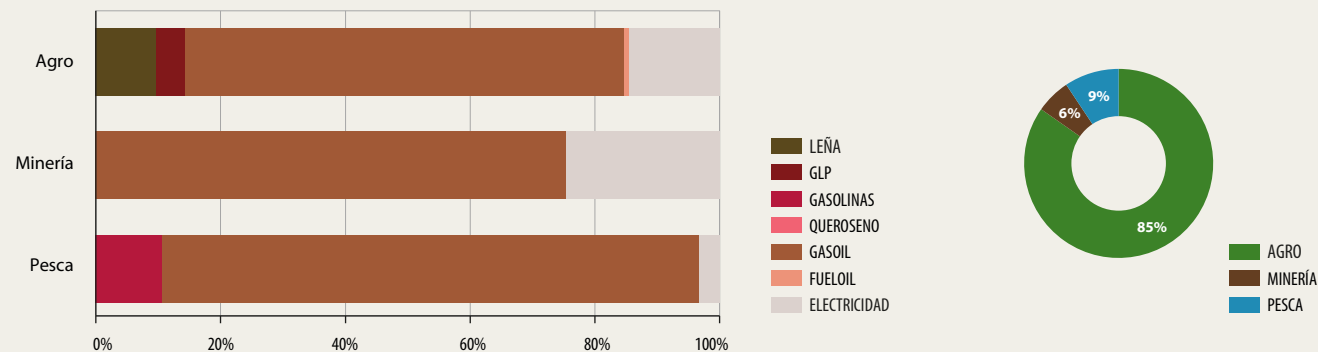


TABLA 15. Consumo final energético del sector actividades primarias

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Leña (%)						35,0 16%	15,1 8%
GLP (%)						5,4 3%	7,1 4%
Gasolina automotora (%)	34,0 33%	11,5 15%	6,3 4%	10,7 6%	7,4 4%	6,0 3%	1,7 1%
Queroseno (%)	22,0 22%	4,1 5%					0,0 0%
Gasoil (%)	46,2 45%	59,2 79%	143,0 96%	168,5 92%	170,1 86%	143,9 67%	130,3 72%
Fueloil (%)						1,6 1%	1,2 1%
Electricidad (%)			0,0 0%	3,3 2%	20,4 10%	23,4 11%	25,5 14%
TOTAL (%)	102,2 100%	74,8 100%	149,3 100%	182,5 100%	197,9 100%	215,3 100%	180,9 100%

NOTAS: 1) A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol. 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y hasta 2013 incluye diésel oil.

FIGURA 47. Apertura de consumo del sector actividades primarias en 2022



RESUMEN DEL CAPÍTULO 5

Emisiones de dióxido de carbono

En la publicación del BEN se incluyen las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) provenientes de las actividades de quema de combustibles de las industrias de la energía y los sectores de consumo final. Para 2022 las emisiones totales fueron 7.204 Gg, 5% menores al año anterior y 12% menores al máximo histórico registrado en 2012.

Correspondieron a las siguientes categorías en orden decreciente: transporte (4.131 Gg), industrial (969 Gg), centrales eléctricas de servicio público (792 Gg), actividades primarias (430 Gg), residencial (400 Gg), consumo propio (371 Gg) y, finalmente, comercial/servicios/sector público (102 Gg).

Fue así que 16% de las emisiones de CO₂ provinieron de las industrias de la energía y 84% de la quema de combustibles en los distintos sectores de consumo final.

Respecto a las industrias de la energía, **las emisiones asociadas a las centrales eléctricas de servicio público disminuyeron 45% respecto al año anterior**, debido a un menor consumo de combustibles fósiles en la generación de electricidad.

En 2022 se procesó la misma cantidad de crudo que en 2021, mientras que las emisiones por consumo propio fueron 8% menores. Esto se debió a una sustitución de fuentes, ya que se utilizó más gas natural y menos fueloil, medida que se venía implementando en los últimos años.

En cuanto a las emisiones provenientes de los sectores de consumo final, transporte ha sido históricamente la principal categoría, con una participación promedio de 54% de las emisiones totales de CO₂, para el período 2010-2022.

Es de destacar el comportamiento del sector industrial, cuyas emisiones en los últimos 10 años tuvieron un crecimiento neto de 659 Gg (2012) a 969 Gg (2022), debido principalmente a un mayor consumo de coque de petróleo y fueloil en la industria. Sin embargo, la intensidad de las emisiones por unidad de energía consumida en la industria presentó una tendencia a la baja.

Finalmente, en lo que refiere a las partidas informativas, en 2022 las emisiones de CO₂ por quema de biomasa fueron 8.910 Gg, 5% inferiores que el año anterior. Los residuos de biomasa fueron los que tuvieron mayor incidencia en dichas emisiones (74%). Las emisiones de bunkers internacionales fueron 532 Gg de CO₂, lo que representó un aumento de 28% respecto a 2021; entre 2019 y 2020 habían caído 45% porque la operativa de puertos y aeropuertos se vio muy afectada durante la pandemia.

5. Emisiones de dióxido de carbono

En la publicación del BEN se incluyen las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) provenientes de las actividades de quema de combustibles correspondientes a las industrias de la energía (“centrales eléctricas de servicio público” y “consumo propio”) y los sectores de consumo final (“residencial”, “comercial/ servicios/ sector público”, “transporte”, “industrial”, “actividades primarias”). Si bien el país cuenta con publicaciones de los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) desde el año 1990, en el BEN la serie de emisiones de CO₂ se ha logrado extender más allá en la serie histórica, dando inicio en 1965.

Las emisiones de CO₂ son calculadas siguiendo las directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) para los INGEI, versión 2006. Cabe destacar que, según dicha metodología, las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de combustibles de la biomasa no son consideradas en los totales, a pesar de estar frente a una clara actividad de quema con fines energéticos. La razón es que, paralelamente a la ocurrencia de emisiones de este gas (cuando se quema biomasa), existe un proceso de absorción del mismo (a través de la fotosíntesis) que realizan las especies vegetales durante su crecimiento y que resulta conveniente evaluar conjuntamente, para no extraer conclusiones engañosas a partir de resultados parciales. Por lo tanto, el cálculo relativo a la emisión y absorción de CO₂ a partir de biomasa, se contabiliza en el sector “agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra” (AFOLU, por sus siglas en inglés) del mencionado INGEI. Sin embargo, resulta interesante estimar las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa (leña, residuos de biomasa, biocombustibles, etc.), las cuales se presentan como partidas informativas en el sector energético (sin sumarlas en los totales, como se ha explicado anteriormente).

Para 2022, las emisiones totales de CO₂ fueron 7.204 Gg¹⁹, 5 % menores al año anterior. Si se considera todo el período en estudio, se observan diferentes comportamientos. Entre 1965 y 1979, las emisiones de CO₂ se mantuvieron en un promedio de 5.000 Gg de CO₂, hasta alcanzar un máximo de 5.748 Gg (1979). A partir de 1980, las emisiones de CO₂ disminuyeron bruscamente y en seis años tuvieron una caída de 42 % para registrar el mínimo histórico en 1986 (3.039 Gg). Posteriormente, la tendencia fue de crecimiento neto hasta alcanzar en 2022 un nivel de emisiones de 7.204 Gg de CO₂, alternando subidas y descensos según las características puntuales de consumo. En particular, la caída en las emisiones en el período 2000-2003 coincidió con la disminución de la demanda de energía provocada por la crisis que enfrentó el país a principios de siglo y unos años de buena hidraulicidad. Por su parte, en 2012 se registraron los niveles máximos de toda la serie histórica (8.191 Gg).

En 2022, las emisiones de CO₂ por quema de combustibles disminuyeron 5 % y fueron 12 % menores al máximo histórico (2012).



¹⁹- 1 Gg (mil millones de gramos) equivale a 1 kton (mil toneladas)

5 EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO

Para el año 2022 las emisiones de CO₂ estuvieron asociadas a las siguientes categorías en orden decreciente: transporte (4.131 Gg), industrial (969 Gg), centrales eléctricas de servicio público (792 Gg), actividades primarias (430 Gg), residencial (400 Gg), consumo propio (371 Gg) y finalmente comercial/servicios/sector público (102 Gg).

Es así que, 16% de las emisiones de CO₂ provinieron de las industrias de la energía (generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético) y 84% correspondió a las actividades de quema de combustibles en los distintos sectores de consumo final.

Respecto a las **industrias de la energía**, las emisiones provenientes de las centrales eléctricas de generación presentan una gran variación ya que están fuertemente asociadas a las condiciones de hidraulicidad que existan en el país. Para años secos con participaciones bajas de hidroelectricidad, el consumo de

FIGURA 48. Emisiones de CO₂ por sector

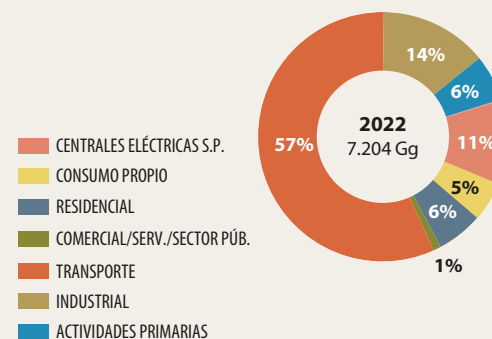
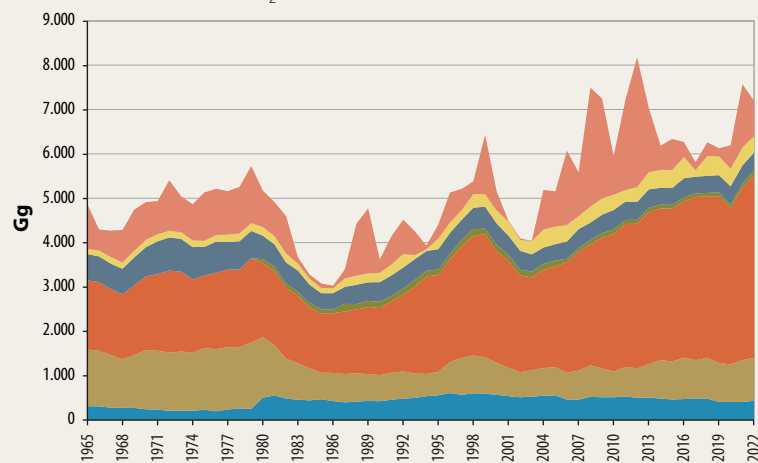
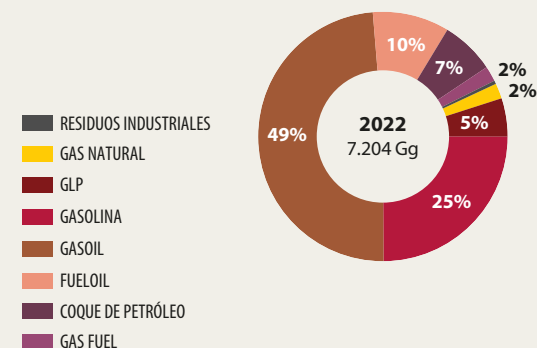
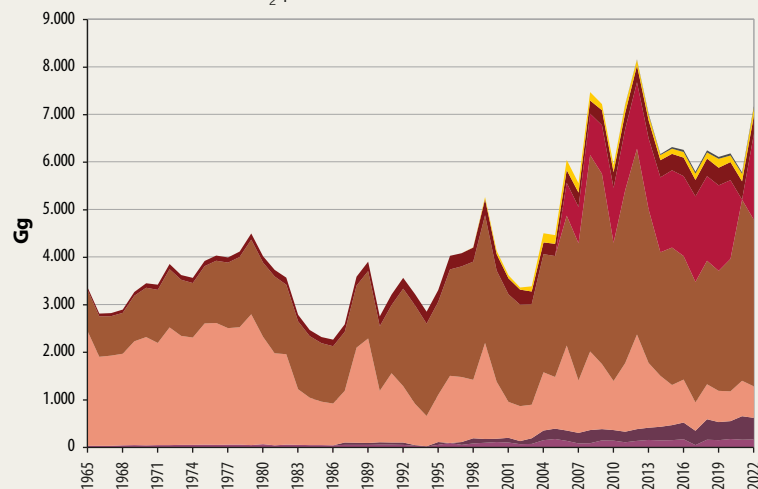


FIGURA 49. Emisiones de CO₂ por fuente



derivados de petróleo en centrales eléctricas ha sido alto, con su consiguiente contribución a las emisiones totales de CO₂.

En los últimos 15 años los mayores registros correspondieron a los años 2008, 2009 y 2012, con participaciones de 36 %, 31 % y 36 % en el total de emisiones. Del mismo modo, se destacan el año 2010 y los posteriores a 2013 con buenos aportes hidráulicos para la generación de electricidad, y su consecuente menor consumo de derivados. En particular, entre 2014 y 2018 la hidroelectricidad disminuyó; sin embargo, el gran aumento que se registró en la electricidad de origen eólico y solar fotovoltaico permitió contrarrestar tal situación sin necesidad de recurrir al consumo de combustibles fósiles para este fin.

En el año 2022, la producción de electricidad entregada a la red fue 7 % menor al año previo y, al analizar los insumos utilizados, se observa que el consumo de derivados de petróleo disminuyó 44 %. Esto determinó en mayor medida que las emisiones de CO₂ asociadas a las centrales eléctricas de servicio público decrecieran 45 % respecto al año previo.

Si se consideran los últimos 19 años, se observa que en 2017 (179 Gg) y 2019 (181 Gg) se registraron las menores emisiones de CO₂ por centrales eléctricas, mientras que en 2008 (2.688 Gg) y 2012 (2.927 Gg) las mayores. En el caso de 2021, con emisiones de CO₂ de 1.429 Gg para centrales eléctricas, es importante mencionar que se registró una exportación importante de energía eléctrica de origen fósil.

Por su parte, las emisiones provenientes del consumo propio del sector energético se deben principalmente a la operación de la refinería. Las mismas se han mantenido relativamente constantes a lo largo de la serie, con participaciones entre 5-8 % de las emisiones de CO₂ totales. En particular, es de mencionar la disminución en las emisiones de esta categoría en 2017, que se debió a la detención de la refinería por mantenimiento, de manera similar a lo ocurrido en 1994.

En 2018 y 2019 la operativa de la refinería fue la habitual y las emisiones de CO₂ por consumo propio del sector energético volvieron a ser las de los años previos. En particular, en 2020 se registró una disminución asociada a una menor producción de la refinería que, como se indicó anteriormente, se debió a las medidas adoptadas por el país frente a la pandemia, las cuales afectaron el consumo para sector transporte. Finalmente, cabe mencionar que, en 2022 se procesó la misma cantidad de crudo que en 2021, mientras que las emisiones por consumo propio fueron 8 % menores. Esto se debió a una sustitución de fuentes, ya que se utilizó más gas natural y menos fueloil, medida que se viene implementando en los últimos años.

Transporte fue la principal categoría responsable de emisiones de CO₂ en 2022.

En cuanto a las emisiones provenientes de los **sectores de consumo**, la principal categoría ha sido históricamente el sector transporte, con una participación que ha ido aumentando a lo largo de los años. Entre 1965 y 1989 las emisiones asociadas a transporte han sido en promedio el 35 % de las emisiones totales de CO₂ (incluyendo las industrias de la energía). Para los siguientes 20 años (1990-2009) dicha participación se ubicó en 46 %, mientras que para el período 2010-2022 alcanzó 54 %, en promedio. La evolución en las emisiones acompañó la tendencia del consumo energético en este sector; tuvo un crecimiento sostenido entre 1987 y 1999, una posterior caída durante cuatro años y finalmente un aumento neto hasta 2022, luego de la disminución antes mencionada para 2020. Desde 2006, el incremento de emisiones de CO₂ en el sector transporte estuvo marcado principalmente por las emisiones asociadas al consumo de gasolina, que aumentaron 168 % en estos 16 años, mientras que para el gasoil solamente crecieron 28 %. Cabe mencionar que, en 2006, las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de gasolina en el transporte fueron solo 27 %, mientras que esta participación pasó a ser mayor al 40 % desde 2012.

Respecto a los demás sectores de consumo considerados en conjunto, las emisiones de CO₂ para el período 1965-1991 fueron superiores al sector transporte, con un valor promedio de 2.000 Gg. En el año 1992 las emisiones debidas al transporte superaron al total del resto de los sectores y de ahí en más la evolución de las emisiones de estos sectores presentó un crecimiento menor a las del sector transporte. Por esta razón, en 2022 su participación fue de 27% de las emisiones de CO₂ totales. Es de destacar el comportamiento del sector industrial, que, si bien fue relativamente constante a lo largo de la serie, en los últimos 12 años sus emisiones de CO₂ tuvieron un crecimiento neto de 583 Gg (2010) a 969 Gg (2022). Este comportamiento se debió principalmente a un mayor consumo de coque de petróleo y fueloil en la industria. Para los sectores residencial, comercial/servicios/sector público y actividades primarias, las emisiones de CO₂ han sido pequeñas respecto al resto de los sectores y se han mantenido relativamente constantes a lo largo de los años.

Finalmente, se presentan como **partidas informativas** las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de búnkers internacionales, ya que no se consideran en los totales de acuerdo a la metodología aplicada.

En 2022 las emisiones de la quema de biomasa fueron de 8.910 Gg de CO₂, 5% inferiores que el año anterior. En cuanto a los combustibles, los residuos de biomasa fueron los que tuvieron la mayor participación (74%), seguidos por la leña y carbón vegetal (24%) y, en menor proporción, por los biocombustibles (2%).

En la categoría búnkers internacionales se incluyeron las emisiones de CO₂ procedentes de la navegación marítima y fluvial, así como de la aviación, correspondientes a viajes que salieron de un país y llegaron a otro. Para 2022 las emisiones de búnkers internacionales fueron 532 Gg de CO₂, lo que representó un aumento de 28% respecto a 2021. A su vez, se destaca la reducción de 45% que se registró entre 2019 y 2020, vinculada a la pandemia, ya que la operativa de puer-

tos y aeropuertos se vio muy afectada en ese período.

En 2022 el 43% de las emisiones de esta categoría se originaron en el transporte marítimo y fluvial, a través del consumo de gasoil marino (77%) y fueloil (23%), mientras que el 57% restante correspondió al transporte aéreo, principalmente por consumo de turbocombustible.

FIGURA 50. Emisiones de CO₂ del sector transporte por fuente

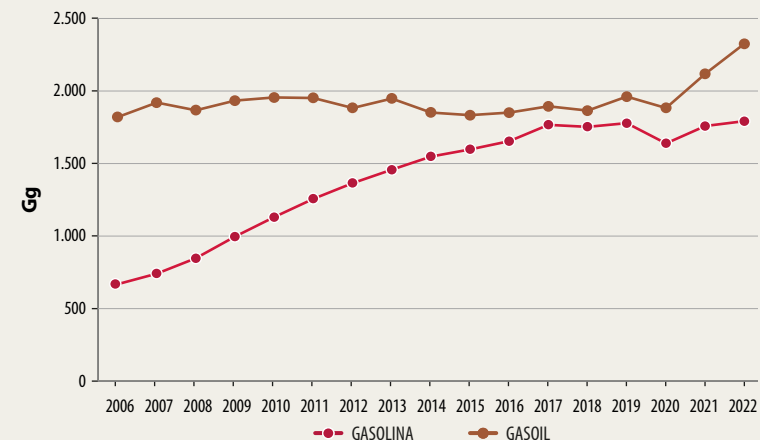


FIGURA 51. Partidas informativas de emisiones de CO₂

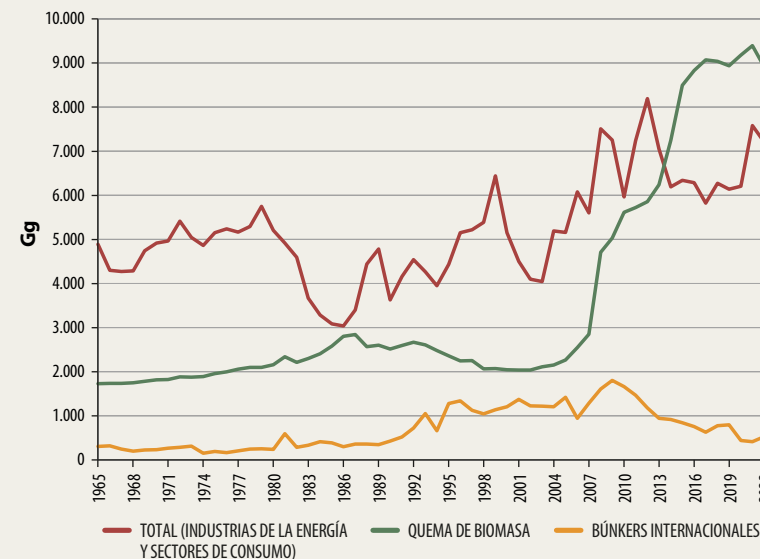


TABLA 16. Emisiones de CO₂ por sector

Gg	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Centrales eléctricas servicio público (%)	1.009,1	1.093,5	101,8	318,2	795,3	700,3	792,1
	21%	21%	3%	7%	15%	11%	11%
Consumo propio (%)	118,1	136,5	121,8	239,4	398,9	408,3	370,9
	2%	3%	4%	5%	8%	6%	5%
SUBTOTAL Industrias de la energía (%)	1.127,3	1.230,0	223,6	557,6	1.194,2	1.108,6	1.163,0
	23%	24%	7%	13%	23%	17%	16%
Residencial (%)	593,6	642,1	360,8	459,9	366,8	378,9	399,6
	12%	12%	12%	10%	7%	6%	6%
Comercial/servicios/sector público (%)	*	*	92,2	129,9	133,9	83,0	101,9
			3%	3%	3%	1%	1%
Transporte (%)	1561,1	1644,1	1338,0	2.182,1	2.277,6	3.448,7	4.131,2
	32%	32%	43%	49%	44%	54%	57%
Industrial (%)	1275,8	1384,9	601,8	528,7	633,5	858,8	969,4
	26%	27%	19%	12%	12%	14%	14%
Actividades primarias (%)	308,2	229,4	461,9	553,8	549,2	457,9	429,7
	6%	4%	15%	12%	11%	7%	6%
No identificado (%)	21,6	20,6	8,1	22,1	5,2	6,0	9,3
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SUBTOTAL Sectores de consumo (%)	3.760,3	3.921,1	2.862,8	3.876,5	3.966,2	5.233,3	6.041,1
	77%	76%	93%	87%	77%	83%	84%
TOTAL (%)	4.887,6	5.151,0	3.086,4	4.434,2	5.160,4	6.341,9	7.204,2
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

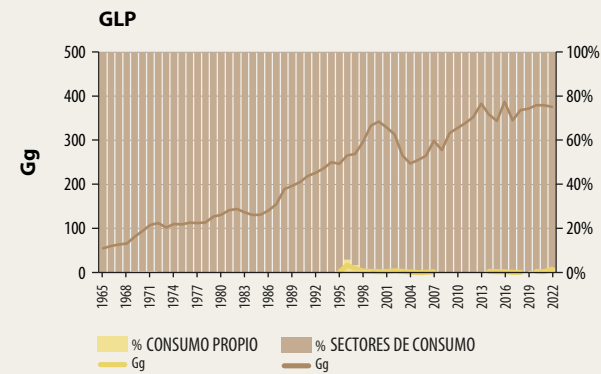
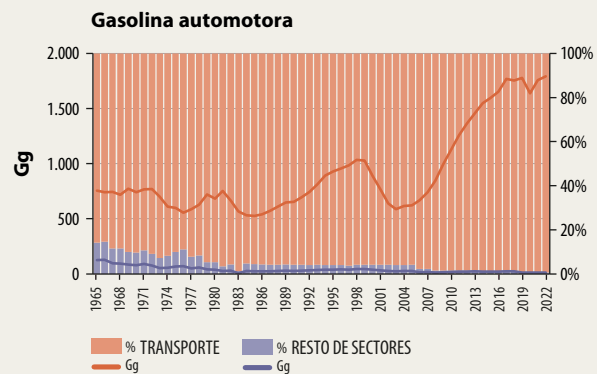
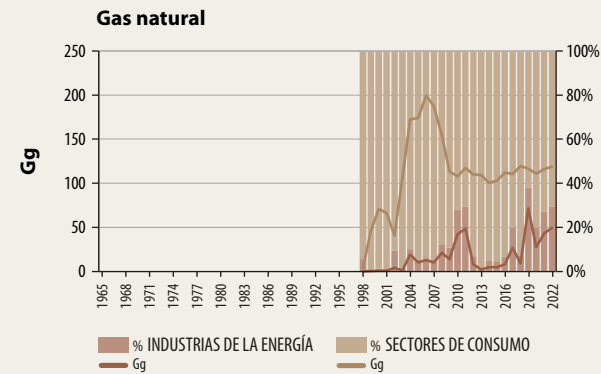
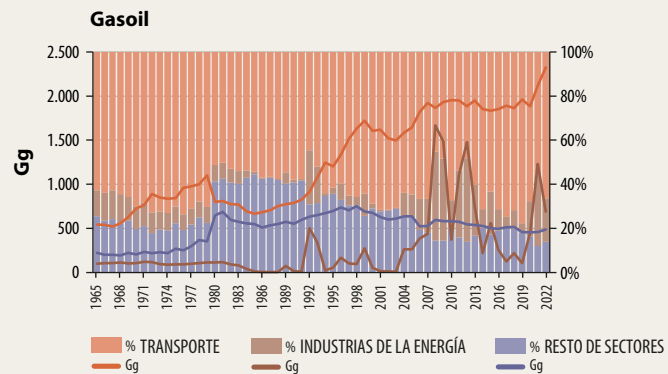
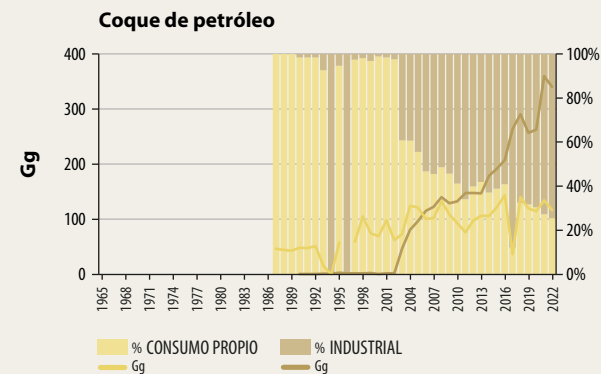
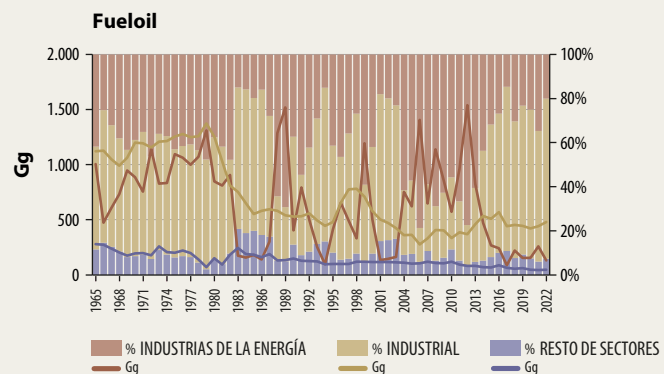
NOTAS: 1) Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006. 2) En 1965 y 1975, las emisiones de CO₂ del sector comercial/servicios/sector público están incluidas en sector residencial.

TABLA 17. Emisiones de CO₂ por fuente

Gg	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2022
Gas natural (%)					184,1	107,3	168,2
					4%	2%	2%
GLP (supergás y propano) (%)	54,7	109,4	131,6	248,1	255,2	345,8	383,6
	1%	2%	4%	6%	5%	5%	5%
Gasolina automotora (%)	881,8	665,9	553,3	969,7	649,9	1.619,3	1.804,7
	18%	13%	18%	22%	13%	26%	25%
Gasolina aviación (%)			10,3	9,4	6,4	7,3	5,6
			0%	0%	0%	0%	0%
Queroseno (%)	560,2	516,6	171,9	105,7	25,3	13,2	12,0
	11%	10%	6%	2%	0%	0%	0%
Turbocombustible (%)			22,5	35,9	4,2	8,1	8,4
			1%	1%	0%	0%	0%
Gasoil (%)	867,4	1.205,3	1.227,9	1.958,6	2.544,6	2.893,6	3.502,9
	18%	23%	40%	44%	49%	46%	49%
Fueloil (%)	2.404,8	2.553,3	916,1	993,6	1.089,5	844,5	660,1
	49%	50%	30%	22%	21%	13%	10%
Coque de petróleo (%)				60,8	218,0	313,9	457,2
				1%	4%	5%	7%
Gas fuel (%)	33,7	55,9	47,5	50,3	175,1	152,4	164,7
	1%	1%	2%	1%	3%	2%	2%
Carbón mineral y coque de carbón (%)	84,9	44,7	5,4	2,2	8,0	0,4	5,1
	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
Residuos industriales (%)						35,9	31,6
						1%	0%
TOTAL (%)	4.887,6	5.151,0	3.086,4	4.434,2	5.160,4	6.341,9	7.204,2
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

NOTAS: 1) Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006. 2) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012 inclusive.

FIGURA 52. Emisiones de CO₂ por fuente y sector



5 EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO



RESUMEN DEL CAPÍTULO 6

Indicadores

Este capítulo presenta una serie de indicadores que relacionan variables energéticas y de emisiones de CO₂ (entre otras), con variables económicas y demográficas.

La **intensidad energética final** en 2022 fue de 2,7 toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2016 (tep/M\$ 2016), 4% menor al año anterior. Si bien ambas variables crecieron entre 2021 y 2022, el PIB lo hizo en mayor magnitud que el consumo final total. Este indicador presentó una disminución neta desde 1965 y estuvo acompañado por una gran variabilidad.

El **consumo de energía per cápita** registró un valor máximo en 2022 de 1.391 tep cada 1.000 habitantes, luego que presentara un crecimiento neto en todo el período en estudio a partir de 637 tep/1.000 habitantes en 1965.

Por su parte, el **consumo de electricidad per cápita** registró un valor de 3.305 kWh por habitante en 2022, aumentó 2% respecto a 2021 y mantuvo su tendencia creciente a lo largo de toda la serie.

En el caso de la **intensidad de emisiones de CO₂**, experimentó una caída de 9% en 2022 y resultó en un valor de 3,9 tCO₂/M\$2016. Este indicador se ha caracterizado por presentar un descenso neto en el período 1965-2022 y una fuerte variabilidad.

Por su parte, las **emisiones de CO₂ per cápita** fueron de 2 tCO₂/habitante en el último año y tuvieron un crecimiento neto leve respecto a 1965. Al igual que el indicador anterior tiene una variabilidad importante año tras año.

En 2022 el **factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN)** fue de 60 tCO₂/GWh, 40% menor a 2021. Varía de un año a otro de acuerdo al mix utilizado para la generación eléctrica entregada a la red. La gran influencia que tiene el nivel de hidraulicidad en la generación eléctrica del país y la consecuente cantidad de combustibles fósiles utilizados para generación, resultaron en que este indicador presentara gran variabilidad a lo largo de toda la serie.

En los últimos años, Uruguay ha registrado grandes crecimientos en la generación de electricidad de origen renovable, principalmente energía eólica y, en menor medida, energía solar fotovoltaica: junto con la hidroelectricidad repercutieron en el uso de menores cantidades de combustibles fósiles. Durante el período 1965-1979 el factor de emisión del SIN estuvo en los niveles más altos de toda la serie histórica, con un promedio de 400 tCO₂/GWh. Los valores mínimos se dieron entre 2001-2003 (1-3 tCO₂/GWh) y en 2022 el valor fue de 60 tCO₂/GWh, 40% menor a 2021.

En 2022 la tasa de electrificación fue de 99,9%, es decir, solamente 0,1% del total de viviendas ocupadas no tuvo suministro de electricidad, ya sea de UTE o propio (grupo electrógeno y/o cargador de baterías a través de un generador eólico o solar).

El **sendero energético** deja en evidencia los distintos comportamientos por los que atravesó el país, relativos a cambios estructurales y de evolución económica, y su incidencia en la intensidad energética. En el mismo se puede corroborar el aumento del PIB per cápita (5%) y la caída de la intensidad energética (4%) registrados en 2022.

6

INDICADORES



6. Indicadores

En el presente capítulo se presenta una serie de indicadores que relacionan variables energéticas y de emisiones de CO₂ (entre otras), con variables económicas y demográficas. Se utilizaron las series estadísticas de PIB²⁰ y de población publicadas por el Banco Central del Uruguay (BCU) y el Instituto Nacional de Estadística (INE), respectivamente.

Cabe mencionar que para los años previos a 2015 se utilizó una serie de PIB elaborada por retroproyección por el MEF. De esta manera, en la presente edición del BEN se logró contar con una serie de PIB global a precios constantes de 2016 desde 1965 y se llegó a cubrir así todo el período de estudio de las variables energéticas.

En el caso de la población, se utilizó la serie histórica de estimación y proyección de población según la Revisión 2013²¹ para los años a partir de 1996, mientras que se completó la serie para el período 1965-1995 con las estimaciones correspondientes a la Revisión 1998.²²

6 INDICADORES



20- Banco Central del Uruguay (BCU), *Series del PIB por componentes del gasto en millones de pesos constantes de 2016*, <https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/1.%20Gasto_K.xlsx> (21/07/2023).

21- Instituto Nacional de Estadística (INE), *Uruguay: población estimada y proyectada por año, según sexo y edad simple*, <https://www5.ine.gub.uy/documents/Demograf%C3%ADayEESS/SERIES_Y_OTROS/Estimaciones_y_proyecciones/Revisi%C3%B3n_2013/Total_pais_poblacion_por_sexo_y_edad_1996-2050.xls> (21/07/2023).

22- Instituto Nacional de Estadística (INE), *Uruguay: estimaciones y proyecciones de población por sexo y edad. Total del país, 1950-2050*, <https://www5.ine.gub.uy/documents/Demograf%C3%ADayEESS/SERIES%20Y%20OTROS/Estimaciones%20y%20proyecciones/Revisiones%20anteriores/proyecciones_revision_1998.rar> (27/07/2023).

6.1. Intensidad energética final

La **intensidad energética final** se representa como el cociente entre el consumo final de energía y el PIB. Se expresa en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2016 (tep/M\$2016).

La intensidad energética final presentó una disminución neta en todo el período 1965-2022, acompañada por una gran variabilidad. En el año 1972 fue registrado el máximo histórico (3,44 tep/M\$2016) y en 2005 el mínimo (2,24 tep/M\$2016). En 2022 la intensidad energética disminuyó 4%, luego que en 2021 se mantuviera prácticamente similar al año anterior. Esta caída de la intensidad se debió a que, si bien ambas variables crecieron, el PIB lo hizo en mayor magnitud que el consumo final total.

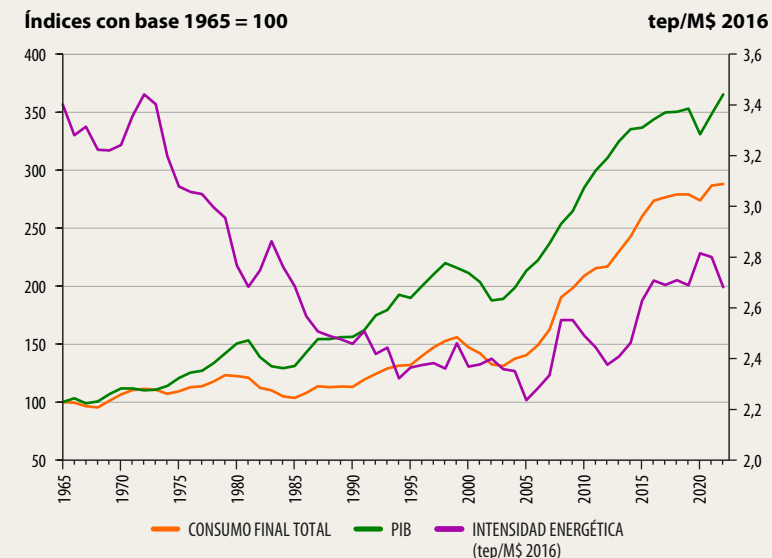
Intensidad energética final 2022: 2,7 tep/M\$2016.

Para ayudar a entender la evolución de este indicador se analizan las series individuales de consumo final total de energía y PIB, tomando como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1965. Ambas series han presentado comportamientos similares en lo que respecta a su evolución en el período 1965-2022, alternando años de crecimientos y otros de disminuciones donde la variabilidad registrada permitió identificar diferentes períodos.

Son de destacar los períodos 1971-1972 y 1982-1983, que registraron aumentos bruscos en la intensidad energética respecto a los años anteriores. En el primer caso, el consumo final de energía creció, mientras que el PIB disminuyó; para el segundo ambas variables disminuyeron, sin embargo, el PIB lo hizo a una tasa mayor. Entre 1985 y 1999, si bien el consumo final de energía y el PIB registraron crecimientos netos, este fue mayor para el caso del PIB y, en consecuencia, la intensidad energética registró una caída neta (con algunos años puntuales de crecimiento). La demanda energética disminuyó entre 2000 y 2003, año a partir del cual retomó una tenden-

cia creciente. Por su parte, el PIB registró tasas de crecimiento negativas entre 1999 y 2002 inclusive. De ahí en más, ambas series presentaron una evolución creciente.

FIGURA 53. Consumo final total y PIB (precios constantes 2016)



Durante el período 2005-2009 el consumo de energía creció a tasas mayores que el PIB. Es de destacar el gran crecimiento del consumo final del sector industrial en el año 2008 (67% respecto a 2007), que provocó un cambio en la estructura de consumo del país. Para estos años la intensidad energética fue creciente. En los años 2010, 2011 y 2012 se dio la tendencia opuesta: si bien el consumo energético creció y el PIB también, el consumo final de energía evolucionó a tasas menores, lo que resultó en una intensidad energética decreciente.

Por su parte, entre 2013 y 2016 el consumo final energético presentó aumentos anuales crecientes, principalmente a partir de un mayor consumo del sector industrial asociado a la incorporación de otra nueva planta de celulosa. Sin embargo, el PIB creció a tasas positivas pero menores año a año y resultó en una intensidad energética creciente. En 2017 y 2018 volvió a registrarse un comportamiento similar al período 2010-2012,

con crecimientos en el consumo final y el PIB, pero a tasas mayores para este último e intensidad energética a la baja.

Para 2019 ambas variables crecieron a tasas menores a 1% y resultaron en una intensidad energética 0,3% menor que la de 2018, comportamiento propio de cuando se da una desaceleración de la economía en un año puntal, que no implica cambios estructurales. En 2020 ambas series disminuyeron, pero el PIB lo hizo en forma mucho más pronunciada que el consumo energético, lo que determinó un aumento de la intensidad energética. Finalmente, hacia 2021 y 2022 ambas variables volvieron a crecer, pero el PIB lo hizo en mayor medida, lo que provocó que la intensidad energética final disminuyera 0,5% y 4,2%, respectivamente.

6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita

El **consumo de energía per cápita** se obtiene como el cociente entre el consumo final total de energía y la población, expresado en toneladas equivalentes de petróleo cada mil habitantes (tep/1.000 hab.). Este indicador presentó un crecimiento neto en todo el período en estudio y pasó de 637 tep/1.000 hab. (1965) a 1.391 tep/1.000 hab. (2022), para alcanzar en el último año el máximo absoluto. El mínimo histórico se dio en los años 1968 y 1985 (591 tep/1.000 hab.).

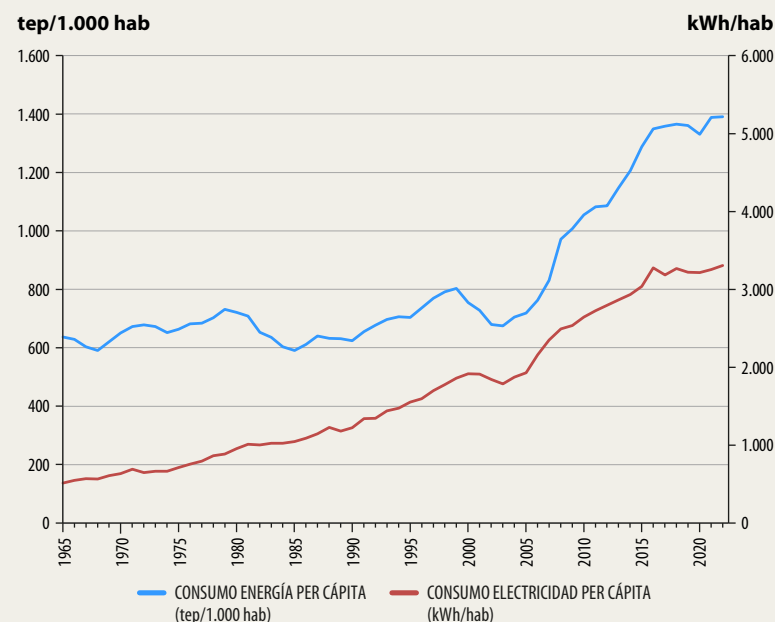
A partir de 1969 el consumo de energía per cápita aumentó por 11 años para alcanzar un máximo relativo en 1979, seguido por seis años de decrecimiento. Desde 1986 el consumo de energía per cápita tuvo un crecimiento sostenido; el mismo se vio interrumpido durante la crisis económica de comienzos del siglo XXI, pero, a partir de 2004, retomó la tendencia creciente.

En 2007 se superó el pico de consumo que se había dado en 1999 (antes de la crisis) y el consumo de energía per cápita continuó en aumento hasta 2018, seguido por dos años de disminución y otros dos de nuevo crecimiento.

Por su parte, el **consumo de electricidad per cápita** se obtiene del cociente entre la energía eléctrica consumida y la población, expresado en kilovatio-hora por habitante (kWh/hab.). A lo largo de toda la serie, el consumo de electricidad per cápita presentó, en general, una tendencia creciente, salvo en determinados años que bajó. La crisis económica repercutió en el consumo de electricidad per cápita, al igual que en el resto de los indicadores.

2022:
Consumo final per cápita:
1.391 tep/1.000 hab.
Consumo de electricidad per cápita:
3.305 kWh/hab.

FIGURA 54. Consumo de energía y electricidad per cápita



El consumo eléctrico per cápita aumentó desde 512 kWh/hab. (1965) hasta un máximo de 1.917 kWh/hab. (2000), para luego bajar hasta un mínimo de 1.788 kWh/hab. (2003). A partir de ese año, se revirtió nuevamente la tendencia y volvió a crecer para alcanzar en 2016 el máximo histórico (3.276 kWh/hab.). En 2017 y 2019 hubo descensos puntuales de 3% y 2% respectivamente y, finalmente, en 2022 el consumo eléctrico per cápita creció 2%.

6

INDICADORES



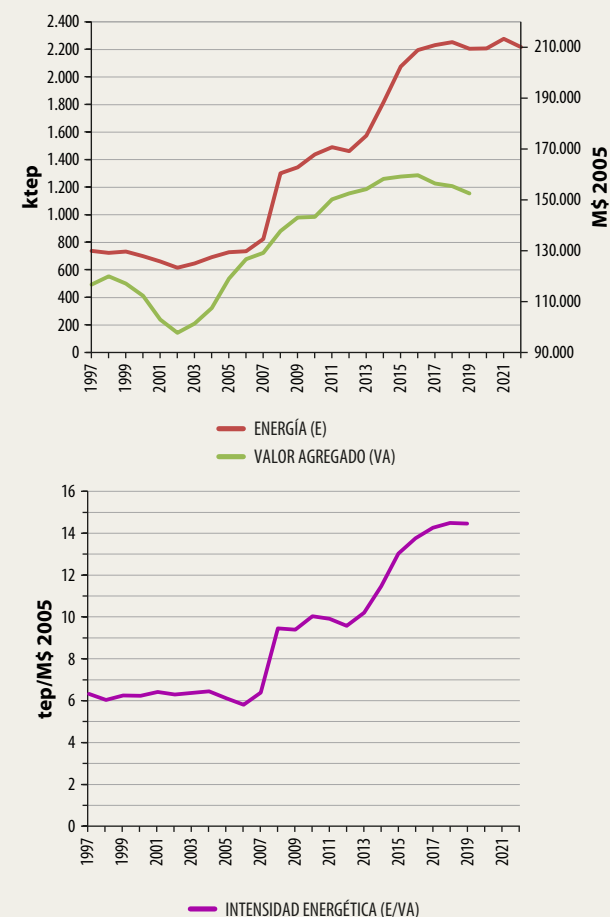
6.3. Intensidad energética por sector

La **intensidad energética por sector** se define como el cociente entre el consumo energético de un determinado sector y su valor agregado, expresado en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2005 (tep/M\$2005). Esto representa la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de valor agregado. Si en vez de analizar el consumo de energía en forma global comparado con el PIB se analiza el consumo de energía por sector en relación a su valor agregado, se obtienen comportamientos diferentes según los sectores. A continuación, se presenta el análisis de las intensidades energéticas para tres sectores considerando el período 1997-2019 (elaboración propia MIEM-DNE con base en datos del BCU ²³). Se aclara que no se pudo realizar este análisis para años posteriores, ya que el cambio de base que realizó el BCU (base 2016) no permitió hacer una desagregación sectorial (al menos al momento de cierre de esta publicación).

En la serie **industria/actividades primarias** se puede observar claramente el impacto que generó el ingreso al mercado de las nuevas industrias de celulosa, que provocaron un salto en la intensidad energética en los años 2008 y 2014. Hasta 2007 la intensidad energética sectorial se mantuvo en valores entre 5,8 y 6,4 tep/M\$2005 y creció 48% en 2008. A partir de ese año la intensidad energética registró una tendencia creciente, salvo para los años 2009, 2011 y 2012 cuando se dio una pequeña baja asociada a un menor crecimiento del consumo energético del sector industrial respecto al mayor crecimiento económico.

En particular, en 2012 el consumo energético disminuyó respecto al año anterior. Entre 2013 y 2016, tanto el consumo energético como el valor agregado registraron crecimientos, lo que reflejó un aumento en la intensidad energética. En los últimos tres años, el gran crecimiento que venía registrando el consumo energético se desaceleró y, si bien el valor agregado del sector disminuyó, igualmente se registró un crecimiento en la intensidad energética del sector industrial/actividades primarias.

FIGURA 55. Intensidad energética del sector industrial/actividades primarias



NOTA: sin datos 2020-2022, BCU no publicó la información para construir este indicador.



23- Banco Central del Uruguay (BCU), *Producto Interno Bruto por Industrias, Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme*, <https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro_14a.xls> (01/07/2021).

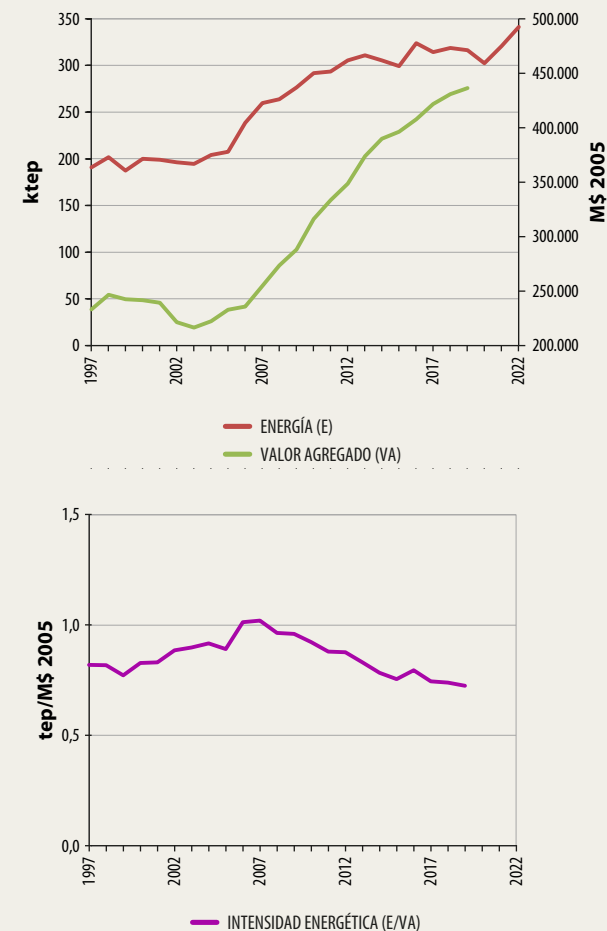
En cuanto a la intensidad energética del sector **comercial/servicios/sector público**, la serie no presentó mayores variaciones y ha sido relativamente constante en el período en estudio 1997-2019 con un descenso neto. En el año 2007 se alcanzó el valor máximo (1,02 tep/M\$2005) y a partir de 2008 mostró una tendencia decreciente, a pesar de que en dichos años crecieron tanto el consumo energético como el valor agregado del sector. Esto se explica porque el consumo energético presentó una tasa de crecimiento menor que la del valor agregado, lo cual podría ser resultado de la incorporación de medidas de eficiencia energética. En los últimos cinco años se registraron los menores valores históricos de intensidad energética en el sector comercial/servicios/sector público (0,73 tep/M\$2005 en 2019).

Por otra parte, la intensidad energética del sector transporte se analiza de dos maneras diferentes: utilizando el valor agregado del sector y utilizando el PIB global. Este último enfoque es de importancia ya que el transporte es un sector transversal a toda la economía.

La intensidad energética del transporte por unidad de valor agregado de dicho sector alcanzó sus valores mínimos históricos en 2000 y 2008 (33,5 tep/M\$2005) y registró un comportamiento variable en la mayor parte del período en estudio, en el que alternó tasas de crecimiento positivas y negativas. El crecimiento (8%) que se dio en la intensidad energética entre 2008 y 2009 puede haber sido consecuencia de la crisis internacional, dado que el valor agregado generado en el transporte fue apenas superior al año anterior, mientras que el consumo energético mantuvo el crecimiento histórico.

Son de destacar los años 2015 y 2016 ya que, como consecuencia de los crecimientos en el consumo energético y las disminuciones en el valor agregado, hubo crecimientos de 14% y 11% en la intensidad energética del sector transporte. Para 2018 y 2019 la intensidad energética volvió a crecer (2% anual), luego de la caída que había registrado en el año 2017 (2%).

FIGURA 56. Intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público

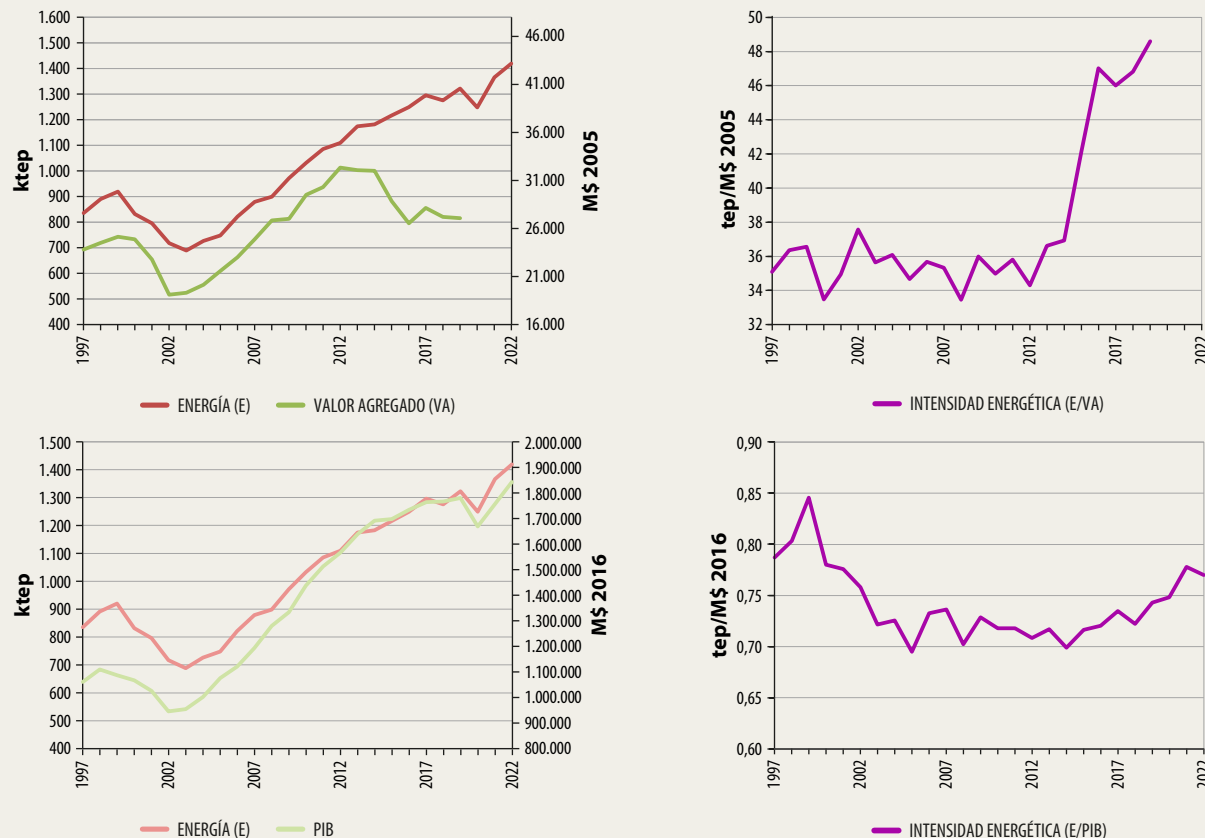


NOTA: sin datos 2020-2022, BCU no publicó la información para construir este indicador.

Finalmente, la intensidad energética del transporte por unidad de PIB presentó un comportamiento bastante diferente al análisis anterior, no solo en tendencia sino también en la magnitud de sus valores. El consumo de energía del sector transporte y el PIB tuvieron una evolución similar entre 1997 y 2022, en lo que respecta a un crecimiento neto en todo el período, con un descenso pronunciado hacia principios de siglo por la crisis anteriormente mencionada. La intensidad energética registró un máximo en 1999 (0,85 tep/M\$2016) seguido por una disminución hasta el año 2005 (0,70 tep/M\$2016),

dato que el consumo de energía disminuyó a tasas mayores que el PIB. Desde ese año y hasta 2020 la intensidad energética alternó aumentos y caídas anuales, comportamiento que se mantuvo en valores entre 0,70 y 0,75 tep/M\$2016. En 2021, el consumo energético del sector transporte aumentó 9% y el PIB 5%, lo que se tradujo en un crecimiento de la intensidad energética de 4%. En 2022 el consumo energético creció a una tasa menor que el PIB y resultó en una caída de 1% en la intensidad energética.

FIGURA 57. Intensidad energética del sector transporte



6.4. Emisiones de CO₂ por PIB y per cápita

La **intensidad de emisiones de CO₂** se representa como el cociente entre las emisiones de CO₂ y el PIB y se expresa en toneladas de CO₂ por millones de pesos a precios constantes de 2016 (tCO₂/M\$2016). En el período 1965-2022, este indicador presentó un descenso neto pasando de 9,7 a 3,9 tCO₂/M\$2016 y registró una fuerte variabilidad en toda la serie. Los años con mayores niveles de intensidad de emisiones correspondieron a 1965 y 1972 (9,7 tCO₂/M\$2016), mientras que entre 2014 y 2020 se alcanzaron los valores más bajos (en promedio 3,6 tCO₂/M\$2016). En 2022, las emisiones de CO₂ disminuyeron 5% respecto al año anterior y el PIB creció 4,9%, lo que se tradujo en una caída de 9% en la intensidad de emisiones de CO₂.

A su vez, para ayudar a entender la evolución de este indicador se analizan las series individuales de las emisiones de CO₂ de las actividades de quema de combustibles y del PIB, tomando como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1965.

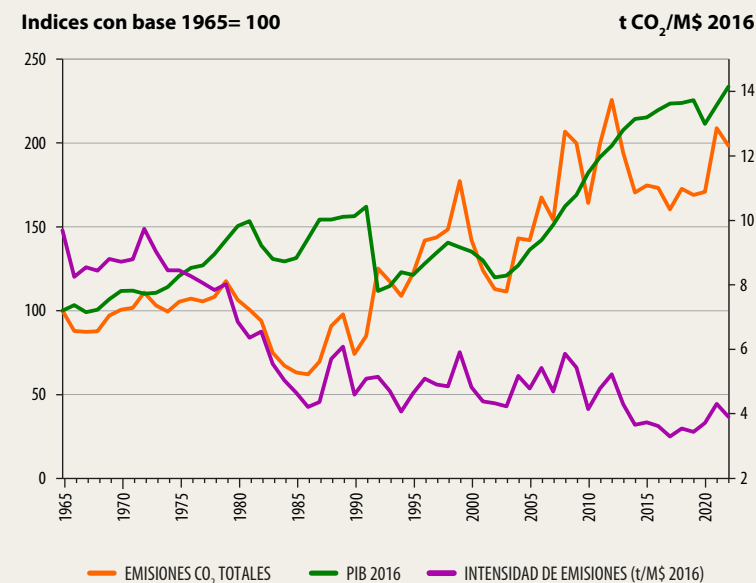
Las emisiones de CO₂ han presentado cierta variabilidad a lo largo de toda la serie y han acompañado la evolución del PIB; este comportamiento que se ve reflejado también en la intensidad de emisiones de CO₂. Las grandes fluctuaciones que se dieron en las emisiones de CO₂ totales estuvieron fuertemente asociadas a las variaciones en las emisiones de las centrales térmicas de generación de electricidad, por consumo de derivados de petróleo para generación eléctrica como complemento de la hidroelectricidad. En el año 2020 se dio un comportamiento similar a 2006 y en 2021 similar a 2012, en cuanto a baja disponibilidad de energía hidráulica, lo cual se vio reflejado en mayores emisiones de CO₂ respecto a otros años con características de crónicas húmedas y sus correspondientes menores consumos de derivados de petróleo para generación eléctrica.

En particular, se destacan los últimos ocho años en los cuales se dio un gran aumento en la electricidad de origen eólico y fotovoltaico que logró compensar la disminución de la hidroelectricidad y resultó en un consumo menor de derivados de petróleo y su consecuente disminución en las emisiones de CO₂ para generación de electricidad. La presencia de estas fuentes de energía renovables en la matriz de generación eléctrica determinó que el impacto en las emisiones de CO₂ de un período seco como el de 2020-2022, fuera más moderado.

En 2020 esta situación estuvo acompañada por una fuerte reducción del PIB, por lo cual, la intensidad de emisiones aumentó. En el caso de 2021 el aumento de la intensidad estuvo más influenciado por el aumento de emisiones, por un mayor consumo de combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica.

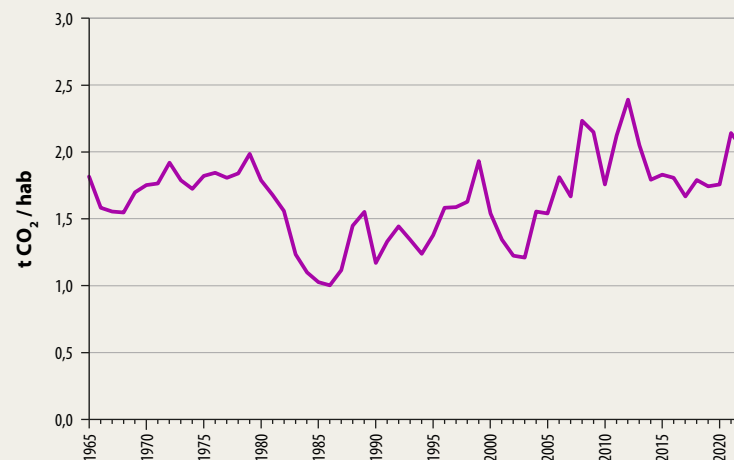
6
INDICADORES

FIGURA 58. Emisiones de CO₂ totales y PIB



Por su parte, las **emisiones de CO₂ per cápita** se representan como el cociente entre las emisiones de CO₂ totales y la población y se expresan en toneladas de CO₂ por habitante (tCO₂/hab.). Para el período 1965-2022 se registró un crecimiento neto leve, el cual presentó una variabilidad importante. Este comportamiento, que alternó máximos y mínimos, se correlaciona con la variación que presentó el consumo de combustibles fósiles en centrales térmicas. En el año 1986 se registró el mínimo de emisiones de CO₂ per cápita (1,0 tCO₂/hab.), mientras que en 2012 las emisiones alcanzaron sus niveles máximos (2,4 tCO₂/hab.). En 2022 las emisiones de CO₂ per cápita disminuyeron 5% y fueron de 2 tCO₂/hab.

FIGURA 59. Emisiones de CO₂ per cápita



2022:
 Intensidad de emisiones de CO₂: 3,9 tCO₂/M\$2016
 Emisiones de CO₂ per cápita: 2,0 tCO₂/hab.

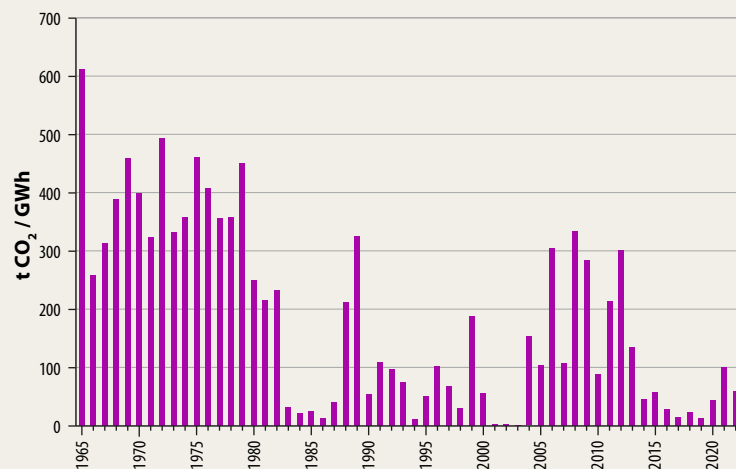
6.5. Factor de emisión de CO₂ del SIN

El **factor de emisión del SIN** representa la cantidad de CO₂ que se genera por GWh de electricidad que se entrega a la red de energía eléctrica. Se determina como el cociente entre las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales eléctricas de servicio público y la electricidad generada por dichos generadores y entregada al SIN. El factor de emisión varía de un año a otro de acuerdo al mix utilizado para la generación eléctrica y entregada a la red.

El factor de emisión ha presentado gran variabilidad a lo largo de toda la serie. Este efecto está asociado a la gran influencia que tiene el nivel de hidraulicidad en la generación eléctrica del país y a la consecuente cantidad de combustibles fósiles utilizados para generación, como fuera mencionado en los apartados anteriores. En los últimos años, Uruguay ha registrado también grandes crecimientos en la generación de electricidad de origen renovable, principalmente energía eólica y, en menor medida, energía solar fotovoltaica, lo que hace pensar que junto con la hidroelectricidad repercutieron en el uso de menores cantidades de combustibles fósiles.

Durante el período 1965-1979 el factor de emisión del SIN estuvo en los niveles más altos de toda la serie histórica, con un promedio de 400 tCO₂/GWh. Se registraron los valores máximos en 1965 (612 tCO₂/GWh), 1972 (494 tCO₂/GWh) y 1975 (461 tCO₂/GWh). A partir de 1980, el factor de emisión del SIN disminuyó y se mantuvo en un promedio de 103 tCO₂/GWh hasta la fecha. Los valores mínimos se dieron entre 2001-2003 (entre 1 y 3 tCO₂/GWh) y en 1984-1986 (20 tCO₂/GWh, aproximadamente); en esos años prácticamente el 100% de la electricidad fue generada a partir de energía hidráulica. Para el año 2020 un año seco (similar a 2006), en el que la energía eléctrica de origen hidro alcanzó apenas 30% de la generación total, el factor de emisión del SIN fue de 45 tCO₂/GWh, el triple que el año anterior. Por su parte, en 2021, el factor de emisión volvió a registrar un crecimiento importante y alcanzó un valor de 101 tCO₂/GWh. En 2022 el factor de emisión fue de 60 tCO₂/GWh, 40% menor a 2021.

FIGURA 60. Factor de emisión de CO₂ del SIN



En 2022,
el factor de emisión del SIN fue de 60 tCO₂/GWh.

6.6. Tasa de electrificación

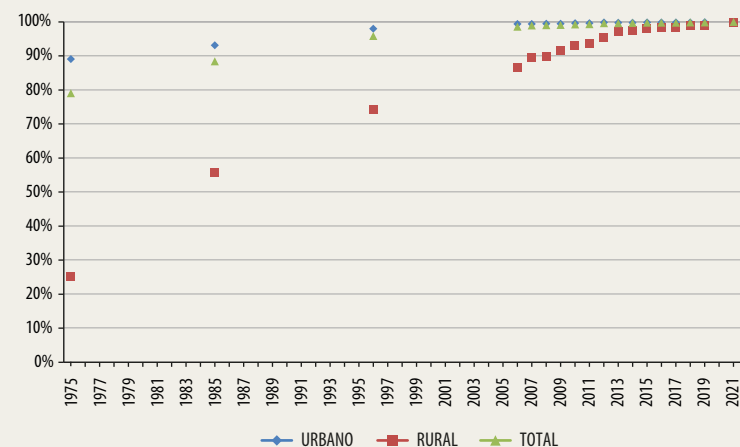
La **tasa de electrificación** expresa el porcentaje de viviendas que disponen de electricidad respecto al total de viviendas ocupadas. Este indicador se elabora para el medio urbano, rural y total país.

La tasa de electrificación total pasó de 79% a 99,8% entre 1975 y 2017 y se mantuvo constante hasta 2019. Al analizar el indicador desagregado por medio urbano y rural se puede observar una evolución más acentuada para la tasa de electrificación rural, que aumentó de 25,1% en 1975 hasta 98,9% en 2019. Por su parte, la tasa de electrificación urbana pasó de 89,0% a 99,9% en dicho período. Se aclara que este indicador no se pudo actualizar para 2020, dado que, por la pandemia, no se relevó la información base en la Encuesta Continua de Hogares, operador estadístico utilizado para el cálculo.

La tasa de electrificación total pasó de 79,0% a 99,9% entre 1975 y 2022.

En 2022 la tasa de electrificación total fue de 99,9%. Visto de otra manera, del total de viviendas ocupadas solo 0,1% no tuvo suministro de electricidad, ya sea de UTE o propio (grupo electrógeno y/o cargador de baterías a través de un generador eólico o solar); la cifra correspondió a 844 viviendas. La distribución fue de 570 viviendas en el medio urbano y 274 en el medio rural.

FIGURA 61. Tasa de electrificación





6.7. Sendero energético

El **sendero energético** constituye una representación gráfica que relaciona dos indicadores: intensidad energética final y PIB per cápita. La intensidad energética final se expresa en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2016 (tep/M\$2016), mientras que el PIB per cápita se representa en miles de pesos a precios constantes de 2016 por habitante (miles\$ 2016/hab.). A su vez, en el sendero energético se representa el consumo final total per cápita constante a través de curvas isocuantas, expresado en toneladas equivalentes de petróleo por cada mil habitantes (tep/1.000 hab.).

El país presenta un sendero energético cuya evolución global entre 1965 y 2022 fue de crecimiento económico y disminución de intensidad energética. A lo largo de estos 58 años se han podido identificar distintos comportamientos asociados a las etapas particulares por las que atravesó el país.

En el período 1965-1970 hubo una caída en la intensidad energética acompañada por un aumento en el PIB per cápita. En los años 1971 y 1972 se dio un comportamiento especial ya que la demanda energética creció y, junto con el decrecimiento que presentó el PIB, resultó en un aumento importante en la intensidad energética, que alcanzó su máximo histórico (3,44 tep/M\$2016). A partir de ese momento y por nueve años consecutivos, la intensidad energética disminuyó a una tasa promedio de 3% anual, mientras que la economía presentó un crecimiento sostenido.

Por su parte, en 1982 y 1983 se dio otro comportamiento particular marcado por una disminución del PIB per cápita y un aumento de la intensidad energética que provocaron un retroceso en el sendero energético. En el período 1983-1998 la evolución de los indicadores tuvo cierta variación, pero con una tendencia marcada de descenso de la intensidad energética y de crecimiento del PIB per cápita.

En los años posteriores, un nuevo retroceso del sendero energético da cuenta de la crisis económica que se produjo en el país a principios de siglo, marcada por una disminución del PIB per cápita y un consumo de energía por unidad de PIB prácticamente constante.

El período entre los años 2002-2005 se caracterizó por un crecimiento económico sin grandes cambios estructurales. El sector construcción no evidenció una recuperación económica en este período posterior a la crisis y la evolución del sistema productivo no implicó inversiones en equipamiento e infraestructura debido a que se utilizó la capacidad ociosa existente. Por su parte, la demanda energética disminuyó hasta 2003 inclusive, año a partir del cual retomó una tendencia creciente. Dado que el PIB creció a una tasa mayor que el consumo energético, la intensidad energética disminuyó.

En el período 2005-2009, la participación del sector industrial en el PIB creció un punto y, dentro de la industria, la participación de la rama papel y celulosa pasó de 9% a 19%. Este fuerte crecimiento industrial asociado al ingreso de una de las plantas de celulosa, junto con el crecimiento del sector construcción, hicieron que la demanda energética se disparara. El sector industrial duplicó su consumo energético y el consumo final energético que venía registrando crecimientos anuales de 3% y 4% llegó a crecer 17% en 2008. Este fuerte cambio en la estructura económica y energética provocó un crecimiento muy importante en la intensidad energética.

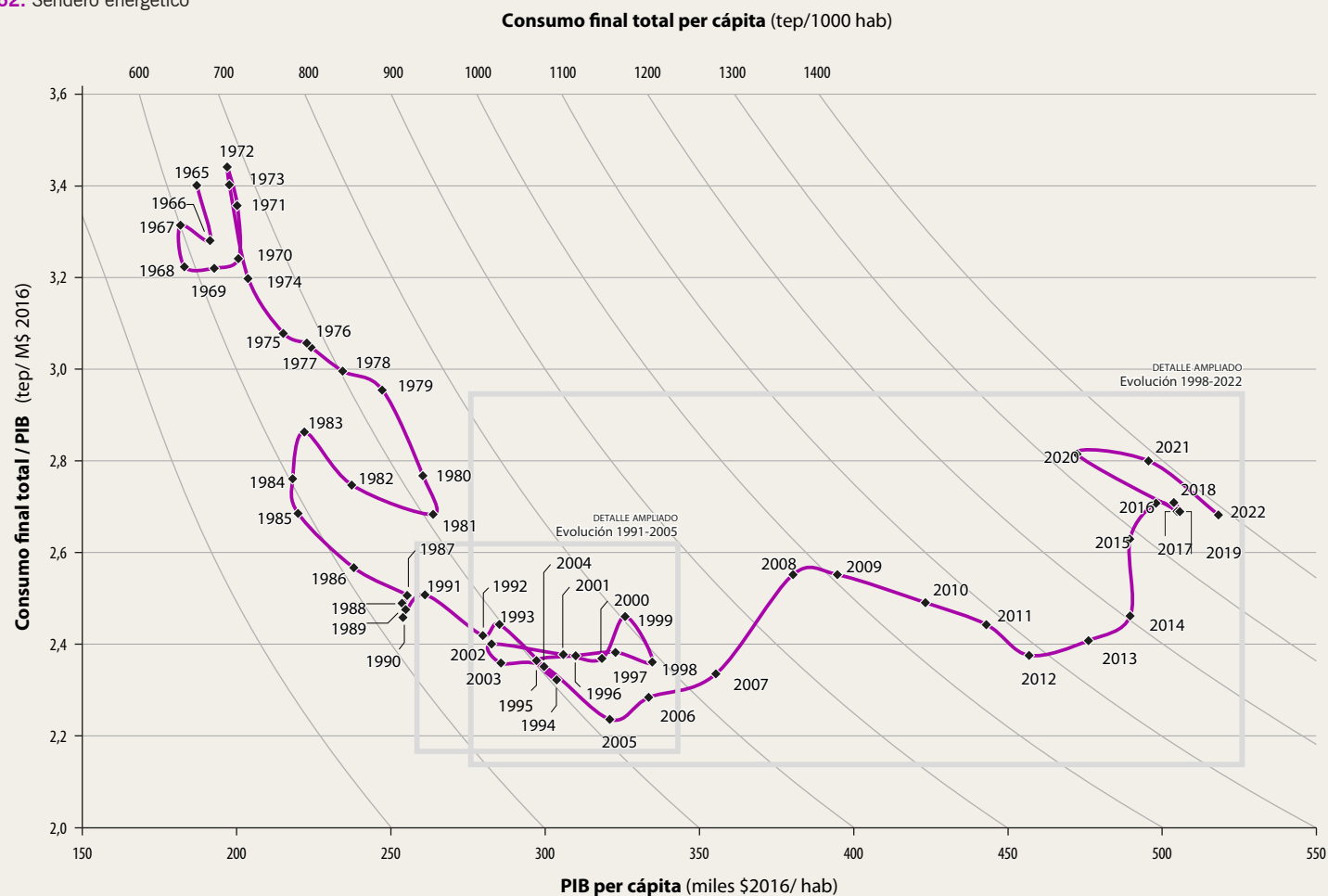
Por su parte, los años 2009-2012 correspondieron a un período en el cual las estructuras económicas y de consumo energético se mantuvieron prácticamente constantes. Por esta razón, la disminución en intensidad energética podría asociarse a la implementación de proyectos y medidas de eficiencia energética.

En el período 2012-2016 la demanda energética sufrió nuevamente cambios estructurales. La participación del consumo industrial pasó de 34 % a 43 % respecto al consumo final energético total; hecho que estuvo fuertemente asociado a la incorporación de otra nueva planta de celulosa. En lo referente a la estructura económica, no se observó un cambio relevante en lo global, dado que el sector industrial siguió representando el 15 % del PIB. Sin embargo, al analizar las ramas industriales se puede verificar que hubo cambios estructurales, ya que el valor agregado del sector papel y celulosa creció de 19 %

a 28 % respecto a toda la industria. Este comportamiento fue similar al registrado en el período 2005-2009.

Por su parte, cabe mencionar el período 2016-2019, que presentó características similares al de 2009-2012 en cuanto a la intensidad energética y el PIB per cápita, pero acompañado por una desaceleración de la economía. En 2020 la situación volvió a cambiar y se dio un comportamiento similar al que se describió para 2002: la economía cayó 6 % y determinó un retroceso en el sendero energético. En 2021 la economía del

FIGURA 62. Sendero energético



6 INDICADORES

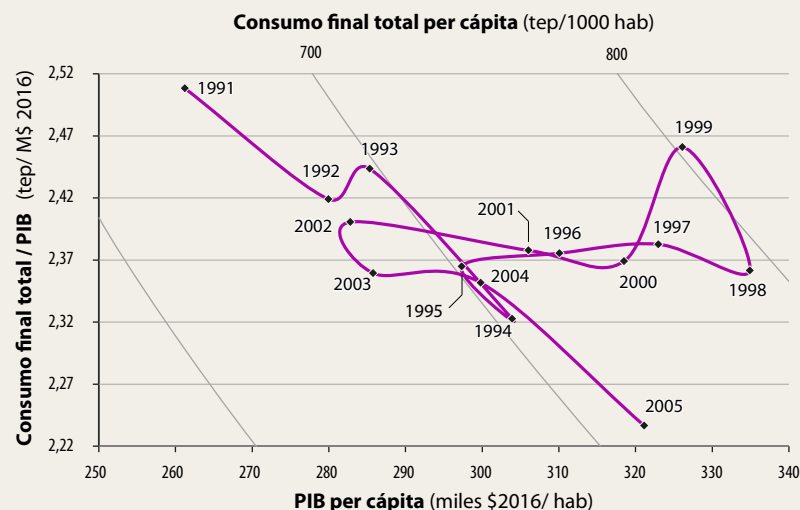


país retomó un desarrollo favorable y la intensidad energética permaneció similar al año previo. Para 2022 el PIB per cápita continuó en aumento (5%) y se registró una caída de la intensidad energética (4%).

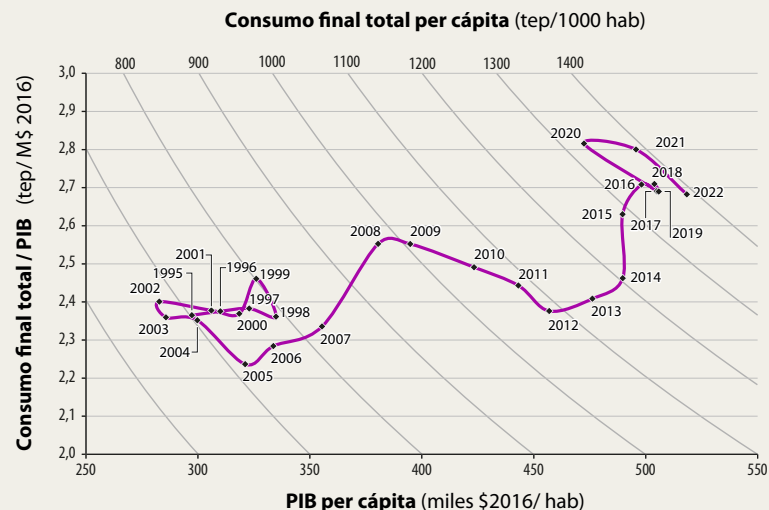
Finalmente, respecto al tercer indicador que está representado en el sendero energético, el consumo final per cápita, ya ha sido mencionado en apartados anteriores. Es interesante observar su evolución de crecimiento neto en todo el período, que alternó años de aumentos y otros de disminuciones. Desde 1965 y por 40 años el consumo final per cápita se mantuvo en valores entre 600 y 800 tep/1.000 hab., sin embargo, a partir de 2005 se registró un crecimiento sostenido de 718 tep/1.000 hab. (2005) a 1.391 tep/1.000 hab. (2022) que prácticamente hizo duplicar su valor en estos últimos 17 años. El máximo consumo per cápita se registró justamente en el último año de la serie.

FIGURA 63. Sendero energético / detalles ampliados

EVOLUCIÓN 1991-2005



EVOLUCIÓN 1998-2022



7. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) aprobados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) en el año 2015 contemplan de forma integrada los desafíos entorno a las tres dimensiones del desarrollo sostenible que resultan clave para el futuro del planeta: la económica, la social y la ambiental. El gobierno de Uruguay en su conjunto, trabajando transversalmente a nivel de todos los ministerios, entes autónomos y servicios descentralizados, ha asumido la responsabilidad de guiar sus políticas públicas en torno al cumplimiento de los ODS con el fin de avanzar en cada uno de ellos hacia el año 2030.²⁴

Particularmente, el ODS 7 consiste en garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos; el MIEM es el organismo referente para este objetivo.

Para el año 2015 el país ya contaba con una política energética que comenzó a elaborar en 2005 en diálogo con todos los actores públicos involucrados en el tema. Fue aprobada en 2008, aunque ya se había comenzado a implementar. Por su parte, en el año 2010 obtuvo el aval de una comisión multipartidaria integrada por representantes de todo el sector político y pasó a convertirse en una política de Estado. Si bien la política energética fue pensada y diseñada a partir de la realidad y las capacidades institucionales del país, guarda armonía con el contenido y el horizonte temporal (año 2030) que Naciones Unidas definió para la concreción de los ODS. Esto explica como en 2015 Uruguay ya contara con indicadores que reflejaban una realidad energética transformada y encaminada a la concreción del ODS 7.

De esta manera, al tiempo que Uruguay ejecuta la Política Energética 2030, transita el camino definido por Naciones Unidas para garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.

En 2018 Uruguay reafirmó su compromiso con el cumplimiento de la Agenda 2030 al presentar ante la ONU su segundo reporte país de manera voluntaria. En esa oportunidad los ODS reportados fueron cinco, entre los cuales se encontró el ODS 7 “Energía asequible y no contaminante”.²⁵

Los indicadores del ODS 7 son los siguientes:

- 7.1.1. Proporción de la población con acceso a la electricidad
- 7.1.2. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios
- 7.2.1. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía
- 7.3.1. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB

Por más información se puede consultar el “Informe Nacional Voluntario de Uruguay 2018”.

24- Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), *Qué son los ODS*, <<https://ods.gub.uy/index.php/quesonlosods>> (28/08/2023).

25- Presidencia - República Oriental del Uruguay, “Informe Nacional Voluntario – Uruguay 2018”, <https://ods.gub.uy/images/2018_Informe_Nacional_Voluntario_Uruguay_ODS.pdf> (28/08/2023).

7
OBJETIVO DE DESARROLLO
SOSTENIBLE 7 (ODS 7)

FIGURA 64. Proporción de la población con acceso a la electricidad

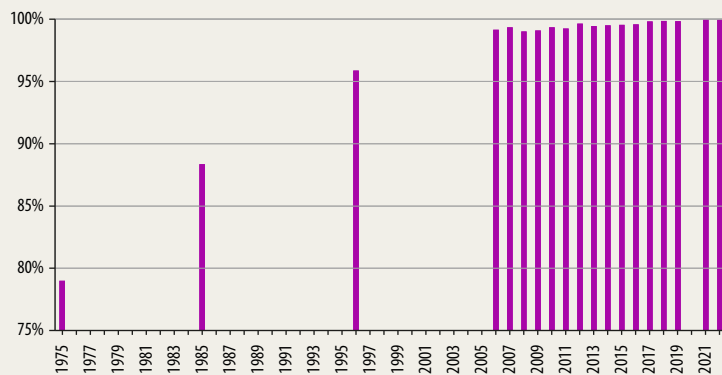


FIGURA 65. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios

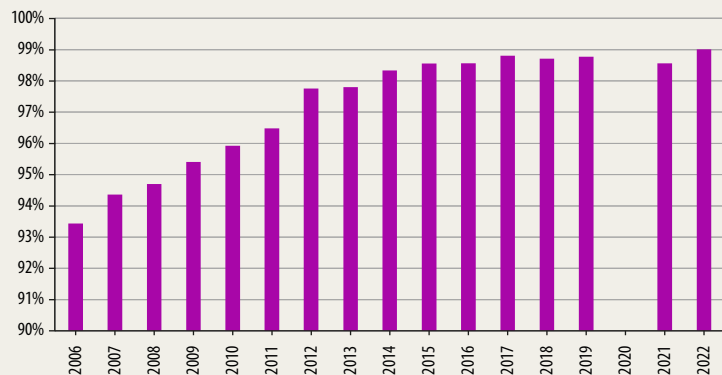


FIGURA 66. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía

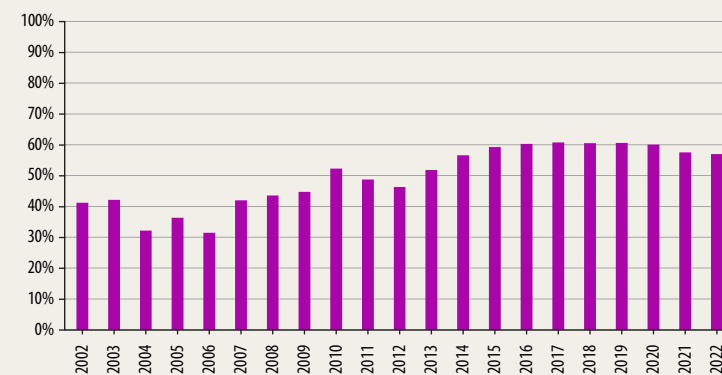
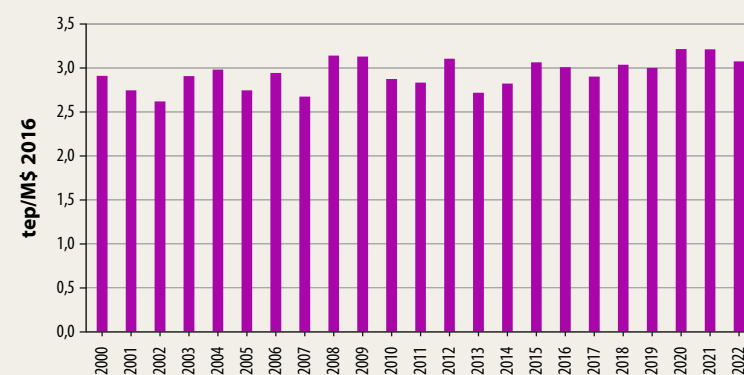


FIGURA 67. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB



8. Metodología

8.1. Definiciones generales

- **Fuente de energía primaria:**

es la fuente de energía provista por la naturaleza, ya sea en forma directa como la hidráulica y la eólica; después de atravesar un proceso minero, como los hidrocarburos, el gas natural y el carbón mineral; o a través de la fotosíntesis, como en el caso de la leña y los residuos de biomasa (originados en las actividades urbana, agropecuaria y agroindustrial).

- **Fuente de energía secundaria:**

es aquella obtenida a partir de una fuente primaria (o de otra secundaria), después de someterla a un proceso físico-químico que modifica sus características iniciales.

- **Energía bruta:**

es aquella energía, primaria o secundaria, a la cual no se le han deducido las pérdidas de transformación, transmisión, transporte, distribución y almacenamiento, ni aquella cantidad de energía que no haya sido utilizada.

- **Energía neta:**

es aquella energía, primaria o secundaria, cuyo destino es el consumo y a la que se le han deducido las pérdidas anteriormente mencionadas y la energía no utilizada.

- **Energía final:**

es aquella energía (primaria o secundaria) que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. Es la que entra al sector de consumo y se diferencia de la anterior por el consumo propio del sector energético. Incluye al consumo energético y al no energético.

- **Centro de transformación:**

es la instalación donde la energía primaria o secundaria es sometida a procesos que modifican sus propiedades o su naturaleza original, mediante cambios físico-químicos, y cuyo objetivo es convertirla en otra forma de energía más adecuada para el consumo. Se clasifican en “primarios”, si solamente procesan fuentes primarias y “secundarios”, si al centro de transformación ingresan fuentes primarias y/o secundarias.

- **Sector de consumo:**

es aquella parte de la actividad socioeconómica que recibe la energía final para su utilización. El consumo propio se considera en forma independiente y corresponde a la energía consumida por el sector energético para la producción, transformación, transporte y distribución de energía (no incluye la utilizada como insumo para la transformación a otro tipo de energía).

8.2. Estructura

El Balance Energético Nacional (BEN) brinda una representación de la estructura y funcionamiento del sistema energético. Lo hace en una forma organizada y sistemática, sintetizando la información en una “matriz resumen general”, también denominada “matriz consolidada”. En ella se pueden analizar todos los procesos y transformaciones que sufre una determinada fuente a través de todo el sistema, así como para cada rubro (las magnitudes correspondientes a cada fuente). La “matriz resumen general” está compuesta por las siguientes cinco sub-matrices:

- Balance de energía primaria
- Balance de centros de transformación (primarios y secundarios)
- Balance de energía secundaria
- Oferta bruta y consumo neto
- Distribución sectorial del consumo final energético

En la siguiente figura se muestra en forma esquemática cómo se encuentran ubicadas en la “matriz resumen”. Seguidamente, se presenta un análisis de cada una de estas sub-matrices.

BALANCE ENERGÉTICO	Fuentes primarias	Fuentes secundarias	Pérdidas	TOTAL
Energía primaria	(1)			
Centros de transformación		(2)		
Energía secundaria		(3)		
Oferta bruta y consumo neto		(4)		(4)
Consumo final de energía		(5)		(5)

NOTAS:

- (1) Balance de energía primaria
- (2) Balance de centros de transformación
- (3) Balance de energía secundaria
- (4) Oferta bruta y consumo neto
- (5) Distribución sectorial del consumo final energético

La matriz resumen tiene un formato común para todos los años de la serie histórica; sin embargo, se modifica a medida que surgen nuevas fuentes de energía, o se cuenta con una mayor desagregación de la información, ocultando o dejando visibles los campos que corresponden. En particular, se menciona la mayor desagregación en los sectores de consumo (disponible desde 2013 en adelante) y la apertura por fuente para las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción (disponible a partir de 2010).

8.2.1. Balance de fuentes de energía primarias

Corresponde al abastecimiento de fuentes de energía primaria. En la presente edición del BEN se incluyen como tales: petróleo crudo, carbón mineral, gas natural, hidroenergía, energía eólica, energía solar, leña, residuos de biomasa, biomasa para biocombustibles y residuos industriales.

A continuación, se detallan ciertas aclaraciones para algunas de las fuentes primarias:

- **Carbón mineral:** incluye antracita, turba, alquitranes de hulla, brea, entre otros tipos de carbón. No se considera la turba de uso no energético, según metodología IRES.
- **Gas natural:** los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).
- **Hidroenergía:** en las matrices resumen se tiene en cuenta el equivalente teórico.
- **Energía solar:** incluye energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

- **Residuos de biomasa:**

incluye cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada, residuos forestales y de aserradero (chips, aserrín, pellets, etc.), glicerina y rumen.

- **Biomasa para producción de biocombustibles:**

considera la producción de bioetanol y biodiésel.

- **Residuos industriales:**

incluye residuos industriales no renovables como ser: neumáticos fuera de uso (NFU), combustibles líquidos alternativos (CLA), aceites usados y combustibles sólidos residuales (CSR). Se aclara que estos últimos residuos contienen una mezcla de productos que no es posible desagregar y, por lo tanto, pueden contener una pequeña fracción de algún residuo renovable.

El balance de energía primaria está integrado por ocho rubros: producción, importación, exportación, pérdidas, variación de inventario, no utilizada, ajustes y oferta. En virtud de que los rubros corresponden también al balance de energía secundaria, se dan a continuación las definiciones para ambos casos:

- **Producción:**

es la cantidad de energía primaria extraída de la naturaleza o la cantidad de energía secundaria originada en un centro de transformación.

- **Importación:**

es la energía primaria o secundaria proveniente del exterior del país.

- **Exportación:**

es la energía primaria o secundaria enviada al exterior del país. Las exportaciones a zona franca no se consideran exportaciones como tales, sino que se incluyen en el consumo final como ventas en el mercado interno.

- **Pérdidas:**

son las pérdidas de energía originadas durante el transporte, almacenamiento, transmisión y distribución (pérdidas técnicas). Hasta 2005 se computaron las pérdidas no técnicas del sector eléctrico como “pérdidas”, a partir de 2006 se contabilizan en “consumo final”, considerando las pérdidas sociales dentro del sector residencial y el resto de las pérdidas no técnicas se distribuyen en función del porcentaje de participación del consumo eléctrico del resto de los sectores.

- **Variación de inventario:**

es la diferencia entre las existencias de una fuente energética al 31 de diciembre del año $i-1$ y al 31 de diciembre del año i .

- **Energía no utilizada:**

es la cantidad de energía que, por la naturaleza técnica y/o económica de su explotación, no se utiliza.

- **Ajustes:**

ajuste estadístico que permite compatibilizar los datos de oferta y consumo, así como las diferencias por redondeo de cifras.

- **Oferta:**

es el total de energía disponible efectivamente para el consumo. Se obtiene como resultado de la siguiente ecuación:

$$\text{Oferta} = \text{Producción} + \text{Importación} - \text{Exportación} - \text{Pérdidas} + \text{Variación de inventario} - \text{Energía no utilizada} + \text{Ajustes}$$

Observación:

en las matrices resumen, los valores de “exportación”, “pérdidas” y “energía no utilizada” aparecen con signo negativo, por lo que el valor de “oferta” se obtiene sumando algebraicamente estos valores con los de “producción”, “importación”, “variación de inventario” y “ajustes”.

8.2.2. Balance de centros de transformación

Refleja la actividad de los centros de transformación tanto primarios como secundarios. Los signos negativos indican los ingresos (insumos) y los positivos los egresos (productos). Como consecuencia de los procesos que en ellos se desarrollan tienen lugar las pérdidas de transformación, que se obtienen como resultado de la suma algebraica de ingresos y egresos.

Se incluyen como centros de transformación:

- **Refinería:**
instalación industrial donde se somete al petróleo crudo a procesos físicos y de transformación química para la obtención de compuestos y derivados de mayor valor de mercado.
- **Centrales eléctricas de servicio público:**
incluyen centrales que vuelcan a la red la energía eléctrica generada, como las centrales hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas y termoeléctricas.
- **Centrales eléctricas de autoproducción:**
incluyen centrales cuya electricidad producida se destina para consumo del propio autoprodutor, excluyendo la entregada a la red.
- **Destilerías de biomasa:**
planta industrial de elaboración de bioetanol.
- **Plantas de biodiésel:**
planta industrial de elaboración de biodiésel.
- **Carboneras:**
centro de transformación para la producción de carbón vegetal a partir de leña.
- **Plantas de gas:**
centro de transformación en el que se produce gas manufacturado a partir de naftas livianas.

- **Coquerías:**

centro de transformación donde se produce coque de carbón.

Las centrales de cogeneración tienen una eficiencia global de entre 70% y 85%. Dicha eficiencia depende del tipo de tecnología utilizada y del uso que se le dé a la energía en el proceso. La “eficiencia global” se define como la relación de la energía total producida por el sistema (electricidad y calor) versus la energía que se consume.

8.2.3. Balance de fuentes de energía secundarias

Corresponde al abastecimiento de fuentes de energía secundaria. En la presente edición del BEN se incluyen como tales: GLP, gasolina automotora, gasolina de aviación, queroseno, turbocombustible, gasoil, fueloil, coque de petróleo, productos no energéticos, gas fuel, bioetanol, biodiésel, coque de carbón, carbón vegetal y electricidad. Existen otras fuentes secundarias como la nafta liviana, el diésel oil y el gas manufacturado que, si bien actualmente no se utilizan en el país, están incluidas en los años de la serie histórica en los que sí fueron utilizadas.

A continuación, se realizan ciertas aclaraciones para algunas de las fuentes secundarias:

- **GLP:**
incluye supergás y propano. Se destaca que en la edición 2020 se implementó una mejora en la asignación del consumo de GLP en los diferentes sectores de actividad. Por esta razón, el consumo sectorial hasta el año 2019 tuvo implícito otros criterios de clasificación. Para el caso del consumo de GLP de “resto agro”, en 2019 fue estimado a partir del valor total de “agro” y la nueva estimación del consumo en la rama “avícolas”. Por esta razón, la disminución que se registra en el consumo hacia 2020 se debe en parte a un cambio de metodología.

- **Gasolina automotora:**
no incluye bioetanol, el cual se informa de manera separada. Las exportaciones corresponden a isomeratos, reformados y nafta petroquímica.
- **Gasoil:**
no incluye biodiésel, el cual se informa de manera separada.
- **Coque de petróleo:**
incluye coque de petróleo sin calcinar, calcinado y coque de refinería. Hasta la edición de BEN 2012 inclusive, se denominó “otros energéticos”. Se menciona que el coque de petróleo calcinado se computa como consumo no energético.
- **Productos no energéticos:**
incluye solventes, lubricantes y asfaltos. Desde 2013, con la puesta en operación de la planta desulfuradora se incluye el “azufre líquido” como nuevo producto no energético.
- **Gas fuel:**
hasta 2012 inclusive la producción se consideró igual al consumo propio. A partir de 2013 se incluyó un volumen “no utilizado” y unas “pérdidas”, por lo cual la producción es mayor al consumo propio de la refinería. Este cambio en la metodología se comienza a aplicar desde 2013.
- **Coque de carbón:**
corresponde a coque de hulla. Hasta la edición de BEN 2012 se denominó “coque”.

• **Electricidad:**
el consumo eléctrico asociado al transporte de los últimos años incluye flotas cautivas y particulares.

Los rubros que corresponden al balance de energía secundaria son los mismos que los descritos anteriormente para el balance de energía primaria, con la excepción de un rubro adicional:

- **Búnker internacional:**
es la energía vendida a naves marítimas y aéreas en viajes internacionales, es decir, viajes que salen de un país y llegan a otro. Esta actividad se incluyó en “exportación” hasta 2012 y se ha representado de manera independiente desde 2013 en adelante.

8.2.4. Oferta bruta y consumo

En esta sub-matriz se presentan la oferta bruta de energía y el consumo neto total, así como la desagregación de este último en los rubros que lo integran.

- **Oferta bruta:**
es la oferta de cada fuente energética tal como se encuentra en el balance correspondiente, a la cual se le agregan las pérdidas y la cantidad no utilizada que aparece en el mismo.

Contrariamente a lo que sucede con las demás filas de la matriz, la oferta bruta total no se obtiene como suma de la primaria y la secundaria; de realizarse así se incurriría en duplicaciones, pues se estaría sumando la producción de fuentes secundarias con las fuentes primarias de las cuales se obtienen. La forma correcta de calcularla es, entonces, deduciendo de la suma la producción de fuentes secundarias.

- **Consumo neto total:**
está integrado por el consumo final total más el consumo propio del sector energético.
- **Consumo propio:**
constituye la cantidad de energía primaria y/o secundaria que el sector energético utiliza para su funcionamiento, incluyendo la producción, transformación, transporte y distribución de energía. No incluye la energía utilizada como insumo para la transformación a otro tipo de energía en los centros de transformación.
- **Consumo final total:**
se compone de la suma del consumo final energético más el no energético.

8.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético

En esta última parte de la matriz consolidada se indica la manera en la que se distribuye el consumo final energético entre los diversos sectores de la actividad socioeconómica. A partir de la elaboración del BEN 2013 se mejoró la recopilación de información de consumo, y esto se logró a través de nuevas encuestas sectoriales. La tradicional “Encuesta de leña y residuos de biomasa” pasó a formar parte de la “Encuesta sobre consumo de energía en el sector industrial”, que abarca otras fuentes energéticas y fue realizada para los años 2011, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2020 y 2021. A su vez, hubo encuestas de consumos energéticos en el sector residencial en 2013 y en el sector comercial/servicios/sector público en 2013, 2014 y 2015. Cabe mencionar que los resultados de esta última se incorporarán en próximas publicaciones. Como mejora en la edición del BEN 2020 se realizaron encuestas al sector minería y a la rama “avícolas” dentro del sector agro.

Por su parte, a partir de 2013 se incluyó el consumo final energético con una mayor desagregación por sector. Para aquellos consumos sectoriales menores a 1 ktep no se informó la apertura, por ser valores muy pequeños, salvo en aquellos casos que correspondiera a un solo subsector. Tampoco se realizó la apertura por corresponder una sola empresa por sector, debiéndose informar el consumo agrupado, o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

La desagregación sectorial y sub-sectorial adoptada fue la siguiente:

- **Sector residencial:**

incluye los consumos de las familias rurales y urbanas, de tipo calórico, eléctrico y mecánico para satisfacer las necesidades energéticas de los hogares. No incluye el consumo del transporte personal, que se informa dentro del sector transporte.

A partir de 2013 los consumos se informan con la siguiente apertura:

Sector residencial
Montevideo
Interior

Para el caso de la leña y GLP, la apertura se realiza a partir de los resultados de la “Encuesta sobre consumo y usos de la energía en el sector residencial 2013”, mientras que, para energía eléctrica y gas natural se utilizan datos administrativos. En el caso de los residuos de biomasa, se asocia todo el consumo al interior del país. Para el resto de los energéticos no se realiza la apertura desde 2013 por falta de información para su adecuada clasificación (solar, queroseno, gasoil, fueloil, carbón vegetal).

- **Sector comercial/servicios/sector público:**

nuclea las actividades del sector terciario tales como escuelas, hospitales, comercios, hoteles, restaurantes, alumbrado público, administración pública, etc. Incluye las secciones desde D hasta U según la “Clasificación Industrial Internacional Uniforme” revisión 4 (CIIU Rev.4) y alumbrado público.

A partir de 2013, los consumos se informan con la siguiente apertura:

Sector comercial/servicios/sector público	CIIU Revisión 4 asociada
Alumbrado público	-
Administración pública y defensa	Sección O
Electricidad, gas y agua	Secciones D y E
Resto	Secciones G, H*, I, J, K, L, M, N, P, Q, R, S, T y U

NOTA: (*) incluye solo los consumos dentro de los establecimientos.

- **Sector transporte:**

comprende la movilización individual y colectiva de personas y cargas por medios aéreos, terrestres y fluviales. No incluye el transporte interno dentro de los establecimientos comprendidos en el resto de los sectores. Tampoco incluye el transporte aéreo y fluvial de viajes internacionales, cuyos consumos se contabilizan dentro de exportaciones hasta 2012 y dentro de búnker internacional a partir de 2013.

Desde 2013 se informan los consumos con la siguiente apertura:

Sector transporte
Carretero
Ferroviano
Aéreo
Marítimo y fluvial

Para el caso de los vehículos particulares, se consideraron los resultados obtenidos en las encuestas de consumos del sector residencial e industrial para 2013, en las cuales se pudo relevar información al respecto.

Respecto a los combustibles de aviación (gasolina de aviación y turbocombustible) el relevamiento se realizó mediante una encuesta anual a empresas del rubro, a partir del año 2016. Se menciona que estos consumos asociados a actividades aero-agrícolas se venían informando en el sector agro, dentro de actividades primarias. En la presente edición de BEN, se volvieron a informar en el sector transporte, según metodología IRES.

- **Sector industrial:**

incluye la industria manufacturera y la construcción, correspondientes a las secciones C y F de la clasificación industrial CIU Rev.4, respectivamente. Cabe aclarar que las agroindustrias y la industria pesquera están consideradas dentro de este sector.

A partir de 2013 se informan los consumos con la siguiente apertura:

Sector industrial	CIU Revisión 4 asociada
Frigoríficos	Grupo 101
Lácteos	Grupo 105
Molinos	Clase 1061
Otras alimenticias	Grupos 102, 103, 104, 107 y 108
Bebidas y tabaco	Divisiones 11 y 12
Textiles	Divisiones 13 y 14
Cuero	División 15
Madera	División 16
Papel y celulosa	Divisiones 17 y 18
Química, caucho y plástico	Divisiones 19*, 20, 21 y 22
Cemento	Clases 2394 y 2395
Otras manufactureras y construcción	División 23** / Divisiones de 24 a 33 / Sección F

NOTAS: (*) excluye la refinera (19201), cuyo consumo se considera en "consumo propio".
 (**) incluye todas las clases de la división 23 salvo las correspondientes a la rama "cemento".

- **Actividades primarias:**

se refiere a la producción agrícola, pecuaria y de extracción forestal más la pesca comercial de altura, litoral, costera y en estuarios, incluidas las que efectúan los barcos-factoría y las flotas que se dedican a la pesca y a su elaboración. A su vez, incluye la actividad minera. Hasta el BEN 2019 se denominaba “agro/pesca/minería”.

A partir de 2013, se informa el consumo de este sector con la siguiente apertura:

Actividades primarias
Agro
Minería
Pesca

Agro: En el sector agro se incluye el consumo de fuentes de energía dentro de los establecimientos agropecuarios y forestales. Por su parte, desde la edición de BEN 2020 los consumos de la rama “avícolas” se informan de manera independiente del resto de los subsectores agropecuarios.

Sector agro
Avícolas
Resto agro

Para ello, se realizó una encuesta de consumos energéticos del año 2020 a las avícolas de Uruguay, que tuvo una tasa de respuesta del 50% pero correspondiente al 81% de la producción nacional. Se calcularon coeficientes técnicos de consumos de los energéticos por cabeza de ave y se expandieron los resultados para el total de la producción nacional (dato de INAC). Con esta encuesta se logró también obtener la información para el año 2019. Para el año 2021 y de ahora en más, se determinan los consumos energéticos de las avícolas a partir de los valores de producción nacional para cada año en cuestión, utilizando los coeficientes técnicos desarrollados.

Por su parte, y en línea con la implementación de mejoras, en 2020 se realizó una revisión y puesta a punto en la estimación del consumo del resto de los energéticos para los otros sub-sectores de agro. Se consideraron otras fuentes de información, principalmente datos de las distribuidoras de gas, así como también análisis de distintas publicaciones como, por ejemplo, el “Estudio de consumos y usos de la energía” del año 2006, e informes y estudios del MGAP, en particular estudios realizados por la Oficina de Programación y Política Agropecuaria (OPYPA) respecto a consumos intermedios de las actividades agropecuarias. Con el análisis de estos informes, junto con publicaciones de datos de DIEA, se elaboraron coeficientes técnicos; dependiendo de la actividad, en algunos casos fueron litros/hectárea, y en otros como lechería, litros/litros de leche producida, o litros/cabeza en el caso del ganado. De este modo, se lograron obtener consumos de los energéticos para distintos años. Se profundizó dicho análisis en el consumo de gasoil y gasolina del sector.

En el año 2021 se trabajó en conjunto con OPYPA para consolidar y ajustar la metodología de cálculo de los coeficientes técnicos mencionados anteriormente y se utilizó la última información disponible. Esto permitió obtener coeficientes técnicos únicos y comunes tanto para el BEN como para los diferentes informes elaborados por dicha oficina. Por su parte, en el año 2022 se terminaron de ajustar los coeficientes técnicos con OPYPA, lo cual implicó una corrección en el consumo de gasoil en agro para la serie 2019-2021.

Se destaca que para el sector agro se considera el año móvil julio/“año *i-1*” –junio/ “año *i*”, es decir, para el año 2021 de BEN se consideran los datos para el período julio/2020 –junio/2021 del Anuario Estadístico Agropecuario.

Minería: En la edición de BEN 2020 se logró separar las estadísticas del sector minería que hasta el BEN 2019 se informaba junto con agro. Se realizó una encuesta a empresas del rubro que permitió entrevistar al 50% de las minas de Uruguay. Fueron obtenidos los consumos de los diferentes energéticos

y fueron realizados los coeficientes técnicos de consumos/producción de minerales.

Con los datos de producción nacional de minerales (aportados por DINAMIGE) se lograron obtener resultados nacionales de consumos energéticos para los años 2019 y 2020. Para el año 2021 y en adelante, se determinaron los consumos energéticos a partir de los datos de producción minera aportados por DINAMIGE, utilizando los coeficientes técnicos desarrollados. Cabe destacar que se consideró el año móvil abril/“año *i*”-marzo/“año *i+1*”, es decir, para el año 2022 de BEN los datos de producción minera correspondieron al período abril/2022-marzo/2023.

Los datos de consumos de energía eléctrica se obtienen de la base de UTE y el cruce de información con las encuestas.

Pesca: Las estimaciones de consumos energéticos para la pesca industrial se realizan a partir de datos administrativos de ventas de combustibles y de volúmenes declarados en los registros de la Dirección Nacional de Recursos Acuáticos (DINARA) del Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP). En el caso de la pesca artesanal, desde el año 2014 se utilizan los datos administrativos del registro general de pesca, así como del convenio vigente de exoneración de impuestos del combustible comprado.

- **No identificado:** sexta categoría en la que se incluyen aquellos consumos a los que no se les identificó el sector en que se realizaron. En el caso del gas propano (GLP) incluye consumos asociados a empresas cuya actividad principal se clasifica como Sección V del CIUU revisión 4 (correspondiente al anexo incluido por Uruguay para la exclusiva utilización de organismos locales).

8.3. Unidades y formato de datos

La unidad adoptada para expresar los flujos energéticos que componen el Balance Energético Nacional es el ktep (miles de toneladas equivalentes de petróleo).

1 ktep = 1.000 tep

1 tep = 10.000.000 kcal

La conversión de las magnitudes correspondientes a cada fuente a su expresión en tep se realiza a través de su respectivo Poder Calorífico Inferior (PCI). En el caso de la electricidad se aplica el criterio técnico de 0,086 tep/MWh. Se aclara que las posibles diferencias de decimales entre los valores informados en cuadros, gráficos y textos se deben al redondeo de las cifras. A su vez, la adición de subtotales puede no reproducir exactamente el total, por la misma razón.

Finalmente, cabe mencionar que cuando se representa un valor como “0” (cero), significa que existe el valor y que es muy chico (menor a 0,1). En los casos que la celda aparezca vacía, significa que dicho flujo no corresponde para Uruguay, o se debe a falta de información para cuantificar su magnitud.

8.4. Comentarios particulares

8.4.1. Energía hidroeléctrica

Para evaluar la hidroenergía se adopta el criterio de equivalencia teórico en el cual se toma el caudal turbinado, para determinar la energía que ingresa a los centros de transformación primarios (centrales hidroeléctricas).

La producción de hidroenergía se calcula de la siguiente manera:

$$E_{\text{hidro}} = k \times \beta \times g \times t \times h \times Q$$

Siendo:

- E_{hidro}**: Producción de hidroenergía (kWh/año)
- k**: Coeficiente para transformación de unidades
- β**: Densidad del agua (kg/m³)
- g**: Aceleración de la gravedad (m/s²)
- t**: Tiempo de operación de la central (horas/año)
- h**: Altura media de caída (m); se consideran las cotas diarias
- Q**: Caudal turbinado (m³/s)

8.4.2. Energía eólica

En 2008 entraron en funcionamiento los primeros parques eólicos del país conectados a la red. Es por esto que desde ese año la energía eólica fue incorporada a la matriz de balance. Para los períodos anteriores no se incluyeron datos de energía eólica puesto que las estimaciones existentes del número de molinos de viento y aerogeneradores varían considerablemente según las distintas fuentes de información.

Para determinar la energía eólica se consideró la metodología aplicada por OLADE, la cual se realiza a partir de la generación de electricidad de cada parque/aerogenerador, considerando como “energía eólica producida” el mismo valor que la electricidad generada. Los datos de electricidad generada a partir de energía eólica, tanto de gran escala como de microgeneración, que están conectados a la red son suministrados por UTE. Para el resto que son autónomos y

no están conectados a la red se les realiza un censo anual.

A partir del BEN 2020 se introdujo el concepto de energía eólica no aprovechada por Restricciones Operativas (RO), y se consideraron datos desde 2018. Este concepto nació a partir de un decreto, donde se exhortaba a UTE el pago por energía a los generadores de energía de fuente eólica que se encontraran en condiciones de generar, pero que debido a una restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Carga no pudieran ser entregados a la red.

Se definen como Restricciones operativas (RO) a aquellas reducciones a la generación impuestas por ADME (Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay) para la operación segura del sistema. En particular, se define como Restricción Operativa por Exceso de Generación a las limitaciones a la generación en situaciones en que, de no aplicarse la reducción, la generación total supera el valor de la demanda de energía (demanda de Uruguay más exportación) menos el margen de reserva y forzamientos definidos por ADME para la operación segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El dato de energía eólica no aprovechada por cada generador es suministrado por ADME, de acuerdo a las RO de cada uno de ellos, según lo descrito anteriormente.

En los siguientes documentos puede encontrarse información sobre los modelos para el cálculo de las RO.²⁶:

- “Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.²⁷
- Modelo de central de generación eólica.²⁸

26- Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Documentos sobre los modelos para el cálculo de las R.O.*, <https://adme.com.uy/imasd/simsee_principal/adme_windsim.php> (30/07/2022).

27- Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)*, <https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_78/ProcedimientoParaGestiondeRestriccionesOperativas_v201512091831.pdf> (21/07/2022).

28- Chaer Ruben, Palacio Felipe, Soubes Pablo para Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Modelo de central de generación eólica*, <https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_324/ModeloCentralGeneradoraEolica.pdf> (13/08/2023).

8.4.3. Energía solar

Las estimaciones de energía solar fueron incorporadas al BEN a partir de 2014. Incluyen energía solar térmica y fotovoltaica.

- **Energía solar térmica:**

para realizar las estimaciones correspondientes a energía solar térmica se obtiene el área de apertura total tanto de equipos importados como de fabricación nacional. Se considera la no existencia de stock por más de pocos meses, afirmando entonces que lo importado/fabricado en un año es prácticamente instalado ese mismo año. A su vez, se considera una vida útil de 15 años, de manera de determinar el acumulado de equipos instalados.

En el año 2017 se realizó un relevamiento de fabricantes locales con el fin de determinar la producción nacional de colectores solares térmicos. A partir de ese año se informa el área realmente instalada de fabricación nacional. Hasta 2016 inclusive, la participación de los fabricantes nacionales es estimada como el 20% del total. Se menciona que a partir del año 2020 no hay registros de producción nacional.

La energía generada se calcula a partir de la “irradiancia media anual en plano horizontal” y el área instalada y se considera una eficiencia global de 40%:

$$E_{\text{solar térmica}} = E_f \times H_0 \times A \times \frac{0,086 \left(\frac{\text{tep}}{\text{MWh}} \right)}{1.000.000}$$

Siendo:

$E_{\text{solar térmica}}$: Producción de energía solar térmica (ktep/año)

E_f : Eficiencia global (0,40)

H_0 : Irradiancia media anual en plano horizontal (kWh/m²-año)²⁹

A : Área de apertura de colectores/calentadores solares térmicos (m²)

29- “Mapa solar del Uruguay”. Segunda versión, junio 2017. Fuente: Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Muse, P., (2014). Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay. Energy Procedia 57:1237-1246, 10.1016/j.egypro.2014.10.072.

La energía solar térmica generada corresponde a energía disponible para calentamiento de agua. Desde el punto de vista del balance se puede interpretar como un potencial, ya que no es realmente la energía consumida sino la energía captada por el equipo. En la práctica puede que no se consuma toda esa energía.

Hasta el año 2016 inclusive, la asignación sectorial del consumo final energético es teórica ya que se realiza considerando participaciones típicas de bibliografía: 85% sector residencial, 14,5% sector comercial/servicios/sector público y 0,5% sector industrial. Se aclara que esta información es difícil de relevar en las encuestas sectoriales que se realizan de manera periódica, dado que el tamaño de las muestras no logra captar la población que utiliza esta tecnología.

Desde el año 2017 se estima un valor de consumo industrial asociado a la superficie relevada en la encuesta industrial que se realiza anualmente y desde 2019 se complementa con las importaciones de empresas con giro industrial. Para el sector comercial/servicios/sector público se mantiene la participación teórica y se cierra el balance con el sector residencial por diferencia.

Por otra parte, cabe mencionar el censo de tecnología solar realizado durante 2018 a empresas e instituciones de las ramas comercial y servicios. Se censaron solo aquellos subsectores considerados como los más factibles de poseer equipamiento solar, en el marco de la Ley de Energía Solar Térmica (Ley 18.585 de setiembre 2009). Los resultados del censo junto con otras encuestas del sector permitieron estimar una superficie instalada de 5.783 m² de colectores solares térmicos, equivalente a 0,3ktep. Se verificó que la estimación teórica aplicada al sector comercial/servicios/sector público resultó en un valor mayor. Por esta razón, los datos relevados en dichos estudios estadísticos quedaron correctamente comprendidos en la estimación, ya que no se conoce el total de empresas del sector que utilizan esta tecnología.

- **Energía solar fotovoltaica:**

para determinar la energía solar fotovoltaica se considera la metodología aplicada por OLADE y otros organismos internacionales, que considera como “energía fotovoltaica producida” el mismo valor que la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos. Esta metodología se aplica desde el BEN 2015 para la serie desde el año 2014.

La generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos se determina de diferentes formas, dependiendo de la potencia instalada de los equipos, se pueden reagrupar en dos tipos de agentes productores:

01. Agentes productores cuya potencia instalada es superior a 150kW.

- Plantas solares conectadas a la red, en este caso se contabilizan los datos anuales suministrados por UTE.
- Productores autónomos con potencias instaladas superiores a 150kW, que no vuelcan a la red, los mismos son censados.

02. Agentes productores cuya potencia instalada es inferior a 150kW (microgeneradores).

- Pequeños productores que vuelcan energía a la red; se utilizan datos de micro generación anuales que envía UTE. A partir del año 2019 no se cuenta con datos de generación anual por parte de UTE, por lo que se estima una generación teórica anual a partir del dato de potencia instalada. Se cuenta con información de UTE de energía inyectada a la red, por diferencia se obtiene el dato de energía autoconsumida.
- En el caso de los pequeños productores autónomos, con potencias instaladas estimadas menores a 150kW que no vuelcan a la red, se utiliza la misma relación de energía generada y potencia instalada que los productores que entregan a la red y cuyos datos son conocidos. Para el resto de los pequeños autoprodutores que se conocen sus datos se realiza censo.

A partir del BEN 2020 se introduce el concepto de energía solar fotovoltaica no aprovechada por Restricciones Operativas (RO) y se considera a partir de 2018. Al igual que se señaló anteriormente para los generadores eólicos, se establece por decreto que UTE debe pagar a los generadores solares por toda aquella electricidad que puedan generar, pero que por RO establecidas por el Despacho Nacional de Carga no la entreguen a la red.

El dato de energía solar no aprovechada por cada planta fotovoltaica es suministrado por ADME, de acuerdo a las RO de cada una de ellas, según lo descrito anteriormente.

En los siguientes documentos puede encontrarse información sobre los modelos para el cálculo de las R.O.³⁰:

- “Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)”³¹
- “Anexo C): Modelo de central generadora solar fotovoltaica”³²

30- Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Documentos sobre los modelos para el cálculo de las R.O.*, <https://adme.com.uy/imasd/simsee_principal/adme_windsim.php> (13/09/2023).

31- Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)*, <https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_78/ProcedimientoPara-GestiondeRestriccionesOperativas_v201512091831.pdf> (13/09/2023).

32- Pablo Soubes, Felipe Palacio y Ruben Chaer para Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Anexo C): Modelo de central generadora solar fotovoltaica*, <https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_324/ModeloSolarPV.pdf> (13/09/2023).

8.4.4. Leña

Se considera como producción el total del consumo energético de leña más la utilizada en los siguientes centros de transformación: centrales eléctricas de servicio público, centrales eléctricas de autoproducción y carboneras. Hubo operación de carboneras hasta 2004 inclusive.

Para el sector industrial el consumo de leña se estima a partir de encuestas realizadas anualmente por DNE-MIEM. El año en que no se realice encuesta industrial, el consumo de leña se estima a partir del de los años anteriores. Para el resto de los sectores este relevamiento no es anual. En los años donde no hay relevamiento se mantiene el valor de consumo del último estudio realizado.

En BEN 2020 se ajustó el consumo de leña en el sector “actividades primarias”, de acuerdo al informe de OPYPA del sector del año 2015 y a la encuesta 2020 realizada al subsector avícola.

La leña que ingresa a centrales eléctricas de servicio público y centrales eléctricas de autoproducción se estima a partir del censo realizado anualmente por DNE-MIEM. Por otra parte, la leña que ingresa a carboneras se estima según el carbón vegetal no importado.

8.4.5. Residuos de biomasa

La producción de residuos de biomasa se contabiliza como la suma del consumo energético y de los insumos de centros de transformación, debido a que no se cuenta con información para estimar la producción no utilizada de otros tipos de residuos de biomasa, como los residuos forestales.

Este criterio se aplica desde el año 2008 y es muy utilizado en otros países. En años anteriores, la producción de residuos de biomasa se estimaba teniendo en cuenta la producción anual de los cultivos que los generaban (ej. Arroz, girasol, cebada) y la proporción de su residuo dentro del peso total, tomando

como fuente de información los anuarios estadísticos de DIEA (Oficina de Estadísticas Agropecuarias) del MGAP. Con ese criterio, la producción era sensiblemente mayor al consumo de estos energéticos.

A su vez, se consideran datos de comercialización (importación y exportación) para aquellos residuos que correspondan, como es el caso de pellets y briquetas.

En el caso del sector industrial y de las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción, el consumo de residuos de biomasa se estima a partir de estudios de relevamiento de información, realizados anualmente por DNE-MIEM a las empresas que utilizan esta fuente como energético. En lo que respecta al sector residencial, para los últimos años se utiliza el resultado del “Estudio de consumos y usos de la energía” del año 2006 así como de la “Encuesta residencial 2013”.

Biogás:

Dentro de los residuos de biomasa se contabiliza también al biogás utilizado para producir electricidad, expresado en metano. Son valores muy pequeños con respecto al total (del orden de 0,3 ktep).

A partir de 2008 se incluye dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas de servicio público” la planta de Las Rosas (Maldonado) como primer generador eléctrico con biogás producido a partir de residuos urbanos. En el año 2014 ingresó un segundo generador de electricidad a base de biogás, producido a partir del tratamiento de efluentes de una planta de lavadero de lanas. Entre el año 2019 y el año 2021 entraron en operación dos generadores de electricidad a base de biogás, producido a partir del tratamiento de efluentes de tambos.

Por su parte, en el año 2022 se incorporó un quinto generador, pero a diferencia de los anteriores, se considera dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas

de autoproducción”, ya que no vuelca energía a la red. Este generador tiene la particularidad que una parte del biogás generado se usa para la generación de electricidad y el resto del biogás se usa como energía térmica. Para el año 2022 del total de biogás utilizado solo 5% se usó para la generación de electricidad.

8.4.6. Biomasa para biocombustibles

La fuente de energía primaria denominada “biomasa para biocombustibles” considera la producción de bioetanol y biodiésel. En la edición de BEN 2021 se incorporó un cambio de criterio en las estimaciones: se consideró la biomasa primaria igual a la producción de cada biocombustible y se corrigió la serie histórica desde 2010. Este cambio se realizó en línea con la metodología IRES, que considera los biocombustibles como fuentes de energía primaria.

A su vez, en la presente edición de BEN se adoptó otro criterio según la metodología IRES que implicó considerar solamente la producción de bioetanol y biodiésel con fines energéticos. Cabe mencionar que si bien esto estuvo acompañado por una corrección de la serie histórica, la misma tuvo un impacto muy pequeño en orden de magnitud.

A continuación, se detallan las consideraciones realizadas en las estimaciones utilizando el criterio anterior, en el cual los consumos de energéticos (granos, aceites crudos, jugo de caña, etc.) asociados a la elaboración de biocombustibles se consideraban bajo la denominación “biomasa para biocombustibles”.

- **Biomasa para la producción de bioetanol:** Se considera la producción de bioetanol de las plantas de Bella Unión y Paysandú.

– Ingenio Bella Unión:

La cantidad de fuente primaria utilizada para bioetanol se estimaba a partir de los datos de producción de bioetanol/azúcar, teniendo en cuenta el rendimiento medio combinado de fermentación y destilación del Ingenio sucro-alcoholero, así como otros factores (estequiométricos, densidad, poder calorífico, etc.), según la siguiente ecuación (Ec.1):

$$\text{Biomasa para bioetanol (ktep)} = \frac{\text{Prod. Bioetanol (m}^3\text{)}}{(\text{RT} \times \text{RI} \times \text{REM})} \times \frac{\text{PCI Azúcar (kcal/kg)}}{10.000.000}$$

Donde:

RT: Rendimiento teórico (m³ bioetanol / t azúcar)

RI: Rendimiento medio del ingenio sucro-alcoholero (fermentación + destilación)

REM: Rendimiento de extracción-molienda

PCI azúcar: Poder calorífico inferior de azúcares reductores. Se toma valor de 4.000 kcal/kg (dato de bibliografía)

Determinación del rendimiento teórico de obtención de etanol (RT):

Se consideraba la reacción química de obtención de etanol a partir de azúcares reductores y su relación estequiométrica. Luego, a partir de la densidad del etanol, se determinaba el RT en las unidades adecuadas para su uso en la ecuación anterior.

Reacción química		
$C_6H_{12}O_6 \text{ ----- } 2 CH_3CH_2OH + 2 CO_2$		
Relación estequiométrica		
180 g	92 g	88 g
Rendimiento teórico (RT)		
92 g bioetanol producido cada 180 g de azúcar consumido		
Densidad de bioetanol		
0,7915 kg/l		
Rendimiento teórico (RT)		
0,6457 m ³ bioetanol / tonelada azúcar		

De esta manera, la Ec.1 resultaba en la siguiente ecuación simplificada (Ec.2):

$$\text{Biomasa para bioetanol (ktep)} = \frac{[4 \times \text{Prod. Bioetanol (m}^3 \text{)}]}{[\text{RI} \times \text{REM} \times 6.457]}$$

Se aclara que la producción de bioetanol, el rendimiento medio del ingenio y el rendimiento de extracción-molienda eran datos reportados por el complejo sucro-alcoholero. A su vez, se destaca que, en los últimos años, la cantidad de sorgo dulce utilizada para la producción de bioetanol fue despreciable respecto al total de caña de azúcar, por lo cual, se consideró con similares características que la caña.

– Ingenio Paysandú:

El consumo de fuente primaria para producir bioetanol a partir de granos se estimaba directamente a partir de la cantidad real de granos procesada, considerando la humedad promedio y el poder calorífico para dicha materia prima. Tanto el consumo de grano como la humedad promedio eran proporcionados por el ingenio, mientras que se consideraba un valor de poder calorífico de 4.000 kcal/kg para el grano (dato de bibliografía).

- **Biomasa para la producción de biodiésel:** En el caso de biodiésel, para la estimación de las fuentes primarias, se consideraba el tipo de grano utilizado y valores de poder calorífico de bibliografía. En los últimos años la producción de biodiésel fue principalmente a partir de soja y colza, y no se utilizó girasol. También se ha considerado el sebo como fuente primaria para la elaboración de biodiésel, así como también el aceite crudo y de frituras. Los valores de referencia empleados para los poderes caloríficos eran los siguientes:

- Soja: 2.050 kcal/kg
- Girasol: 5.189 kcal/kg
- Sebo: 9.200 kcal/kg
- Colza: estimado en función de un contenido de aceite en la semilla de 44% y un poder calorífico del aceite de 8.811 kcal/kg (datos de bibliografía).
- Otros aceites: se consideraba el poder calorífico de una mezcla 80% de aceite de girasol y 20% de soja, al no disponerse de datos específicos de composición, lo que resulta en un valor de 8.527 kcal/kg.

8.4.7. Queroseno

En la presente edición de BEN se realizan mejoras en la metodología de cálculo del consumo de queroseno, utilizando información obtenida tanto de los relevamientos que se realizan desde DNE-MIEM (Encuesta industrial y minería; Balances de energía útil), así como a partir de la Encuesta de Gastos e Ingresos (ENGIH) y de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) del INE.

Respecto al sector residencial, en base al BNEU residencial 2006 y a la ENGIH 2005-2006 se calculó un consumo promedio por hogar para aquellos que utilizaban queroseno como principal fuente para cocción y un consumo promedio para el resto de los hogares. Luego, a partir de la cantidad total de hogares y de aquellos con queroseno como principal fuente para cocción (que surgen de las ECH), se hizo la proyección para el consumo residencial de la serie 2006-2015.

Para años desde 2016, a partir de la ENGIH 2016-2017 se calculó un consumo promedio por hogar para aquellos que utilizaban queroseno como principal fuente para calefacción y un consumo promedio para el resto de los hogares. A partir de la cantidad total de hogares y de aquellos que usaban queroseno como principal fuente para calefacción (que surgen de las ECH) se hizo la proyección para el consumo residencial 2016-2022.

Según la metodología anterior, que se mantiene para años anteriores a 2005, el consumo de queroseno del sector residencial se imputaba como la diferencia de consumo final energético total y el consumo del resto de los sectores. A partir de esta nueva metodología, se imputa un consumo residencial más ajustado a la realidad y la diferencia respecto al consumo final energético se imputa como “no identificado”, al considerar que no se puede clasificar en ningún otro sector por falta de información.

Para el caso del sector minería, se imputan los valores obtenidos por encuesta desde 2019. Por su parte, se considera el consumo no energético de queroseno obtenido en la encuesta industrial. Esta información se utiliza para los años 2016 y posteriores. Para aquellos años en los cuales no se dispone nueva información, se mantiene el mismo valor que el último relevamiento disponible. Es de destacar que ambos consumos son muy pequeños y en la matriz de resultados quedan representados con valores de 0,0ktep.

Finalmente, se menciona que para el sector comercial/servicios/sector público el consumo de queroseno se estima a partir de datos administrativos de ventas y se considera que pueda estar subvaluado. En la medida en que se disponga de información confiable a partir de los relevamientos estadísticos se podrán incorporar mejoras en futuras ediciones de BEN.

8.4.8. Emisiones de CO₂

En la publicación del BEN se incluyen las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) correspondientes a las actividades de quema de combustibles en las industrias de la energía y los sectores de consumo. A su vez, se incluyen las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de búnkers internacionales, las que se presentan como partidas informativas ya que no se consideran en los totales. La serie comienza en 1965.

Las emisiones de CO₂ son calculadas siguiendo las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero versión 2006.

A continuación, se detallan las categorías informadas:

- **Industrias de la energía:** Se consideran las emisiones de los siguientes centros de transformación, así como del consumo propio del sector energético. Se destaca que las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales eléctricas de autoproducción son incluidas en el sector industrial, según la metodología empleada.

- Centrales eléctricas de servicio público
 - Consumo propio
 - **Sectores de consumo:** Se consideran los mismos sectores incluidos en el BEN y detallados en el apartado denominado “estructura” de la presente descripción metodológica.
 - Residencial
 - Comercial/servicios/sector público
 - Transporte
 - Industrial
 - Actividades primarias
 - No identificado
 - **Partidas informativas:** Se presentan en forma separada sin incluirse en los totales las emisiones de CO₂ de las siguientes categorías:
 - Quema de biomasa: incluye leña, residuos de biomasa, carbón vegetal para toda la serie, y biocombustibles a partir de 2010. Las emisiones de esta categoría corresponden a la quema de biomasa en centrales eléctricas de servicio público, centrales eléctricas de autoproducción y en los distintos sectores de actividad.
 - Búnkers internacionales: corresponde a emisiones provenientes de búnkers internacionales tanto marítimo como aéreo.
- Para la estimación de las emisiones se utilizan los factores de emisión (FE) de CO₂ por defecto para la combustión, presentados en el Cuadro 1.4 de las Directrices del IPCC de 2006. Volumen 2: Energía.

Por su parte, en la publicación del BEN se incluyen también las series de “emisiones de CO₂ por fuente” y de “emisiones de CO₂ por fuente y sector”. Para esta última, la apertura se realiza considerando las categorías principales asociadas a las emisiones de cada fuente.

8.4.9. Matriz de energía primaria (abastecimiento)

En la “matriz primaria”, o también llamada “matriz de abastecimiento”, se representa el aprovisionamiento de energía al país con la siguiente apertura: “electricidad”, “solar”, “petróleo y derivados”, “gas natural”, “biomasa” y “carbón/coque”. Como metodología general, para su elaboración se consideran las actividades de oferta que correspondan para cada energético (producción, importación, exportación y búnker internacional). En el caso de fuentes secundarias, no se considera la producción porque ya se contempla esa contribución en la fuente primaria que le da origen.

Respecto a los **hidrocarburos**, se computa la importación de crudo y gas natural, así como el saldo neto de comercio exterior de los derivados de petróleo, calculado como la diferencia entre importaciones y exportaciones (incluyendo búnker internacional).

En el caso de la **hidroenergía**, se considera la electricidad generada de origen hidro. Como excepción para esta fuente primaria, no se considera la producción de hidroenergía para determinar el abastecimiento.

Respecto a la **energía eólica**, se considera la electricidad generada de origen eólico (tanto de servicio público como de autoproducción). De igual manera que el caso anterior, no se considera la producción de energía eólica.

Por su parte, la energía solar incluye energía solar fotovoltaica y energía solar térmica. Para determinar el abastecimiento de **energía solar fotovoltaica**, se considera la electricidad generada de origen fotovoltaico (tanto de servicio público como de

autoproducción). De igual manera que el caso de hidroenergía, no se considera el dato de producción.

Relativo a la **energía solar térmica**, el abastecimiento se determina a partir de la producción. Se aclara que ambos tipos de energía solar se presentan juntos en la matriz de resultados de BEN, por lo que la producción de energía solar incluye tanto térmica como fotovoltaica. Por esta razón, el dato de producción de energía solar térmica se debe calcular de la siguiente manera: producción solar menos energía solar “no utilizada”, menos insumos en los centros de transformación (SP+AP).

Para la **biomasa** se consideran la producción de leña, los residuos de biomasa y la biomasa para biocombustibles, así como el saldo neto de comercio exterior de los residuos de biomasa, bioetanol, biodiésel y carbón vegetal, calculado como la diferencia entre importaciones y exportaciones.

Por su parte, para cuantificar el abastecimiento de **carbón y coque** se contabiliza la importación de carbón mineral y coque de carbón. En el caso de los **residuos industriales**, el abastecimiento considera la producción.

Finalmente, en el caso de la electricidad, se debe considerar la importación de países vecinos. Cabe mencionar que, como excepción a la regla general, no se considera la exportación de electricidad, porque no es posible realizar su deducción como tal.

Al análisis del abastecimiento de energía por fuente, se agregan dos clasificaciones adicionales:

Por origen:

- Local: producción nacional
- Importada: importaciones netas.

Por tipo:

- Renovable: electricidad de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaico/ biomasa/ solar térmica.
- No renovable: gas natural; petróleo y derivados; carbón y coque.
- Electricidad importada.

ANEXO I.

Información complementaria

I.1. Conversión de unidades

TABLA 18. Prefijos más comunes para múltiplos y submúltiplos

Múltiplo	Submúltiplo
10 ³ kilo (k)	10 ⁻³ mili (m)
10 ⁶ mega (M)	10 ⁻⁶ micro (μ)
10 ⁹ giga (G)	10 ⁻⁹ nano (n)
10 ¹² tera (T)	10 ⁻¹² pico (p)

TABLA 19. Coeficientes de conversión entre unidades de energía

1) Para convertir de:	2) En:			
	TJ	kcal	ktep	MWh
3) Multiplicar por:				
Terajulio (TJ)	1	238.845.897	2,4E-02	277,8
Kilocaloría (kcal)	4,1868E-09	1	1E-10	1,16E-06
ktep	41,868	1E+10	1	11.630
Megavatio-hora (MWh)	3,6E-03	859.845	8,6E-05	1

I.2. Factores de conversión (en base al PCI)

TABLA 20. Factores de conversión constantes en la serie histórica

tep	unidad	valor
Asfaltos	tep/m ³	0,9640
	tep/t	0,9640
Azufre líquido	tep/m ³	0,3928
Biodiésel	tep/m ³	0,8312
	tep/t	0,9500
Bioetanol	tep/m ³	0,5066
	tep/t	0,6400
Carbón vegetal	tep/t	0,7500
Cáscara de arroz	tep/t	0,2850
Cáscara de girasol	tep/t	0,3800
Casullo de cebada	tep/t	0,3712
Coque de carbón	tep/t	0,6800
Coque de petróleo	tep/t	0,9386
Coque de petróleo importado	tep/t	0,8000
Gas fuel	tep/10 ³ m ³	1,1000
Gas natural	tep/10 ³ m ³	0,8300
Gases olorosos	tep/10 ³ m ³	0,2400
Leña	tep/t	0,2700
Lubricantes	tep/m ³	0,9090
	tep/t	1,0100
Metanol	tep/t	0,3600

NOTA: Para el gas natural, los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).

ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA



ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

TABLA 21. Factores de conversión variables en la serie histórica

	unidad	2022
Aserrín, chips, residuos forestales ⁽¹⁾	tep/t	0,2702
Bagazo	tep/t	0,1769
Butano desodorizado	tep/m ³	0,6094
	tep/t	1,0946
Carbón mineral	tep/t	0,2740
Fueloil medio ⁽³⁾	tep/m ³	0,9156
	tep/t	0,9958
Fueloil intermedio ⁽¹⁾	tep/m ³	0,9197
	tep/t	0,9934
Fueloil pesado	tep/m ³	0,9257
	tep/t	0,9896
Fueloil UTE generación ⁽⁴⁾	tep/m ³	0,9201
	tep/t	0,9932
Fueloil plantas de celulosa	tep/m ³	0,9309
	tep/t	0,9843
Gasoil 10S ⁽⁵⁾	tep/m ³	0,8521
	tep/t	1,0270
Gasoil 50S ⁽⁵⁾	tep/m ³	0,8554
	tep/t	1,0259
	% mezcla	0,70%
Gasoil marino ⁽⁵⁾	tep/m ³	0,8724
	tep/t	1,0192
Gasolina aviación 100/130	tep/m ³	0,7486
	tep/t	1,0571
Gasolina premium 97 30S ⁽⁶⁾	tep/m ³	0,7860
	tep/t	1,0473
Gasolina súper 95 30S ⁽⁶⁾	tep/m ³	0,7788
	tep/t	1,0493

	unidad	2022
Licor negro ⁽¹⁾	tep/t	0,3016
Petróleo crudo	tep/m ³	0,8416
	tep/t	1,0288
Propano	tep/m ³	0,5700
	tep/t	1,1000
Queroseno	tep/m ³	0,8299
	tep/t	1,0342
Residuos industriales ⁽¹⁾	tep/t	0,7048
Solventes ⁽¹⁾	tep/m ³	0,7993
	tep/t	1,0431
Supergás	tep/m ³	0,6109
	tep/t	1,0918
Turbocombustible jet A1	tep/m ³	0,8304
	tep/t	1,0340

NOTAS:

1) Promedio ponderado. 2) Los datos de los productos gaseosos se obtienen por estimación (ASTM D3588), en condiciones de presión atmosférica y 15,6 °C. 3) El fueloil medio corresponde a fueloil calefacción. 4) Corresponde al fueloil utilizado por UTE para generación de energía eléctrica. El valor se reporta por ANCAP como "FUELOIL UTE MOTORES". 5) Para el gasoil 50S, los parámetros informados corresponden a la mezcla de gasoil con biodiésel; se informa el porcentaje de mezcla asociado. El gasoil 10S y el gasoil marino no se comercializan con biodiésel. 6) Para las gasolinas automotoras los parámetros informados corresponden al combustible previo el agregado de bioetanol.

I.3. Factores de emisión de CO₂TABLA 22. Factores de emisión de CO₂, 2022

Energético según BEN	Energético asociado según IPCC	FE CO ₂ (kg/TJ)
Biodiésel	Biodiésel	70.800
Bioetanol	Biogasolina	70.800
Carbón mineral ⁽²⁾	Lignito	101.000
Carbón vegetal	Carbón vegetal	112.000
Coque de carbón	Coque para horno de coque	107.000
Coque de petróleo	Coque de petróleo	97.500
Fueloil	Fuelóleo residual	77.400
Gas fuel	Gas de refinería	57.600
Gas natural	Gas natural	56.100
Gasoil	Gas/diésel oil	74.100
Leña	Madera	112.000
Gasolina automotora	Gasolina para motores	69.300
Gasolina aviación	Gasolina para la aviación	70.000
Propano	Gases licuados de petróleo	63.100
Queroseno	Otro queroseno	71.900
Residuos de biomasa CENTRALES SERVICIO PÚBLICO	Otra biomasa sólida primaria	97.415
Residuos de biomasa CENTRALES AUTOPRODUCCIÓN	Otra biomasa sólida primaria	95.922
Residuos de biomasa RESIDENCIAL	Otra biomasa sólida primaria	100.000
Residuos de biomasa INDUSTRIAL	Otra biomasa sólida primaria	96.572
Residuos industriales ⁽³⁾	Desechos industriales	104.960
Supergás	Gases licuados de petróleo	63.100
Turbocombustible	Queroseno para motor a reacción	71.500

1) Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Volumen 2: Energía, Cuadro 1.4: "Factores de emisión de CO₂ por defecto para la combustión". 2) El carbón mineral utilizado en 2022 tuvo un poder calorífico similar al del lignito.

3) Promedio ponderado por tipo de residuo.

ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA



I.4. Siglas

TABLA 23. Siglas

ADME	Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay
AGESIC	Agencia de Gobierno Electrónico y Sociedad de la Información
ALUR	Alcoholes del Uruguay
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
BCU	Banco Central del Uruguay
BEN	Balance Energético Nacional
CALNU	Cooperativa Agraria Limitada del Norte Uruguayo
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
CO ₂	Dióxido de carbono
DIEA	Dirección de Estadísticas Agropecuarias
DINAMIGE	Dirección Nacional de Minería y Geología
DNE	Dirección Nacional de Energía
FE	Factor de emisión de CO ₂
Gg	Mil millones de gramos
GLP	Gas licuado de petróleo
hab.	Habitantes
INAC	Instituto Nacional de Carnes
INE	Instituto Nacional de Estadística
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
IRES	Recomendaciones Internacionales para las Estadísticas de Energía
kcal	Kilocaloría
ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
kWh	Kilovatio hora
kWp	Kilovatio pico
M\$ 2005	Millones de pesos a precios constantes de 2005
M\$ 2016	Millones de pesos a precios constantes de 2016
m ³	Metro cúbico
MGAP	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
NCM	Nomenclatura Común del Mercosur
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OPYPA	Oficina de Programación y Políticas Agropecuarias
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PEB	Planificación, Estadística y Balance (Área de la DNE)
PIB	Producto Interno Bruto
ppm	Partes por millón
SIN	Sistema Interconectado Nacional
t	Tonelada
tep	Tonelada equivalente de petróleo
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

ANEXO II. Matriz consolidada y Diagrama de flujo

Observaciones generales

1. Se presenta la matriz consolidada y el diagrama de flujo para el año 2022.

La serie completa de matrices para el período 1965-2022 se encuentra disponible en:

<https://ben.miem.gub.uy/matrices.php>

Los diagramas de flujo de los años 1965, 1980, 1996, 2001, 2005, 2010 y desde 2015 en adelante se pueden descargar de:

<https://ben.miem.gub.uy/anteriores.php>

2. Los flujos energéticos se expresan en ktep (miles de toneladas equivalentes de petróleo)

1 ktep = 1.000 tep

1 tep = 10.000.000 kcal

ANEXO II
MATRIZ CONSOLIDADA
Y DIAGRAMA DE FLUJO



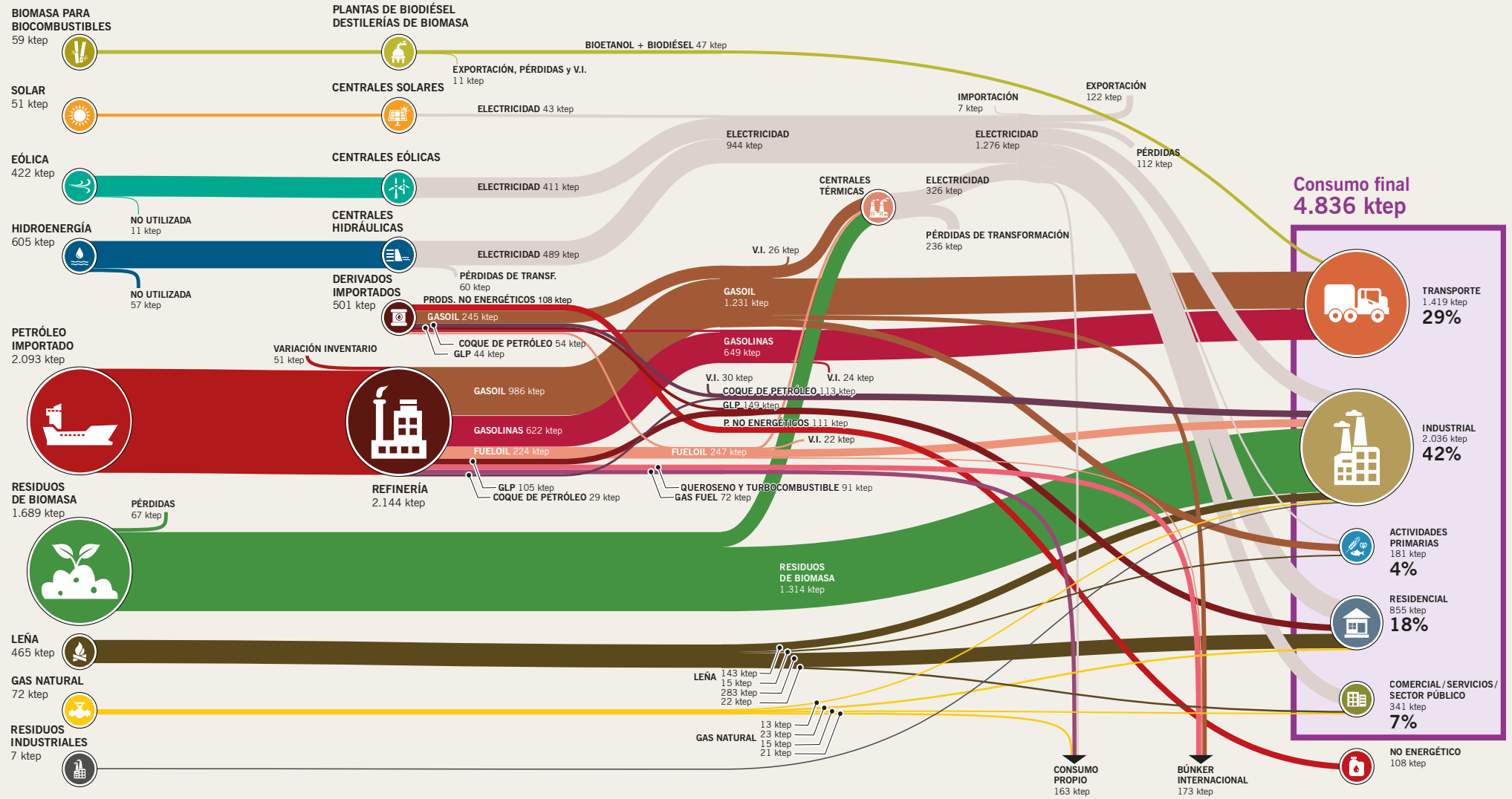
MATRIZ CONSOLIDADA 2022 (ktep)

	▼ Energía primaria											▼ Energía secundaria											TOTAL	PÉRDIDAS TRANSFORMACIÓN	TOTAL				
	PETRÓLEO	CARBÓN MINERAL	GAS NATURAL	HIROENERGÍA	EÓLICA	SOLAR	LEÑA	RESIDUOS BIOMASA	BIOCOMBUSTIBLES	RESIDUOS INDUSTRIALES	TOTAL	GLP	GASOLINA AUTOMOTORA	GASOLINA AVIACION	QUEROSENO	TURBOCOMBUSTIBLE	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	BIETANOL				BIODIESEL	COQUE DE CARBÓN	CARBÓN VEGETAL	ELECTRICIDAD
PRODUCCIÓN				605,4	421,8	51,3	465,3	1.688,9	58,5	7,2	3.298,4	105,3	105,3		4,6	86,3	985,9	223,7	28,6	3,0	71,5	46,1	12,4			1.269,2	2.941,9		
IMPORTACIÓN	2.092,6	1,6	71,9								2.169,3	43,6	43,6	1,5		0,4	245,4	22,9	54,2	107,5				0,1	3,4	7,2	529,8		
EXPORTACIÓN											-0,6	-0,7	-0,7														-121,8	-131,4	
BÚNKER INTERNACIONAL																													
PÉRDIDAS	0,0		-0,2					-66,6			-66,8	-0,8	-0,8	-0,1		-75,9	-75,9	-21,2		-0,2		-0,4	0,0			-112,4	-115,9		
VARIACIÓN INVENTARIO	51,4	-0,4									51,0	-2,1	-2,1	0,5	-0,6	-7,6	-25,5	-21,7	30,1	-3,8			-2,7	0,3			-35,2		
NO UTILIZADA				-56,7	-10,5	-0,8					-68,0											-3,2					-3,2		
AJUSTES		-0,1	-0,1								-0,2	-0,1	-0,1	0,1	0,1			0,1	0,1							0,2	0,4		
OFERTA	2.144,0	1,1	71,6	548,7	411,3	50,5	465,3	1.624,9	58,5	7,2	5.383,1	145,2	145,2	1,9	4,1	2,8	1.129,2	203,7	112,9	106,4	68,3	42,6	5,1	0,1	3,4	1.042,4	3.013,3		
REFINERÍAS	-2.144,0										-2.144,0	105,3	621,6		4,6	86,3	985,9	223,7	28,6	3,0	71,5						2.130,5	-13,5	
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚBL.				-548,7	-409,6	-40,0	-0,6	-131,8			-1.130,7																1.132,7	878,8	-251,9
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.					-1,7	-3,3	-1,0	-171,2			-177,2		0,0										0,0	0,0			136,5	133,6	-43,6
DESTILERÍAS DE BIOMASA									-46,1		-46,1												46,1					46,1	
PLANTAS DE BIODIESEL									-12,4		-12,4													12,4				12,4	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.144,0			-548,7	-411,3	-43,3	-1,6	-303,0	-58,5		-3.510,4	105,3	621,6		4,6	86,3	762,8	190,0	28,6	3,0	71,5	46,1	12,4			1.269,2	3.201,4	-309,0	
OFERTA BRUTA	2.144,0	1,1	71,8	605,4	421,8	51,3	465,3	1.691,5	58,5	7,2	5.517,9	146,0	622,1	2,0	4,1	3,2	1.129,9	203,8	112,9	106,6	71,5	44,8	5,1	0,1	3,4	1.154,8	3.610,3	5.668,2	
CONSUMO NETO TOTAL		1,1	71,6		7,2	463,7	1.321,9			7,2	1.872,7	145,2	622,1	1,9	4,1	2,8	906,1	170,0	112,9	106,4	68,3	42,6	5,1	0,1	3,4	1.042,4	3.233,4	5.106,1	
CONSUMO PROPIO			21,1		0,1						21,2	2,9	0,1		0,0	0,8	9,1	28,6	0,0	68,3	0,0					31,9	141,7	162,9	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,1	50,5		7,1	463,7	1.321,9			7,2	1.851,5	142,3	622,0	1,9	4,1	2,8	905,3	160,9	84,3	106,4		42,6	5,1	0,1	3,4	1.010,5	3.091,7	4.943,2	
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO		0,0									0,0		0,1		0,1		0,1		0,9	106,4		0,0	0,0				107,6	107,6	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,1	50,5		7,1	463,7	1.321,9			7,2	1.851,5	142,3	621,9	1,9	4,0	2,8	905,2	160,9	83,4		42,6	5,1	0,1	3,4	1.010,5	2.984,1	4.835,6		
APERTURA SECTORIAL ▼																													
RESIDENCIAL			23,0			5,9	283,5	7,6			320,0	114,3	0,4		0,9		5,4	7,1					0,0	0,0		3,4	403,3	534,8	854,8
MONTEVIDEO			21,0				55,5					52,4															154,6		
INTERIOR			2,0				228,0	7,6				61,9															248,7		
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBL.			14,8			1,0	22,1				37,9	11,3	1,0		0,0		4,3	6,5					0,1	0,0		0,0	280,2	303,4	341,3
ALUMBRADO PÚBLICO																											17,2		
ADM. PÚBLICA Y DEFENSA							2,1					1,3					0,2	1,4									19,6		
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA							0,1					1,3					0,0	0,1									31,0		
RESTO			14,8				19,9					8,7					4,1	5,0								0,0	212,4		
TRANSPORTE																													
CARRETERO												617,5	1,9		2,8		749,5	0,1					42,3	4,4			0,6	1.419,1	1.419,1
FERROVIARIO												617,5					738,4						42,3	4,4			0,6	1.403,2	1.403,2
AÉREO														1,9	2,8													0,2	0,2
MARÍTIMO Y FLUVIAL																	10,9	0,1										4,7	4,7
INDUSTRIAL		1,1	12,7		0,2	143,0	1.314,3			7,2	1.478,5	9,6	1,4			16,3	146,0	83,4				0,1	0,1	0,1		300,9	557,9	2.036,4	
FRIGORÍFICOS			0,3				36,1	7,4		0,5		0,8	0,1			0,5	2,1										32,7		
LÁCTEOS			0,0				19,6	21,0				0,8	0,1			0,3	15,0										22,5		
MOLINOS			0,0				10,4	36,6				0,8	0,0			0,4	0,0										10,5		
OTRAS ALIMENTICIAS			4,3				25,9	28,9		0,0		4,1	0,3			1,5	2,3										20,2		
BEBIDAS Y TABACO			0,3				4,8	30,0				0,2	0,2			0,6	3,0										11,0		
TEXTILES			0,1				6,0					0,0	0,1			0,1	0,2										2,7		
CUERO			0,2				6,8					0,0	0,0			0,2	0,2										2,7		
MADERA			0,0				0,0	152,7				0,0	0,2			2,0											15,1		
PAPEL Y CELULOSA			1,4				13,7	1.016,0				0,2	0,0			1,2	110,0										91,6		
QUÍMICA, CAUCHO Y PLÁSTICO			0,8				19,3	16,6		0,4		0,9	0,1			2,3	3,1										61,7		
CEMENTO		1,1	1,1					4,0		5,7		0,0	0,1			2,8	1,8	83,4								10,00			
OTRAS MANUFACTURERAS Y CONSTRUC.			4,2				0,4	1,1		0,6		1,8	0,2			4,4	8,3							0,1			20,2		
ACTIVIDADES PRIMARIAS							15,1				15,1	7,1	1,6		0,0	129,7	1,2					0,1	0,6				25,5	165,8	180,9
AGRO							15,1				15,1	7,1				107,8	1,2						0,6				22,3	139,0	154,1
AVÍCOLAS							1,4				1,4	4,6															3,2	7,8	9,2
RESTO AGRO							13,7				13,7	2,5				107,8	1,2						0,6				19,1	131,2	144,9
MINERÍA							0,0				0,0	0,0	0,0		0,0		8,3					0,0	0,0				2,7	11,0	11,0
PESCA							0,0				0,0	1,6				13,6							0,1				0,5	15,8	15,8
NO IDENTIFICADO											0,0				3,1												3,1		3,1

ANEXO II
MATRIZ CONSOLIDADA
Y DIAGRAMA DE FLUJO



NOTA:
Se representan los principales flujos energéticos.



Balance Energético 2022



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



BEN
BALANCE ENERGÉTICO
NACIONAL URUGUAY

República Oriental del Uruguay
Ministerio de Industria, Energía y Minería
Dirección Nacional de Energía