

# Balance Energético 2020



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/>



Ministerio  
de Industria,  
Energía y Minería



**BEN**  
BALANCE ENERGÉTICO  
NACIONAL URUGUAY

**Balance Energético 2020**  
Serie histórica 1965-2020  
**ISSN formato electrónico:** 2730-5295

**Diseño**  
Agustín Sabatella

## 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 1965-2020 y se encuentra disponible en el sitio web: [www.ben.miem.gub.uy](http://www.ben.miem.gub.uy)

**Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)**

[www.gub.uy/miem](http://www.gub.uy/miem)

# Tabla de contenidos

<b>Prólogo</b>	7	6.6. Tasa de electrificación	74
<b>1. Introducción</b>	8	6.7. Sendero energético	75
<b>2. Infraestructura del sistema energético uruguayo</b>	10	<b>7. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)</b>	78
2.1. Sector de transformación eléctrica	10	<b>8. Metodología</b>	81
2.2. Sector de hidrocarburos	15	8.1. Definiciones generales	81
2.3. Sector de biocombustibles	17	8.2. Estructura	82
<b>3. Oferta de energía</b>	19	8.2.1. Balance de fuentes de energía primarias	82
3.1. Abastecimiento de energía	22	8.2.2. Balance de centros de transformación	84
3.1.1. Matriz primaria por fuente	22	8.2.3. Balance de fuentes de energía secundarias	84
3.1.2. Matriz primaria por origen	25	8.2.4. Oferta bruta y consumo	85
3.1.3. Matriz primaria por tipo	25	8.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético	86
3.2. Generación de energía eléctrica	26	8.3. Unidades y formato de datos	89
3.2.1. Matriz de insumos para generación de electricidad	30	8.4. Comentarios particulares	89
3.2.2. Matriz de generación de electricidad por fuente	31	8.4.1. Energía hidroeléctrica	89
3.3. Producción de derivados de petróleo	34	8.4.2. Energía eólica	90
<b>4. Demanda de energía</b>	35	8.4.3. Energía solar	91
4.1. Consumo final energético por fuente	36	8.4.4. Leña	93
4.2. Consumo final energético por sector	39	8.4.5. Residuos de biomasa	93
4.2.1. Sector residencial	41	8.4.6. Biomasa para biocombustibles	93
4.2.2. Sector comercial/servicios/sector público	44	8.4.7. Biogás	95
4.2.3. Sector transporte	47	8.4.8. Emisiones de CO <sub>2</sub>	95
4.2.4. Sector industrial	51	8.4.9. Matriz de energía primaria (abastecimiento)	96
4.2.5. Sector actividades primarias	55	<b>ANEXO I. Información complementaria</b>	98
<b>5. Emisiones de dióxido de carbono</b>	58	<b>ANEXO II. Matrices y Diagramas de flujo</b>	103
<b>6. Indicadores</b>	64		
6.1. Intensidad energética final	64		
6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita	65		
6.3. Intensidad energética por sector	67		
6.4. Emisiones de CO <sub>2</sub> por PIB y per cápita	71		
6.5. Factor de emisión de CO <sub>2</sub> del SIN	73		

# Figuras

ORDEN ALFABÉTICO

FIGURA 6. Abastecimiento de energía por fuente.	24	FIGURA 10. Insumos para generación de electricidad.	30
FIGURA 7. Abastecimiento de energía por origen.	25	FIGURA 38. Intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público.	68
FIGURA 8. Abastecimiento de energía por tipo.	25	FIGURA 37. Intensidad energética del sector industrial/actividades primarias.	67
FIGURA 20. Apertura de consumo sector comercial-servicios-sector público, 2020.	45	FIGURA 39. Intensidad energética del sector transporte.	69
FIGURA 24. Apertura de consumo sector transporte, 2020.	49	FIGURA 49. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB.	79
FIGURA 29. Apertura de consumo, sector actividades primarias, 2020.	56	FIGURA 5.e. Oferta bruta / Residuos de biomasa.	21
FIGURA 26. Apertura de consumo sector industrial, 2020.	53	FIGURA 5.b. Oferta bruta / Gas natural.	20
FIGURA 18. Apertura de consumo sector residencial, 2020.	42	FIGURA 5.c. Oferta bruta / Hidroenergía.	20
FIGURA 21. Comparación venta de gasolina y gasoil años 2019-2020.	47	FIGURA 5.f. Oferta bruta / Leña.	21
FIGURA 23. Consumo de biocombustibles - porcentajes de mezcla.	48	FIGURA 5.a. Oferta bruta / Petróleo.	19
FIGURA 36. Consumo de energía y electricidad per cápita.	65	FIGURA 5.d. Oferta bruta / Solar + Eólica.	20
FIGURA 15. Consumo final energético por fuente.	37	FIGURA 33. Partidas informativas de emisiones de CO <sub>2</sub> .	61
FIGURA 27. Consumo final energético por fuente, sector actividades primarias.	55	FIGURA 3. Potencia instalada de microgeneración solar por sector.	14
FIGURA 19. Consumo final energético por fuente sector comercial-servicios-sector público.	44	FIGURA 2.c. Potencia instalada de cada fuente / Biomasa.	13
FIGURA 25. Consumo final energético por fuente sector industrial.	51	FIGURA 2.d. Potencia instalada de cada fuente / Eólica.	13
FIGURA 17. Consumo final energético por fuente sector residencial.	41	FIGURA 2.b. Potencia instalada de cada fuente / Fósil.	12
FIGURA 22. Consumo final energético por fuente sector transporte.	47	FIGURA 2.a. Potencia instalada de cada fuente / Hidro.	12
FIGURA 16. Consumo final energético por sector.	40	FIGURA 2.e. Potencia instalada de cada fuente / Solar.	14
FIGURA 28. Consumo final energético por sector, sector actividades primarias.	56	FIGURA 1. Potencia instalada por fuente.	10
FIGURA 14. Consumo final total de energía.	35	FIGURA 13. Producción refinería La Teja.	34
FIGURA 35. Consumo final total y PIB (precios constantes 2005).	64	FIGURA 48. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía.	79
FIGURA 9. Electricidad.	27	FIGURA 46. Proporción de la población con acceso a la electricidad.	79
FIGURA 41. Emisiones de CO <sub>2</sub> per cápita.	72	FIGURA 47. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios.	79
FIGURA 30. Emisiones de CO <sub>2</sub> por fuente.	58	FIGURA 44. Sendero energético.	76
FIGURA 34. Emisiones de CO <sub>2</sub> por fuente y sector.	63	FIGURA 45. Sendero energético / detalles ampliados.	77
FIGURA 31. Emisiones de CO <sub>2</sub> por sector.	59	FIGURA 43. Tasa de electrificación.	74
FIGURA 32. Emisiones de CO <sub>2</sub> sector transporte.	60		
FIGURA 40. Emisiones de CO <sub>2</sub> totales y PIB (a precios constantes 2005).	71		
FIGURA 4. Estructura de producción de la refinería.	16		
FIGURA 42. Factor de emisión de CO <sub>2</sub> del SIN.	73		
FIGURA 12. Generación de electricidad a partir de cada fuente.	33		
FIGURA 11. Generación de electricidad por fuente.	32		

# Tablas

ORDEN ALFABÉTICO

TABLA 4. Abastecimiento de energía por fuente.	24	TABLA 27. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía.	80
TABLA 30. Coeficientes de conversión entre unidades de energía.	98	TABLA 25. Proporción de la población con acceso a la electricidad.	80
TABLA 15. Consumo de biocombustibles - porcentajes de mezcla.	50	TABLA 26. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios.	80
TABLA 20. Consumo de energía y electricidad per cápita.	66	TABLA 34. Siglas.	102
TABLA 10. Consumo final energético por fuente.	37	TABLA 24. Tasa de electrificación.	74
TABLA 11. Consumo final energético por sector.	40		
TABLA 17. Consumo final energético, sector actividades primarias.	57		
TABLA 13. Consumo final energético sector comercial-servicios-sector público.	46		
TABLA 16. Consumo final energético, sector industrial.	54		
TABLA 12. Consumo final energético sector residencial.	43		
TABLA 14. Consumo final energético, sector transporte.	50		
TABLA 9. Consumo final total de energía.	35		
TABLA 19. Consumo final total y PIB.	66		
TABLA 5. Electricidad.	28		
TABLA 18. Emisiones de CO <sub>2</sub> por fuente.	62		
TABLA 22. Emisiones de CO <sub>2</sub> por PIB y per cápita.	72		
TABLA 23. Factor de emisión de CO <sub>2</sub> del Sistema Interconectado Nacional (SIN).	73		
TABLA 31. Factores de conversión constantes en la serie histórica.	99		
TABLA 32. Factores de conversión variables en la serie histórica.	100		
TABLA 33. Factores de emisión de CO <sub>2</sub> .	101		
TABLA 7. Generación de electricidad por fuente.	32		
TABLA 6. Insumos para generación de electricidad.	31		
TABLA 28. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB.	80		
TABLA 21. Intensidad energética por sector.	70		
TABLA 8. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar.	32		
TABLA 2. Potencia instalada de microgeneración solar por sector.	14		
TABLA 1. Potencia instalada por fuente.	11		
TABLA 29. Prefijos más comunes para múltiplos y submúltiplos.	98		
TABLA 3. Producción de la refinería.	16		

## Prólogo

La Dirección Nacional de Energía (DNE) presenta el Balance Energético Nacional (BEN), que reúne los principales resultados del sector energético a nivel nacional para el año 2020. 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. Está dirigido a todos los organismos, empresas y personas vinculadas al sector energético. Se espera que esta información pueda ser de utilidad para continuar mejorando la toma de decisiones en la materia.

Con el BEN 2020 se completan 56 años de una serie histórica (1965-2020) que se publica en forma ininterrumpida desde el año 1981. Uruguay es uno de los pocos países de América Latina y el Caribe en contar con una serie tan extensa.

Uno de los aspectos a destacar en el presente Balance es la consolidación de la diversificación de la matriz energética, así como la alta participación de fuentes autóctonas en la misma. En 2020 se logró una participación de 94% en la matriz de generación eléctrica relacionada a fuentes autóctonas y renovables, a pesar de que el 2020 fue un año seco, lo cual determinó una de las más bajas en generaciones de electricidad de origen hidro. Dado que Uruguay no cuenta con producción de fuentes fósiles como el petróleo, toda fuente autóctona en el país es renovable, contribuyendo así con las metas de descarbonización de nuestra matriz energética.

En lo que refiere a la matriz de abastecimiento o matriz primaria, la participación de fuentes renovables alcanzó el 58%, superando las metas fijadas. La participación de la biomasa superó a la de petróleo y derivados, por quinto año consecutivo.

Respecto a infraestructura, no hay cambios significativos en relación a 2019, las variaciones que se registraron en 2020 están asociadas a solar. Si bien la potencia instalada asociada a energía solar térmica y fotovoltaica aun es baja, son tecnologías que muestran un crecimiento sostenido en los últimos años. La energía solar térmica creció un 12% en el último año y registró una superficie instalada de 98.071m<sup>2</sup>, mientras que la solar fotovoltaica creció un 2% y alcanzó una potencia instalada de 258 MW.

Otro aspecto a resaltar del BEN 2020 es que el 48% de la electricidad consumida por el sector industrial fue generado a partir de autoproducción; es decir, los propios establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron.

Por su parte, en relación a las estimaciones de consumo final por sector, se continúan realizando mejoras a través de los relevamientos de consumo y uso de energía que se realizan periódicamente desde la DNE MIEM. En particular, se menciona los estudios realizados en el sector avícola y minería que permitieron desagregar el consumo de ambos sectores, lo cual determinó una corrección en el consumo de leña del sector avícola, dado que la misma fue sustituida por GLP. Otra de las mejoras incorporadas en el balance 2020, fue la determinación de coeficientes técnicos para determinar el consumo de gasoil en el sector agropecuario.

Finalmente, se desea agradecer a organismos oficiales e instituciones privadas la valiosa información suministrada, que ha 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. Sin embargo, debe ser relacionado con otras variables socioeconómicas para obtener un instrumento suficiente para la toma de decisiones en la materia.

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 2020, se completan 56 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 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 el BEN 2020.

## A nivel de sectores:

- El sector Agro/Pesca/Minería, cambia su nombre a “Primarias”
- Se presentan en forma desagregada los consumos de los sectores Agro y Minería. En el balance 2020 podrá encontrar en forma discriminada el consumo de estos sectores a partir del año 2013.
- Dentro del sector Agro, se desagregó en Avícolas y Resto Agro. En el balance 2020 se encuentran discriminados estos sectores para 2019 y 2020.

## A nivel de fuentes:

- Eólica y solar: se incorpora el concepto de energía “no aprovechada”, la cual responde a las restricciones operativas, ver metodología en 8.4.2. Se completa este flujo para la serie 2018-2020.
- Se incorpora la fuente de Solar FV (fotovoltaica) en alumbrado público, incorporando el relevamiento a nivel nacional de este tipo de tecnologías.
- Solar FV: en la metodología hay 4 categorías, mayores y menores a 150kW y dentro de cada una se agrupan por servicio público por un lado y las autónomas por otro.
- Se incorpora una nueva fuente de energía primaria: “Residuos Industriales”. La misma se presenta desagregada desde el año 2011.
- GLP: se mejora su imputación sectorial, dada la incorporación del concepto de codificación CIIU Rev.4 en los datos administrativos de comercialización de dicho energético.
- Lubricantes: se mejora la estadística de esta fuente, incorporando el concepto de insumos para la elaboración de lubricantes, ajustando su flujo en el BEN.





- Gasoil y Gasolina: se mejoró la estadística asociada al consumo de los equipos de respaldo, construyendo la serie ajustada desde 2016. Lo cual permitió una mejor estimación de la energía eléctrica generada en dichos equipos. Esta mejora se basó principalmente en la información recopilada en el estudio de consumos y usos de energía del sector industrial para el año 2016<sup>1</sup>.
- Carbón Mineral: se incorpora una nueva partida de NCM (2706.00.00.00 Alquitrán de hulla), como derivado de Carbón Mineral, el cual surge del proceso de armonización de OLADE. Si bien no tiene incidencia significativa en cuanto a la energía, sí es una mejora desde el punto de vista metodológico.
- Electricidad: se corrigen las pérdidas técnicas y no técnicas de distribución y comercialización según datos actualizados por UTE para la serie 2016-2020.

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 a cada fuente a su expresión en ktep, se realiza a través de su respectivo poder calorífico inferior (PCI).



1- <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/estadisticas/balance-nacional-energia-util-del-sector-industrial-datos-2016>

## 2. Infraestructura del sistema energético uruguayo

La infraestructura del sistema energético uruguayo puede caracterizarse a través de tres grandes sectores: “transformación eléctrica”, “hidrocarburos” y “biocombustibles”.

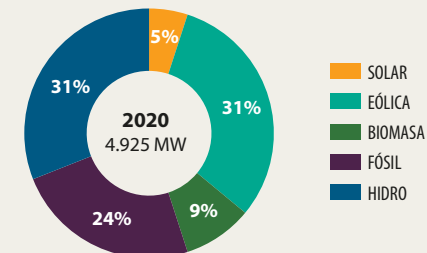
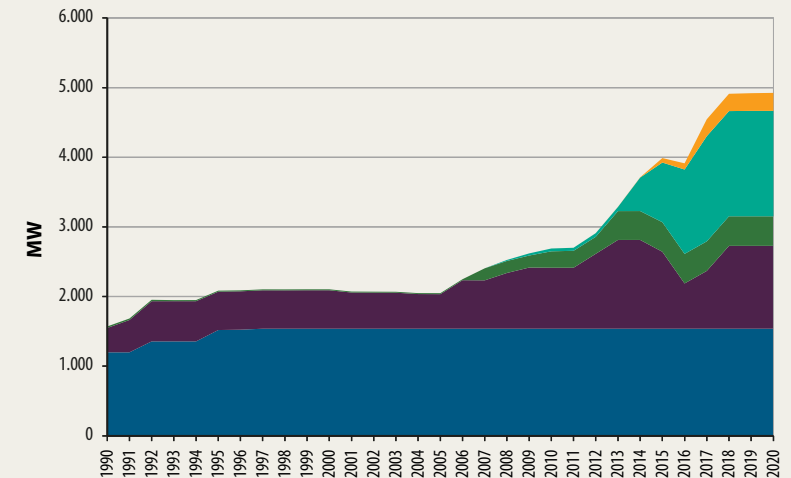
### 2.1. Sector de transformación eléctrica

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, se cuenta con centrales térmicas operadas por turbinas de vapor, turbinas de gas y motores a base de combustibles fósiles, así como por generadores privados que utilizan biomasa. Además, el sector de transformación eléctrica está integrado por generadores eólicos y solares tanto públicos, privados como de capitales mixtos. Por su parte, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuenta con interconexiones con Argentina (2.000 MW) y con Brasil (570 MW).

Al finalizar el año 2020, Uruguay contaba con una potencia total instalada de 4.925 MW, incluyendo los generadores conectados al SIN y los generadores de autoproducción aislados. La potencia estuvo compuesta por 1.538 MW de origen hidráulico, 1.514 MW de origen eólico, 1.190 MW térmicos fósiles, 425 MW térmicos biomasa y 258 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 se debió a energía no renovable (gasoil, fueloil y gas natural).

2020:  
4.925 MW de potencia instalada para generación eléctrica, de los cuales 76% de origen renovable.

FIGURA 1. Potencia instalada por fuente.



En los primeros años de la década del 90, la potencia total del parque de generación creció 33% y pasó de 1.571 MW (1990) a 2.085 MW (1995), debido principalmente a la incorporación de potencia de origen fósil e hidráulica (Uruguay pasó a hacer uso del 50% de la potencia instalada de Salto Grande). Luego, continuó un período donde prácticamente no se incorporaron nuevos generadores hasta que, a partir del año 2005, la potencia instalada total experimentó un crecimiento neto de 140% y, hacia final de 2020, alcanzó un total de 4.925 MW. Este crecimiento 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, el año 2016 fue el único donde la potencia instalada total disminuyó respecto al año anterior, debido a la retirada de plantas térmicas fósiles, como se detallará más adelante. En 2017 la potencia instalada volvió a crecer y registró un nuevo valor histórico máximo en 2019, producido por la entrada en operación del ciclo combinado en Punta del Tigre (2018) y una serie de parques eólicos y plantas fotovoltaicas en estos últimos tres años. En 2020 el crecimiento de la potencia instalada (pasó de 4.920 MW a 4.925 MW) estuvo dado por el ingreso de 5 MW en solar fotovoltaica.

TABLA 1. Potencia instalada por fuente.

MW	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Fósil</b>															
Turbinas de Vapor	256,5	256,5	256,5	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	205,0					
Turbinas de Gas	54,7	249,7	249,7	235,7	535,7	535,7	635,7	835,7	835,7	815,7	565,7	745,7	1.105,7	1.105,7	<b>1.105,7</b>
Motores	38,8	44,4	46,0	5,5	85,0	85,0	185,0	184,2	184,2	84,2	84,2	84,2	84,2	84,2	<b>84,2</b>
<b>Total Fósil</b>	<b>350,0</b>	<b>550,6</b>	<b>552,2</b>	<b>496,2</b>	<b>875,7</b>	<b>875,7</b>	<b>1.075,7</b>	<b>1.274,9</b>	<b>1.274,9</b>	<b>1.104,9</b>	<b>649,9</b>	<b>829,9</b>	<b>1.189,9</b>	<b>1.189,9</b>	<b>1.189,9</b>
(%)	<b>22%</b>	<b>26%</b>	<b>26%</b>	<b>24%</b>	<b>33%</b>	<b>32%</b>	<b>37%</b>	<b>39%</b>	<b>34%</b>	<b>28%</b>	<b>17%</b>	<b>18%</b>	<b>24%</b>	<b>24%</b>	<b>24%</b>
<b>Biomasa</b>															
Turbinas de Vapor	21,6	14,9	13,7	13,5	234,6	242,1	243,0	413,0	413,0	423,0	423,0	423,0	423,0	423,0	<b>423,0</b>
Motores				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	<b>1,7</b>
<b>Total Biomasa</b>	<b>21,6</b>	<b>14,9</b>	<b>13,7</b>	<b>14,5</b>	<b>235,6</b>	<b>243,1</b>	<b>244,0</b>	<b>414,0</b>	<b>414,6</b>	<b>424,6</b>	<b>424,6</b>	<b>424,6</b>	<b>424,6</b>	<b>424,7</b>	<b>424,7</b>
(%)	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>9%</b>	<b>9%</b>	<b>8%</b>	<b>13%</b>	<b>11%</b>	<b>11%</b>	<b>11%</b>	<b>9%</b>	<b>9%</b>	<b>9%</b>	<b>9%</b>
<b>Hidro</b>															
<b>Total Hidro</b>	<b>1.199,0</b>	<b>1.519,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>	<b>1.538,0</b>
(%)	<b>76%</b>	<b>73%</b>	<b>73%</b>	<b>75%</b>	<b>57%</b>	<b>57%</b>	<b>53%</b>	<b>47%</b>	<b>41%</b>	<b>39%</b>	<b>39%</b>	<b>34%</b>	<b>31%</b>	<b>31%</b>	<b>31%</b>
<b>Eólica</b>															
<b>Total Eólica</b>					<b>40,6</b>	<b>43,6</b>	<b>52,6</b>	<b>59,4</b>	<b>481,3</b>	<b>856,8</b>	<b>1.211,5</b>	<b>1.510,7</b>	<b>1.510,7</b>	<b>1.513,9</b>	<b>1.513,9</b>
(%)					<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>13%</b>	<b>21%</b>	<b>31%</b>	<b>33%</b>	<b>31%</b>	<b>31%</b>	<b>31%</b>
<b>Solar</b>															
<b>Total Solar</b>					<b>0,1</b>	<b>0,4</b>	<b>0,6</b>	<b>1,6</b>	<b>3,7</b>	<b>64,5</b>	<b>88,9</b>	<b>242,6</b>	<b>248,4</b>	<b>253,8</b>	<b>258,3</b>
(%)					<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.570,6</b>	<b>2.084,5</b>	<b>2.104,0</b>	<b>2.048,6</b>	<b>2.690,0</b>	<b>2.700,8</b>	<b>2.911,0</b>	<b>3.287,9</b>	<b>3.712,5</b>	<b>3.988,7</b>	<b>3.912,9</b>	<b>4.545,7</b>	<b>4.911,5</b>	<b>4.920,2</b>	<b>4.924,7</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

La evolución de la capacidad instalada de las **centrales hidroeléctricas** fue creciente hacia el principio del período 1990-2020, debido a la gradual incorporación de potencia de la central hidráulica de Salto Grande a Uruguay que, a partir de 1995, le correspondió el 50% de 1.890 MW. Desde ese año, Uruguay 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 76% (1990) a 31% (2020).

Respecto a los **generadores térmicos que operan con combustibles fósiles**, la capacidad instalada pasó de 350 MW (1990) a 551 MW (1995) debido principalmente a la instalación de la central térmica de La Tablada. Desde ese año, la potencia instalada permaneció relativamente constante, para luego presentar un crecimiento importante entre 2005 y 2014, 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 se constató un cambio en la tendencia; en los siguientes dos años se dio una reducción. Entre 2014 y 2015 la potencia de los generadores térmicos fósiles disminuyó 170 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 405 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. 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 en 2020 y resultó en una participación de 24% respecto a la potencia instalada total en el último año. Esta nueva planta de Punta del Tigre se utiliza poco, pero 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 y es considerada el respaldo térmico para los próximos 30 años.<sup>2</sup>

FIGURA 2.a. Potencia instalada de cada fuente / Hidro.

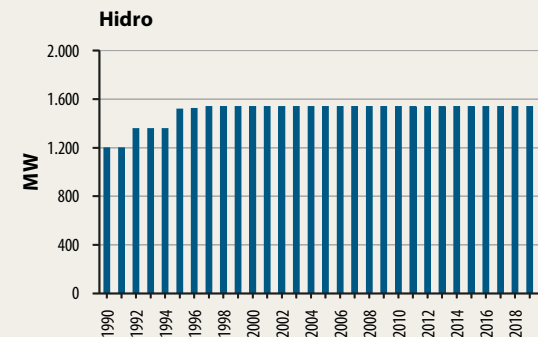
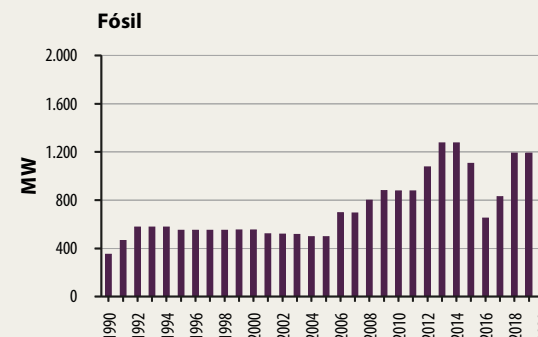


FIGURA 2.b. Potencia instalada de cada fuente / Fósil.



2- <https://portal.ute.com.uy/noticias/ciclo-combinado-respaldo-menor-costos>

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. A partir de 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 trece 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 9% en 2020.

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 se habían instalado 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 1.511 MW. En 2018 no se registró ninguna nueva instalación, mientras que en 2019 se instalaron 2,2 MW asociados a autogeneradores autónomos (no conectados al SIN) y un solo parque amplió su potencia por 1 MW. La participación de generadores eólicos en 2020 fue de 31% en el total de potencia instalada, año que no registro nuevas instalaciones, por tanto se mantuvo la potencia instalada de 2019.

FIGURA 2.c. Potencia instalada de cada fuente / Biomasa.

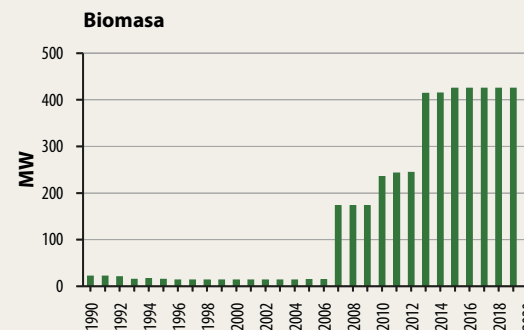
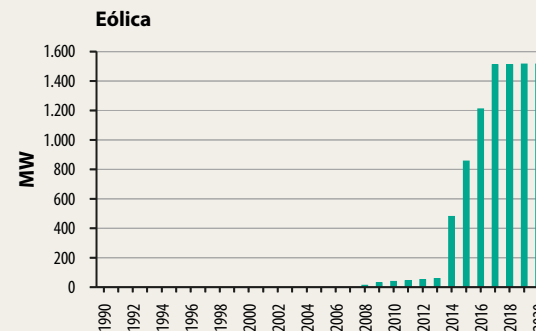


FIGURA 2.d. Potencia instalada de cada fuente / Eólica.



A diciembre 2020 se cuenta con más de 40 parques eólicos de gran escala.

Finalmente, se menciona la **energía solar fotovoltaica**, que si bien es una fuente que se utiliza en el país hace muchos años, ha presentado valores pequeños respecto a otras fuentes de energía. Se destaca el aumento de potencia instalada que se registró a partir de 2015, pasando de 4 MW (2014) a 258 MW (2020). Durante 2017 y 2018 entraron en operación 13 plantas fotovoltaicas por un total de 150 MW, lo que permitió que la energía solar tuviera una participación de 5% en la potencia instalada total del país.

Por su parte, la generación solar fotovoltaica de micro escala también ha mostrado un desarrollo destacado en estos últimos años; en 2020 se registraron 154 nuevas instalaciones conectadas a la red por una potencia de 3,6 MW. La distribución sectorial fue la siguiente en orden de importancia: comercial/servicios (58%), industrial (20%), agro (15%), residencial (7%).

FIGURA 2.e. Potencia instalada de cada fuente / Solar.

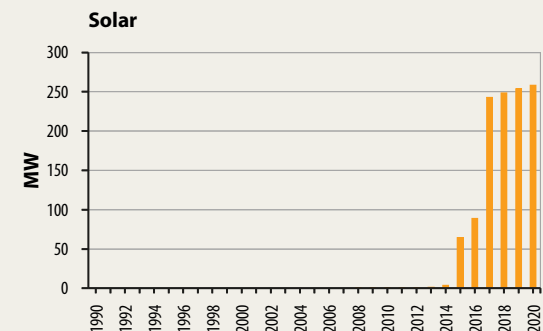


FIGURA 3. Potencia instalada de microgeneración solar por sector.

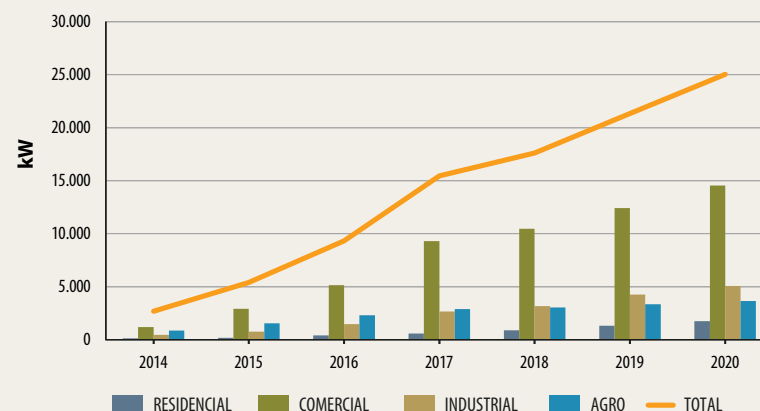


TABLA 2. Potencia instalada de microgeneración solar por sector.

kW	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Residencial	133	179	413	576	895	1.319	<b>1.764</b>
(%)	5%	3%	4%	4%	5%	6%	<b>7%</b>
Comercial	1.206	2.914	5.137	9.312	10.481	12.412	<b>14.542</b>
(%)	45%	54%	55%	60%	60%	58%	<b>58%</b>
Industrial	473	756	1.469	2.667	3.181	4.271	<b>5.066</b>
(%)	18%	14%	16%	17%	18%	20%	<b>20%</b>
Agro	875	1.558	2.313	2.895	3.053	3.343	<b>3.656</b>
(%)	33%	29%	25%	19%	17%	16%	<b>15%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.687</b>	<b>5.408</b>	<b>9.331</b>	<b>15.450</b>	<b>17.610</b>	<b>21.344</b>	<b>25.028</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

## 2.2. Sector de hidrocarburos<sup>3</sup>

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 m<sup>3</sup>/día) y produce principalmente gasoil, gasolinas, fueloil, GLP (supergás y propano) y turbocombustibles, entre otros combustibles. 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. 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<sup>4</sup>.

### La refinera tiene una capacidad de refinación de 50.000 bbl/día.

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, no habiendo 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 se impulsaron modificaciones de planta con el objetivo del aumento de 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 m<sup>3</sup>/día).

En 1999, comenzó otro período importante de remodelación, con el objetivo de elaborar gasolinas de alto octanaje libres de plomo. Se instaló entonces una unidad de hidrotreamiento 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 parada 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. La capacidad de la planta es de 2.800 m<sup>3</sup>/día de producción de gasoil 50S y de 800 m<sup>3</sup>/día de gasolina 30S, con una concentración máxima de 50 y 30 partes por millón de azufre, respectivamente. 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.

Durante el periodo febrero - setiembre de 2017, la refinera estuvo parada 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 final. En 2018, la refinera operó en forma habitual, con un nivel de procesamiento de petróleo crudo similar al de 2016 (2% superior).



3- Datos extraídos de <https://www.ancap.com.uy/> y de <https://www.gcds.com.uy/>

4- <https://www.ancap.com.uy/1738/1/infraestructura.html>

FIGURA 4. Estructura de producción de la refinería.

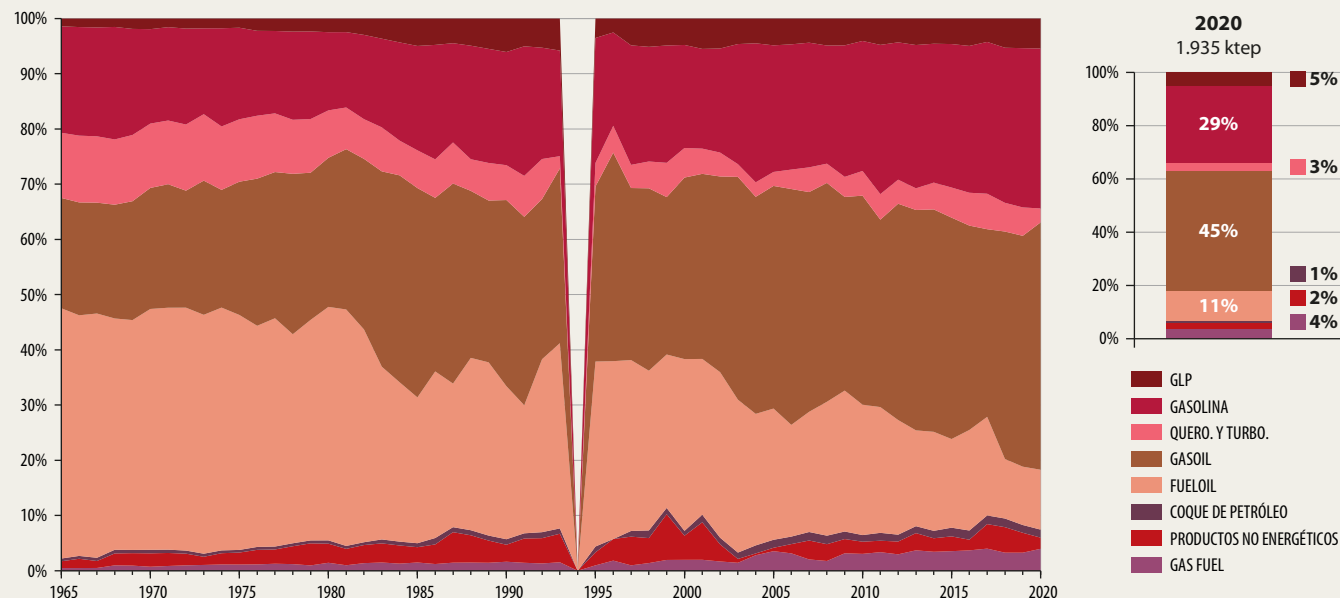


TABLA 3. Producción de la refinería.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GLP	21,1	44,4	46,8	99,4	77,1	62,2	82,9	99,4	87,6	87,6	104,8	24,3	115,7	111,5	<b>104,9</b>
(%)	1%	2%	4%	5%	4%	5%	4%	5%	5%	5%	5%	4%	5%	5%	<b>5%</b>
Gasolina	290,7	254,8	301,9	469,6	447,3	352,7	478,4	538,3	483,1	492,9	562,6	157,8	614,9	599,9	<b>560,7</b>
(%)	19%	14%	23%	23%	24%	27%	25%	26%	25%	26%	26%	28%	28%	29%	<b>29%</b>
Quero y turbo	177,9	154,5	57,0	51,9	85,0	60,3	83,8	81,3	93,3	103,4	125,8	36,9	113,8	107,0	<b>48,9</b>
(%)	12%	9%	4%	3%	4%	5%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	5%	5%	<b>3%</b>
Gasoil	301,2	485,9	422,7	825,9	719,2	442,9	753,6	828,0	773,7	760,7	783,0	195,1	901,9	869,6	<b>866,7</b>
(%)	20%	27%	32%	40%	38%	34%	39%	40%	40%	40%	37%	34%	41%	42%	<b>45%</b>
Fueloil	683,2	760,9	446,8	486,8	448,7	297,2	399,4	360,0	344,5	304,6	385,3	102,5	236,0	219,8	<b>209,9</b>
(%)	45%	42%	33%	24%	24%	23%	21%	17%	18%	16%	18%	18%	11%	11%	<b>11%</b>
Coque de petróleo	7,5	10,8	14,1	29,7	22,8	18,6	23,9	26,0	25,9	29,9	35,2	9,0	34,3	29,3	<b>28,1</b>
(%)	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	1%	<b>1%</b>
Productos no energéticos	18,6	62,2	31,5	12,6	41,9	27,1	44,6	64,7	47,0	50,8	40,9	25,5	101,1	74,9	<b>39,2</b>
(%)	1%	3%	2%	1%	2%	2%	2%	3%	2%	3%	2%	4%	5%	4%	<b>2%</b>
Gas fuel	7,3	26,0	13,0	72,6	58,1	43,9	57,2	76,7	66,0	67,3	78,1	23,0	71,7	68,1	<b>76,9</b>
(%)	0%	1%	1%	4%	3%	3%	3%	4%	3%	4%	4%	4%	3%	3%	<b>4%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.507,5</b>	<b>1.799,5</b>	<b>1.333,8</b>	<b>2.048,5</b>	<b>1.900,1</b>	<b>1.304,9</b>	<b>1.923,8</b>	<b>2.074,4</b>	<b>1.921,1</b>	<b>1.897,2</b>	<b>2.115,7</b>	<b>574,1</b>	<b>2.189,4</b>	<b>2.080,1</b>	<b>1.935,3</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

NOTAS: 1) La refinería La Teja tiene una capacidad de refinación diaria de 50.000 barriles de petróleo. 2) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012. Desde 2013 en adelante no hubo más producción de diésel oil.



Finalmente, desde Argentina se lleva adelante lo relativo al abastecimiento de gas natural a través de dos gasoductos con una capacidad total de 6.000.000 m<sup>3</sup>/día. En la región noroeste del país se ubica el gasoducto del litoral, operado por ANCAP. Se inauguró 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<sup>5</sup>.

### Se cuenta con dos gasoductos de 6.000.000 m<sup>3</sup>/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 de Colonia, San José y Canelones. Está formado por dos gasoductos troncales, uno subfluvial para el cruce del Río de la Plata (57 kilómetros aprox.) y otro terrestre (145 kilómetros aprox.) entre Colonia y Montevideo, así como varios gasoductos laterales que alimentan las distintas localidades (200 kilómetros en total aprox.).

### 2.3. Sector de biocombustibles<sup>6</sup>

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. Mediante la Ley 18.195 (14/11/2007) y su decreto reglamentario 523/008 (27/10/2008), se estableció el marco legal para la producción, comercialización y utilización de agrocombustibles en el país.

A su vez, en los últimos años, se conquistó el mercado chileno para la exportación de bioetanol así como el mercado holandés para la exportación de biodiésel producido a partir de reciclado de aceite de fritura.

Respecto a la **producción de bioetanol**, ALUR cuenta actualmente con dos plantas de elaboración ubicadas en el norte del país. En 2006, ALUR comenzó a gestionar 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. La capacidad de la planta es de 120 m<sup>3</sup>/día de bioetanol y opera de mayo a octubre. En varias oportunidades ha operado a capacidad mayor a la nominal (140-190 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/año. La planta puede procesar sorgo granífero, maíz, trigo y cebada, funcionando de continuo a lo largo del año, para producir bioetanol



<sup>5</sup>- <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/publicaciones/mapas-energeticos>

<sup>6</sup>- Datos extraídos de <http://www.alur.com.uy/> (junio 2021), así como de contacto directo con la empresa.

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.

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 m<sup>3</sup>/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 si está operativa, se encuentra ubicada en Capurro y posee una capacidad instalada de 62.000 m<sup>3</sup>/año de biodiésel, generado a partir de aceite vegetal, aceite usado de fritura y sebo vacuno. Los productos son biocombustible, oleína y glicerina.

**Capacidad instalada de producción (operativa):**  
**bioetanol: 92.200 m<sup>3</sup>/año**  
**biodiésel: 50.000 ton/año**

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 2 y del producto final de acuerdo a la norma europea *International Sustainability and Carbon Certification* (ISCC), para la producción de biodiesel a partir de aceite de fritura y de sebo.

### 3. Oferta de energía

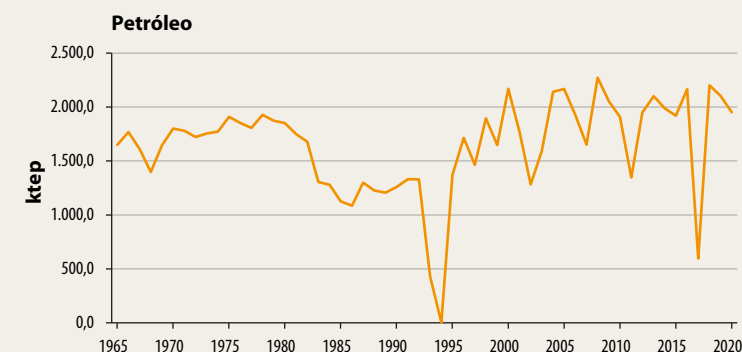
La oferta bruta total de energía en el país fue de 5.283 ktep en 2020, 7% inferior respecto al año anterior. Esta fuerte caída se explica en parte por la contracción importante de la economía (caída de 5,9% del PIB) y la baja hidraulicidad que se tuvo en el 2020. Dentro de las principales fuentes que participaron en la oferta de energía en 2020 se menciona:

#### Petróleo y derivados:

En 2020, la oferta bruta de petróleo fue 1.951 ktep y registró una disminución de 7% respecto a 2019. La carga a la refinería presentó un comportamiento similar al de la oferta bruta (1.947 ktep). Durante el año 2020, se importó un total de 1.995 ktep de petróleo (2.359 miles de m<sup>3</sup>), 2% menos que en el año previo.

Respecto a los derivados de petróleo, en 2020 la oferta bruta fue de 2.076 ktep, prácticamente no presentó variación con respecto a la de 2019. Dentro de las actividades de oferta, se registró un nivel de producción de 1.935 ktep e importaciones por 324 ktep, lo que implica una caída del 7% respecto a la producción de 2019 y un aumento en las importaciones del 94%. Este comportamiento se puede explicar dado que la demanda final de derivados de petróleo se redujo en parte por medidas adoptadas en la pandemia (reducción de la movilidad) esto impacta en la producción de la refinería, pero el consumo de gasoil principalmente para generación eléctrica creció un 368% lo cual explica el 40% de las importaciones totales de derivados de petróleo. El consumo de gasoil para generación es consecuencia de la baja hidraulicidad del año 2020 y la exportación de electricidad de origen térmico. Los principales derivados importados en el 2020 fueron: gasoil, coque de petróleo y en menor medida no energéticos y

FIGURA 5.a. Oferta bruta / Petróleo.



GLP. En lo que refiere al fueloil el 2020 fue abastecido 100% por la refinería y no se dieron importaciones directas desde zonas francas.

Por su parte, la exportación de derivados de petróleo en 2020 fue prácticamente la misma que se dio en 2019, 7 ktep, que correspondieron a gasolina, propano y productos no energéticos. En el flujo de búnker internacional se dio una caída de 44% en el último año, debido a una reducción del 56% en lo que refiere a turbo combustibles, paso de 100 ktep a 44 ktep. Otro de los energéticos que presentó una importante contracción es el consumo de fueloil, el cual presenta una reducción de 79%, pasando de 67 ktep a 14 ktep. En lo que respecta al gasoil, no sufrió variaciones significativas registrando una reducción del 5%.

### Gas natural:

La importación de gas natural en 2020 fue de 60 ktep, 26% inferior a la de 2019. Es importante destacar que el valor atípico es el de 2019, el de 2020 es del orden a lo que se venía registrando en los últimos años. Este valor alto registrado en el 2019, tiene su explicación en el consumo asociado al sector eléctrico, específicamente en las pruebas realizadas por UTE en la nueva central de generación de ciclo combinado, lo cual explica 26 ktep de los 80 ktep importados en 2019.

### Hidroenergía:

La oferta bruta de energía hidráulica es muy variada de un año a otro, debido a la dependencia de las características hidrológicas. En 2020 presenta una caída de 63% con respecto a 2019, el valor de 2020 fue de 400 ktep, el cual corresponde a uno de los valores más bajos registrados en los último 30 años, superado solo por el que se registró en 2006, el cual fue de 343 ktep. Otra de las variables que se monitorea en esta fuente, es el agua vertida (no utilizada o no turbinada) que correspondió al 1% de la hidroenergía producida, prácticamente despreciable, para comparar en 2019 fue del 29% el agua vertida con respecto a la hidroenergía producida.

### Energía eólica y solar:

En 2020, la oferta bruta de energía eólica tuvo un crecimiento del 8%, mientras que la de energía solar creció 6%. Ambas fuentes mantienen su tendencia creciente desde el ingreso al país en el pasado reciente. No se registró aumento en la potencia instalada de eólica para generación eléctrica en el último año, en solar fotovoltaica se registró un crecimiento de 5 MW (2%).

En el caso de la energía solar, se menciona que desde el año 2014 se incluye tanto la energía solar térmica como la fotovoltaica en la matriz de resultados.

FIGURA 5.b. Oferta bruta / Gas natural.

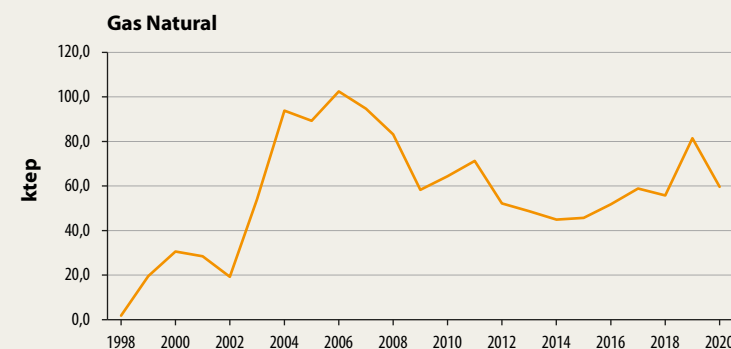


FIGURA 5.c. Oferta bruta / Hidroenergía.

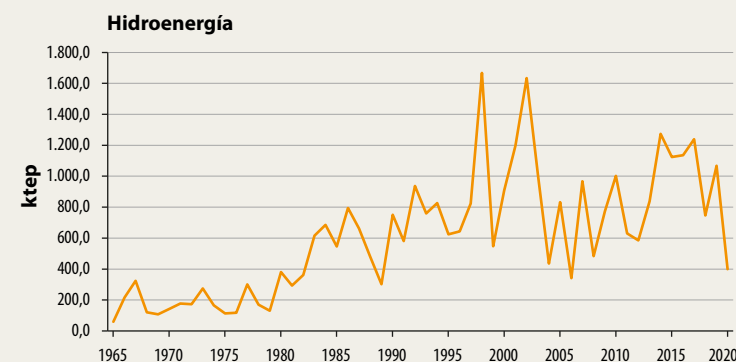
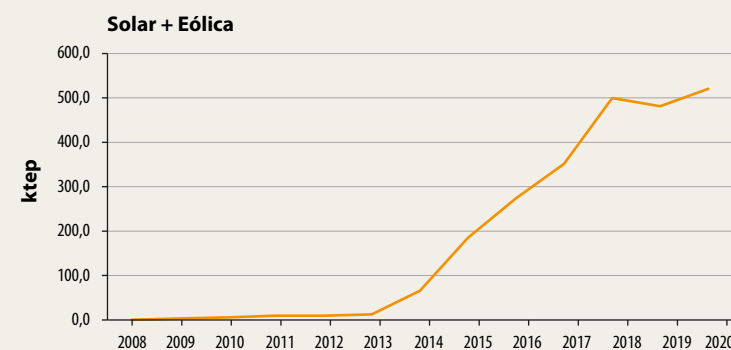


FIGURA 5.d. Oferta bruta / Solar + Eólica.



### Biomasa:

La oferta bruta de biomasa tuvo un crecimiento del 3% con respecto al 2019, alcanzando los 2.247 ktep, nuevo récord en el consumo de esta fuente. La oferta bruta de biomasa en 2020 explica el 43% de la oferta bruta de fuentes primarias, superando al petróleo cuya participación fue del 38%. Para analizar el comportamiento de la biomasa es conveniente desagregar en las diferentes fuentes que participan bajo esta denominación, teniendo así: leña, residuos de biomasa (cáscara de arroz, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera) y biomasa para la producción de biocombustibles.

La oferta bruta de leña para el año 2020 fue de 474 ktep, 6% inferior a la registrada en 2019 (503 ktep), con lo que se mantuvieron los niveles que se venían registrando en los últimos años.

Respecto a los residuos de biomasa, la oferta bruta presentó un aumento de 6% en 2020 (1.663 ktep) respecto a 2019 (1.571 ktep). En el caso de la biomasa para la producción de biocombustibles, la oferta bruta para 2020 (110 ktep) fue levemente inferior que la registrada en 2019 (115 ktep).

### Residuos industriales:

Como ya se indicó, dentro de las mejoras que se presenta en el balance 2020, está la incorporación de esta nueva fuente primaria, la cual se reconstruye su serie a partir del año 2011, si bien su consumo es aún bajo, en 2020 alcanzo una oferta bruta de 9,3 ktep, presentando un crecimiento respecto a 2019 de 8%. Esta fuente incluye desechos como neumáticos fuera de uso, aceites usados, glicerina y los combustibles líquidos alternativos (CLA), compuestos en su mayoría por hidrocarburos recuperados de aguas de sentina y los residuos de la industria del biodiesel. Esta nueva fuente, se clasifica como no renovable.

FIGURA 5.e. Oferta bruta / Residuos de biomasa.

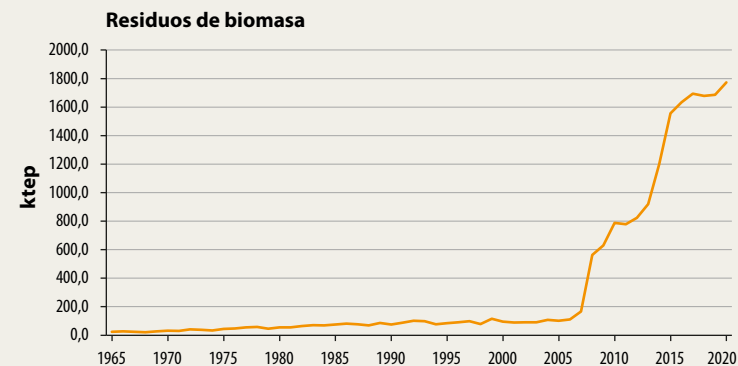
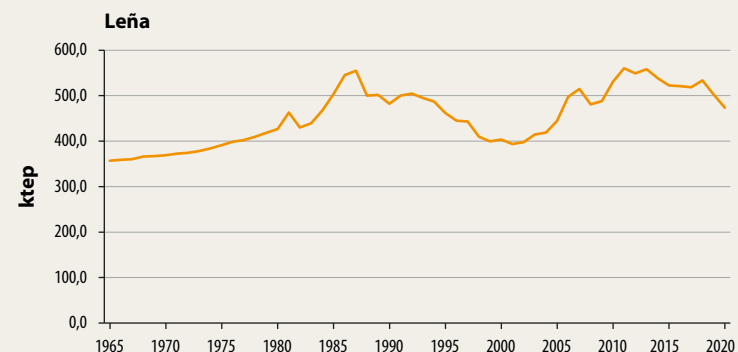


FIGURA 5.f. Oferta bruta / Leña.



### Carbón y coque de carbón:

En 2020, la oferta bruta de estas fuentes fue de 3,8 ktep, apenas superior a lo registrado en 2019 (3,1 ktep).

### Electricidad importada/exportada:

En 2020 se registraron importaciones por 44 ktep (514 GWh) para tener un valor de importación de este orden tenemos que ir hasta 2012, o sea luego de 8 años volvemos a tener datos relevantes de importación.

Por su parte, en 2020 la exportación de electricidad presentó una caída de 62% respecto al 2019. De todas formas cabe aclarar, para no llegar a conclusiones erróneas, que el 2019 se registró el máximo histórico de exportación de electricidad desde 1965 (259 ktep).

**Electricidad:**  
en 2020 la importación fue 514 GWh,  
valor relevante luego de 8 años de  
importaciones marginales.

### 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 137% entre 1990 y 2020; registró un valor récord en 2018 (5.405 ktep) y en 2020 fue prácticamente igual al 2018, decreció 0,06% (5.402ktep). Pero si lo comparamos con 2019, vemos que tuvo un crecimiento de 0,13%.

#### 3.1.1. Matriz primaria por fuente

En 2020 y por quinto año consecutivo, la biomasa volvió a ocupar el primer lugar en la matriz primaria (42%), luego que en 2016 desplazara al “petróleo y derivados” que históricamente constituyó la principal fuente de abastecimiento del país. Para el último año, el abastecimiento de energía fue, en orden de importancia, el siguiente: biomasa (42%), petróleo y derivados (40%), electricidad de origen eólico (9%) electricidad de origen hidráulico (6%), y, en menor medida, gas natural (1%) y solar (1%). Se destaca que el abastecimiento de energía solar incluye tanto energía solar térmica como electricidad a partir de la energía solar fotovoltaica. Otra de las características de la matriz primaria de Uruguay, es que la hidroenergía a partir de 2008 es desplazada del segundo lugar por la biomasa, pasando a quedar en tercer puesto en orden

de importancia. En el 2020 la hidroenergía ocupa un cuarto puesto, dado que el tercer puesto lo ocupa la eólica.

En los últimos años se registraron cambios importantes en la matriz primaria, debido fundamentalmente a la diversificación y a una mayor participación de las fuentes de energía renovable. De estas, una de las que presentó cambios más significativos, no solo en la participación porcentual sino también en magnitud absoluta, fue la biomasa. En esta categoría se incluye la producción de leña, residuos de biomasa y biomasa para biocombustibles, así como la importación neta de carbón vegetal.

Entre 1990 y 2007 la biomasa se comportó de forma relativamente constante; sin embargo, a partir de 2007 pasó a tener un rol más protagonista 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 1.373 ktep (2012) a 2.214 ktep (2017) y alcanzó su mayor participación en la matriz primaria (43%). Entre 2017 y 2019, la biomasa permaneció en valor absoluto prácticamente constante, con una pequeña reducción de 0,2% en 2019, en 2020 vuelve a tener crecimiento (2%), alcanzando los 2.247 ktep, nuevo récord en el consumo de esta fuente.

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 cayó a 40% (2020) a lo largo de estos 56 años, el abastecimiento ha permanecido relativamente

constante en términos absolutos, en el entorno de 1.900 ktep en promedio. En los últimos seis años se registraron los menores niveles de participación de petróleo y derivados en la matriz primaria y en 2019 el mínimo histórico. Situación que no se mantuvo para 2020, registrándose un nuevo crecimiento (11%), asociado al consumo de derivados para la generación de electricidad.

Como ya se indicó en el presente informe, el 2020 presentó uno de los valores de hidraulicidad más bajos de los registrados en el país en los últimos 30 años, por ello como parte del complemento de generación eléctrica se hizo con fósil, lo cual terminó dando un crecimiento absoluto en el abastecimiento de petróleo y derivado, aunque el consumo final de derivados de petróleo tuvo una contracción, debido a la reducción de movilidad por efecto de la pandemia.

Como se indicó en el párrafo anterior petróleo y derivados ha permanecido prácticamente constante en valor absoluto desde 1965, pero la matriz de abastecimiento creció un 142%. Este crecimiento lo explican la incorporación de nuevas fuentes, por ejemplo la biomasa explica un 42% de la matriz de abastecimiento de 2020, la eólica más solar, explican el 10% y la hidroeléctrica un 6%. Por esta razón, el crecimiento que se ha registrado en la matriz primaria desde 1965, se debe principalmente a la incorporación de nuevas fuentes de energía.

Por su parte, Uruguay presenta una oferta hidroeléctrica muy variable de un año a otro, que depende fuertemente de las condiciones climáticas, en 2019 la hidroelectricidad explicó 13% de la matriz primaria, en 2020 solo el 6%, siendo que la matriz primaria 2020 creció apenas un 0,1% respecto a 2019.

Es importante destacar la evolución que presentó la electricidad de origen eólico en la matriz primaria. En 2008, primer año de incorporación de energía eólica de gran porte en Uruguay, la producción de electricidad fue de 0,63 ktep y aumen-

tó a 471 ktep en el año 2020. Entre 2014 y 2018 se dio el mayor crecimiento y la participación de la electricidad de origen eólico pasó de 1% a 8%. Aunque las cifras siguen siendo pequeñas en la matriz de abastecimiento, en el año 2020 superó a la hidroelectricidad, y alcanzó a ocupar el tercer puesto en la matriz de abastecimiento con una participación del 9%. La energía eólica presentó una participación destacable en la matriz de generación de energía eléctrica, como se verá más adelante. En particular, se menciona la puesta en operación de 35 parques eólicos de gran porte entre 2014 y 2017, lo que permitió alcanzar un total de 1.514 MW de potencia instalada en 2020, considerando a su vez las instalaciones de microgeneración y autoprodutores autónomos.

Las restantes fuentes que conformaron la matriz de abastecimiento de 2020 tuvieron una participación muy pequeña: gas natural (1%), solar (1%) y carbón y coque (<1%). En particular se menciona la nueva fuente que se incorpora al balance energético, *residuos industriales*, alcanzando los 9,3 ktep.

FIGURA 6. Abastecimiento de energía por fuente.

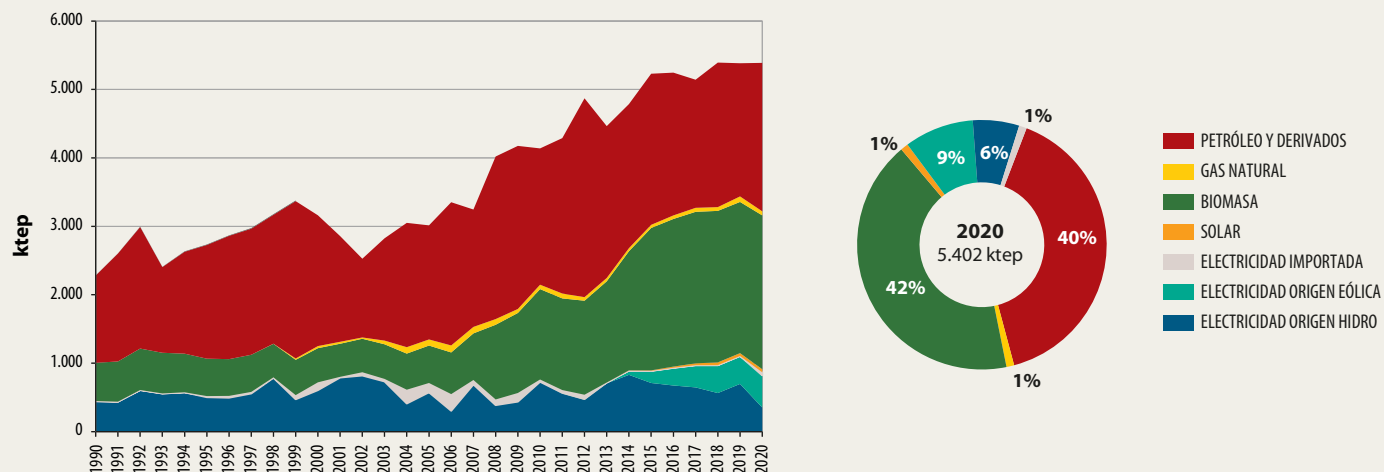


TABLA 4. Abastecimiento de energía por fuente.

ktep	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Electricidad importada	4,4	16,2	114,2	136,3	33,3	41,0	63,8			0,2	2,1	0,3	1,2	0,0	44,2
(%)	0%	1%	4%	5%	1%	1%	1%			0%	0%	0%	0%	0%	1%
Electricidad origen hidro	443,1	503,5	606,4	574,8	723,0	557,2	466,2	705,7	829,8	710,9	674,4	646,5	563,9	697,3	352,1
(%)	19%	18%	19%	19%	17%	13%	10%	16%	17%	14%	13%	13%	10%	13%	6%
Electricidad origen eólica					6,0	9,6	9,7	12,4	63,0	177,6	257,5	324,6	407,0	408,7	470,9
(%)					0%	0%	0%	0%	1%	3%	5%	6%	8%	8%	9%
Solar									2,9	7,1	16,4	26,8	39,9	41,2	45,4
(%)									0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
Gas natural			30,6	89,3	64,4	71,5	52,2	48,8	45,0	45,8	51,8	58,5	55,2	80,8	59,8
(%)			1%	3%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Petróleo y derivados	1.275,4	1.661,0	1.910,8	1.666,9	1.991,7	2.270,6	2.905,1	2.218,9	2.105,4	2.207,8	2.086,3	1.871,8	2.111,8	1.945,9	2.168,8
(%)	56%	61%	60%	55%	48%	53%	60%	50%	44%	42%	40%	36%	39%	36%	40%
Carbón y coque	0,7	0,5	0,5	1,9	1,6	1,8	2,1	2,4	1,8	2,4	3,5	3,2	3,2	3,1	3,8
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomasa	558,3	546,7	499,2	546,9	1.320,3	1.339,2	1.373,4	1.478,5	1.740,4	2.080,5	2.157,3	2.213,9	2.213,8	2.189,1	2.247,4
(%)	24%	20%	16%	18%	32%	31%	28%	33%	36%	40%	41%	43%	41%	41%	42%
Residuos industriales						2,1	1,6	4,3	3,4	6,0	7,0	6,4	8,7	8,6	9,3
(%)						0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>2.281,9</b>	<b>2.727,9</b>	<b>3.161,7</b>	<b>3.016,1</b>	<b>4.140,3</b>	<b>4.293,0</b>	<b>4.874,1</b>	<b>4.471,0</b>	<b>4.791,7</b>	<b>5.238,3</b>	<b>5.256,3</b>	<b>5.152,0</b>	<b>5.404,7</b>	<b>5.374,7</b>	<b>5.401,7</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

NOTAS: 1) En los años 2013 y 2014 no hubo importación de electricidad. Desde 2015 existió intercambio con Argentina considerado "energía de devolución", salvo para 2018 que fue en modalidad "contingente" con costo asociado. A su vez, desde 2016 si bien se registraron importaciones de electricidad desde Brasil, las mismas correspondieron a pruebas de ensayo de la nueva interconexión. 2) El abastecimiento de energía solar incluye la energía solar térmica v la electricidad de origen solar fotovoltaico.

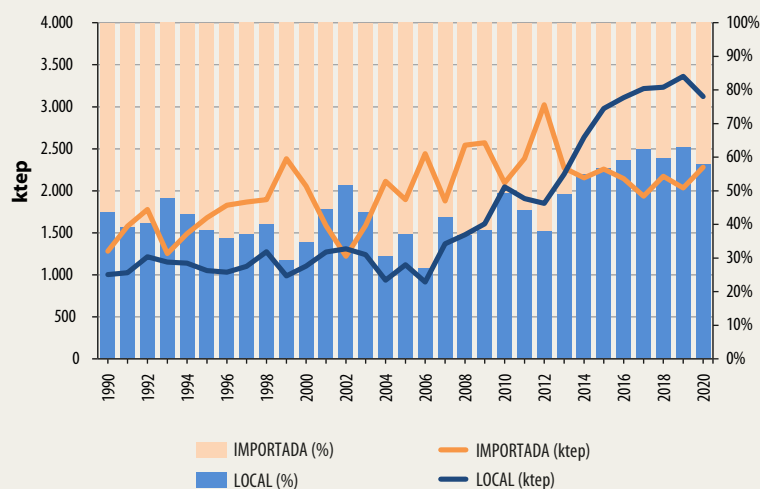


### 3.1.2. Matriz primaria por origen

En el año 2020, el abastecimiento de energía fue 58% de origen local y 42% de origen importado. Teniendo en cuenta toda la serie, en los últimos seis años se dieron las mayores participaciones de energía local en el abastecimiento; en orden de importancia fueron los siguientes: 2019 (63%), 2017 (62%), 2018 (60%), 2016 (59%), 2015 (57%). 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 913 ktep (2006) y 1.309 ktep (2002). Desde 2007 se ha registrado un crecimiento neto, hasta alcanzar un valor de 3.123 ktep en 2020 (7% menos que en 2019), de todas formas se encuentra dentro de los valores de los últimos años, siendo del orden al registrado en 2016.

El abastecimiento de energía de origen importado ha sido variable en todo el período; registró un valor máximo de 3.025 ktep (2012) y un mínimo de 1.220 ktep (2002). Para 2020 la energía importada fue 12% mayor a 2019.

FIGURA 7. Abastecimiento de energía por origen.



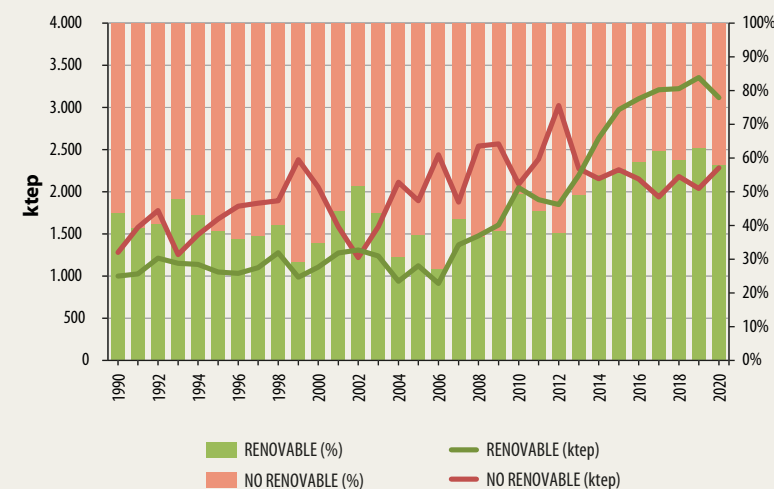
### 3.1.3. Matriz primaria por tipo

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 2020, las fuentes de energía renovables (biomasa, solar térmica y electricidad de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaico), tuvieron una participación de 58% en la matriz de abastecimiento, mientras que el 41% correspondió a las fuentes no renovables (petróleo y derivados, gas natural, carbón mineral y coque, residuos industriales). El 1% restante, correspondió a electricidad importada, la cual queda en forma independiente dado que no se la puede clasificar en renovables o en no renovables.

#### Matriz primaria 2020: 58% energía renovable.

Se menciona la fuerte correlación que existe entre el origen de la energía y el tipo. Se observa que el abastecimiento de energía renovable tiene su principal origen en la producción nacional y que para abastecer al país de fuentes no renovables se recurre a las importaciones.

FIGURA 8. Abastecimiento de energía por tipo.



El abastecimiento de energía renovable aumentó significativamente hacia el final del período 1990-2020 y triplicó el promedio registrado en los 15 años anteriores a 2005. En 2019, se registró el máximo histórico de abastecimiento de fuentes renovables tanto en valor absoluto (3.356 ktep) como en participación (63%). Esta participación cayó a 58% en 2020, de todas formas se mantiene en el rango de los valores de 2015 en adelante, su participación es mayor a la registrada en 2015. Hasta ahora este porcentaje de participación tenía una fuerte influencia de los niveles de hidraulicidad, sin embargo a partir del esfuerzo que hizo el país en la diversificación de la matriz energética y la fuerte incorporación de fuentes autóctonas, se observa una disminución de la influencia que tiene la variabilidad de la fuente hidro, en la matriz de abastecimiento, por ejemplo si comparamos la estructura de matriz de 2006 cuya hidraulicidad es del orden a la registrada en 2020, en la matriz de 2006 la fuentes renovables participaron con un 27%, como ya se indicó en 2020, la participación de las renovables fue de un 58%. Vemos que la diversificación de la matriz, también le da mayor robustez al sistema energético nacional.

### 3.2. Generación de energía eléctrica

La potencia instalada del sistema eléctrico al final de 2020 fue de 4.925 MW, prácticamente igual a la de 2019 (4.920 MW), la estructura se mantuvo igual a la de 2019, 31% de generadores hidráulicos, 31% de generadores eólicos, 24% de centrales térmicas (combustibles fósiles), 9% de centrales térmicas (biomasa) y 5% de generadores solares. En 2020 la demanda de energía eléctrica se abasteció en un 96% por producción nacional. Se generaron 13.557 GWh de electricidad (1.166 ktep), lo que representó una caída de 16% respecto al año anterior. La producción estuvo integrada por un 87% proveniente de centrales eléctricas de servicio público (1.018 ktep), mientras que el 13% restante fue generado por centrales eléctricas de autoproducción (148 ktep). Las variaciones

respecto a 2019 fueron de -18% y +2% respectivamente.

### En 2020 la generación de electricidad fue 94% de origen renovable.

En 2020 Uruguay exportó 1.148 GWh (99 ktep) de energía eléctrica, 62% menos que el año anterior, pero hay que tener en cuenta que el 2019 marcó la mayor exportación de energía eléctrica del país desde 1965. Si bien la caída en la exportación es importante, es relevante marcar que en la serie de balance energético, o sea en los 56 años de balance, solo 6 veces se vio superada la exportación registrada en 2020. Teniendo en cuenta el destino, en el último año el 38% de las exportaciones de electricidad correspondieron a Brasil, mientras que el 62% a Argentina. En relación a esta última, a partir de octubre de 2017 comenzaron a registrarse exportaciones de electricidad de origen eólico por otros agentes generadores distintos a UTE; las mismas representaron el 1% respecto del total de exportación para 2019, en el 2020 se registraron exportaciones a Brasil de origen biomasa.

Por su parte, el consumo final energético de electricidad (calculado como la producción, más la importación, menos la exportación, menos las pérdidas técnicas y el consumo propio) no presentó variación significativa con respecto al año 2019. Se destaca que el consumo final energético que se abastece desde el SIN (sin considerar la electricidad generada por centrales eléctricas de autoproducción) tuvo un comportamiento similar.

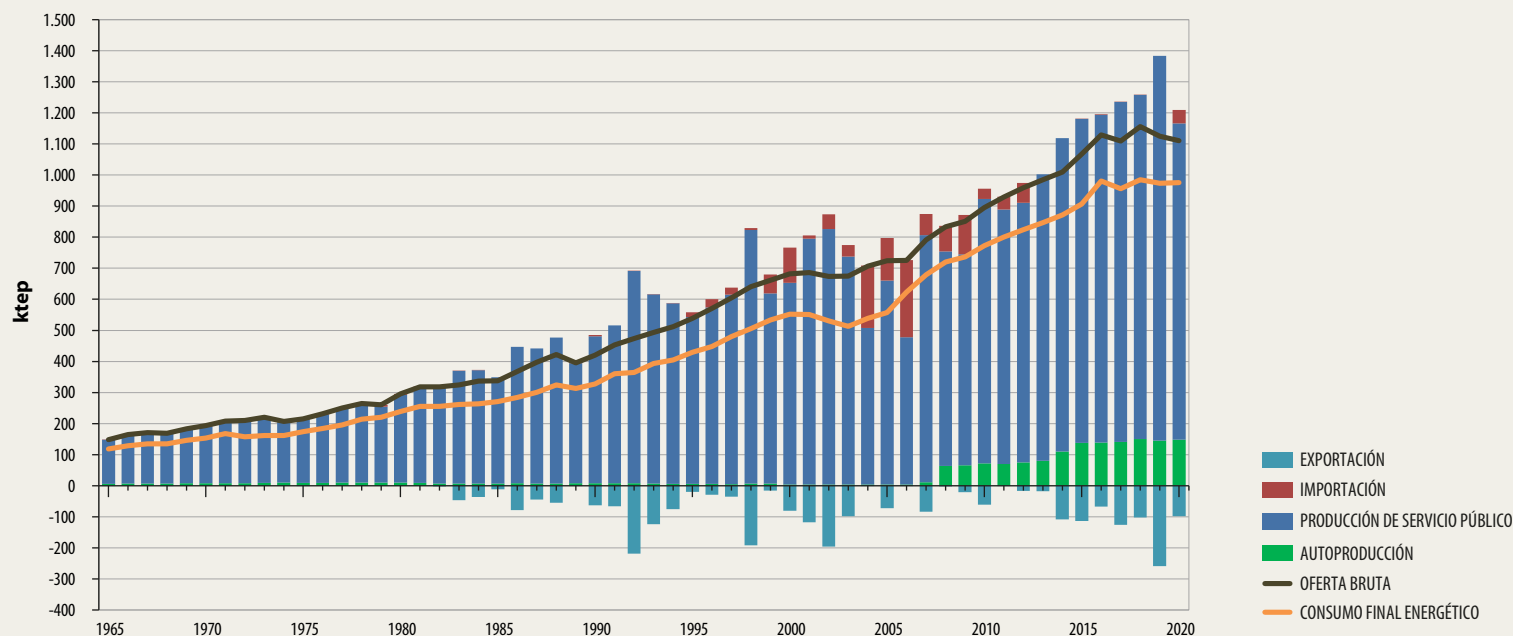
Históricamente, la energía hidráulica ha tenido un rol importante en la generación de electricidad del país. En particular, a partir de 1979 la participación de dicha fuente comenzó a aumentar en el mix de generación con la instalación de la central de Salto Grande en el río Uruguay. Recién en el año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

Por otra parte, existe una complementariedad entre la disponibilidad de energía hidráulica y el consumo de combustibles fósiles para generación eléctrica. Es así que, en años de buena hidraulicidad, como por ejemplo 1998, 2001, 2002, 2010, 2014 y 2015, se debió recurrir a menores cantidades de combustibles fósiles. En contrapartida, años con características de menor hidraulicidad, como 1989, 2004, 2006, 2008 y 2012, obligaron al país a generar electricidad con mayores cantidades de combustibles fósiles. En particular, se destaca que en 2020 se registró como ya se explicó anteriormente uno de los registros más bajo de generación eléctrica de origen hidro, similar a los que se dieron en 2006. Lo que implicó un crecimiento de la generación eléctrica de origen fósil del 162%. Los principales energéticos fósiles utilizados fueron el gasoil cuyo consumo para generación (145 ktep) creció un 368% con respecto al 2019. El otro fósil utilizado fue el fueloil cuyo consumo para generación (27 ktep) creció un 173%.

Otra de las particularidades que caracterizan a la generación eléctrica es la diversificación de fuentes, como se ha registrado en los últimos años. Es así que, desde 1965 y hasta el año 2000 aproximadamente, el país contó con tres fuentes de energía que participaban mayoritariamente en la matriz de generación: hidroenergía, fueloil y gasoil. Sin embargo, en los últimos años comenzó a utilizar nuevas fuentes para generación de electricidad, algunas aún en forma marginal, pero con una tendencia creciente en el consumo (residuos de biomasa, energía eólica y solar). El gas natural, si bien ingresó en los últimos años, sigue manteniendo una participación marginal y en el 2020 en particular no se dio consumo de este energético para generación eléctrica.

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, en los últimos

FIGURA 9. Electricidad.



siete años experimentó un aumento muy importante en su participación dentro de la generación de electricidad, pasando de 144 GWh (2013) a 5.476 GWh (2020). En 2016 en particular, la electricidad generada a partir de energía eólica pasó a ser la segunda fuente en la matriz de generación y continuó aumentando hasta registrar en 2018 una participación de 32% en la matriz eléctrica, la cual pasó a 40% en 2020, posicionándose como la principal fuente de generación eléctrica del año, desplazando al segundo lugar la hidroelectricidad. Es de destacar que, si bien en 2020 no se incorporó potencia instalada de generadores eólicos, la generación a partir de dicha fuente creció 15% respecto al año previo.

En el caso de la biomasa, a partir de 2008 empezó a tener una mayor participación como insumo para la producción eléctrica. Esta situación respondió a la entrada en vigencia

de los contratos de compra de electricidad a partir de biomasa por parte de UTE, con productores privados conectados al SIN, principalmente a partir del uso 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.

La energía solar constituye un insumo para la generación de electricidad que, si bien en los últimos años ha tenido una participación muy pequeña respecto al resto de las fuentes, ha empezado a tener cada vez más importancia. Es de destacar

**TABLA 5.** Electricidad.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Centrales eléctricas servicio público	141,8	283,2	536,3	657,1	851,7	820,0	836,7	922,7	1.008,6	1.043,0	1.055,6	1.094,4	1.107,3	1.238,9	<b>1.017,6</b>
Centrales eléctricas autoproducción	5,7	9,4	6,0	3,6	71,3	69,6	74,5	79,8	110,1	137,9	138,5	140,9	150,4	144,9	<b>148,3</b>
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	<b>147,5</b>	<b>292,6</b>	<b>542,3</b>	<b>660,7</b>	<b>923,0</b>	<b>889,6</b>	<b>911,2</b>	<b>1.002,5</b>	<b>1.118,7</b>	<b>1.180,9</b>	<b>1.194,1</b>	<b>1.235,3</b>	<b>1.257,7</b>	<b>1.383,8</b>	<b>1.165,9</b>
Producción	147,5	292,6	542,3	660,7	923,0	889,6	911,2	1.002,5	1.118,7	1.180,9	1.194,1	1.235,3	1.257,7	1.383,8	<b>1.165,9</b>
Importación	0,1	2,9	16,2	136,3	33,3	41,0	63,8			0,2	2,1	0,3	1,2	0,0	<b>44,2</b>
Exportación	-0,1	-0,0	-20,0	-72,3	-61,1	-1,6	-16,7	-17,8	-108,9	-113,6	-67,0	-125,7	-102,8	-258,9	<b>-98,7</b>
Búnker internacional															
Pérdidas	-21,9	-47,3	-100,9	-154,1	-104,2	-110,7	-111,1	-110,2	-107,7	-128,1	-115,2	-123,6	-133,9	-113,7	<b>-97,1</b>
Variación inventario															
No utilizada															
Ajustes			-0,1	-0,4	-0,1	0,1	0,9	0,6	0,3	-0,1	0,3	-0,1	0,1		<b>-0,2</b>
<b>OFERTA</b>	<b>125,6</b>	<b>248,2</b>	<b>437,5</b>	<b>570,2</b>	<b>790,9</b>	<b>818,4</b>	<b>848,1</b>	<b>875,1</b>	<b>902,4</b>	<b>939,3</b>	<b>1.014,3</b>	<b>986,2</b>	<b>1.022,3</b>	<b>1.011,2</b>	<b>1.014,1</b>
<b>OFERTA BRUTA</b>	<b>147,5</b>	<b>295,5</b>	<b>538,4</b>	<b>724,3</b>	<b>895,5</b>	<b>929,1</b>	<b>959,2</b>	<b>985,3</b>	<b>1.010,1</b>	<b>1.067,4</b>	<b>1.129,5</b>	<b>1.109,8</b>	<b>1.156,2</b>	<b>1.124,9</b>	<b>1.111,2</b>
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>	<b>125,6</b>	<b>248,2</b>	<b>437,5</b>	<b>570,2</b>	<b>790,9</b>	<b>818,4</b>	<b>848,1</b>	<b>875,1</b>	<b>902,4</b>	<b>939,3</b>	<b>1.014,3</b>	<b>986,2</b>	<b>1.022,3</b>	<b>1.011,2</b>	<b>1.014,1</b>
Consumo propio	7,1	9,2	7,7	13,5	18,2	18,1	24,3	27,9	31,1	33,1	33,8	30,1	37,1	37,5	<b>38,3</b>
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>	<b>118,5</b>	<b>239,0</b>	<b>429,8</b>	<b>556,7</b>	<b>772,7</b>	<b>800,3</b>	<b>823,8</b>	<b>847,2</b>	<b>871,3</b>	<b>906,2</b>	<b>980,5</b>	<b>956,1</b>	<b>985,2</b>	<b>973,7</b>	<b>975,8</b>

**NOTA:** Las "pérdidas" incluyen pérdidas técnicas y no técnicas hasta 2005 inclusive. A partir del año 2006, las pérdidas no técnicas se consideran como consumo final energético. Las pérdidas sociales se incluyen en el sector residencial y el resto se distribuye en proporción de consumo.

que, la generación eléctrica de origen solar (462 GWh) creció un 9% con respecto a 2019, alcanzado un nuevo récord de generación desde su incorporación en el país en 2014, de esta manera, se consolida el desarrollo de la energía solar en el país, que en los últimos tres años prácticamente triplicó su potencia instalada para generación, alcanzando en 2020 los 258 MW.

### La generación eléctrica de origen eólico fue la principal fuente de generación en 2020, participando en un 40% en la matriz de generación eléctrica.

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 32.021 MWh (2020). Desde el punto de vista sectorial, para el último año la distribución fue la siguiente en orden de importancia: comercial y servicios (58%), industrial (20%), agro (15%) y residencial (7%). A su vez, si se analiza la relación entre la electricidad entregada a la red o autoconsumida en 2020, se aprecia que en los sectores agro y residencial la mayor parte de la electricidad generada a partir de microgeneración fotovoltaica fue entregada a la red (77% y 72% respectivamente). Por su parte, en el sector industrial el 56% de la electricidad generada por microgeneración fotovoltaica fue autoconsumida, en tanto en el sector comercial/servicios fue más repartido, pero en 2020 se dio que lo volcado a la red superó lo autoconsumido, se volcó el 54% de lo generado.

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 efi-

ciencias de transformación para las distintas fuentes. En el año 2020 se registró una eficiencia global de transformación de 83%, con una pérdida de eficiencia de 6 puntos, respecto a 2019, de todas formas es uno de los 4 más altos de la última década. Si comparamos con un año de hidraulicidad superior a la del 2020 pero de las más bajas en la última década como fue la de 2012, vemos que la eficiencia global de transformación para este año fue de 56%. Este cambio en el mejor desempeño del sector de generación frente a situaciones ambientales desfavorables como es la hidrocondición, lo explica la incorporación de fuentes renovables como la eólica, la cual como ya se indicó fue la principal fuente de generación en el 2020.

### 3.2.1. Matriz de insumos para generación de electricidad

La serie de insumos para generación registró un crecimiento neto en todo el período pasando de 399 ktep (1965) a 1.410 ktep (2020). El menor consumo se registró en 1966 (315 ktep) y el máximo en 2012 (1.632 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 anteriormente. En 2020 la mayor participación en los insumos para generación, por primera vez correspondió a la energía eólica (33%), seguida por la hidroenergía (29%) y la biomasa (23%). En menor medida, se registraron participaciones de derivados de petróleo (12%: gasoil 10% y fueloil 2%) y energía solar (3%).

FIGURA 10. Insumos para generación de electricidad.

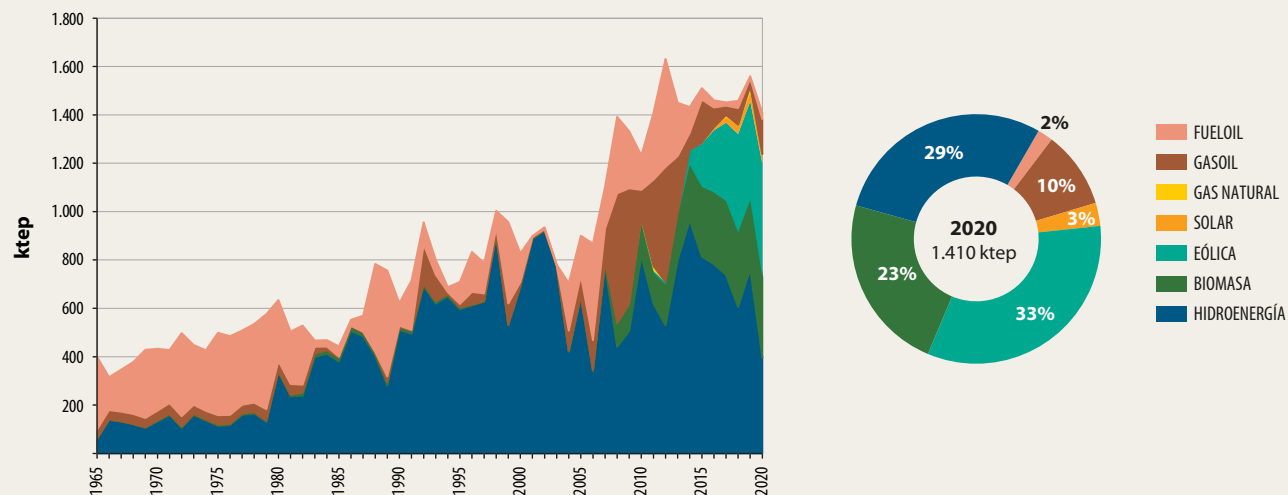


TABLA 6. Insumos para generación de electricidad.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidroenergía	60,2	335,9	596,4	647,2	817,2	619,9	529,3	798,3	964,9	814,0	782,4	738,4	605,0	762,0	<b>396,3</b>
(%)	15%	53%	84%	72%	66%	44%	32%	55%	67%	54%	54%	50%	42%	49%	<b>29%</b>
Eólica					6,0	9,6	9,7	12,4	63,0	177,6	257,5	324,6	407,0	408,7	<b>470,9</b>
(%)					0%	1%	1%	1%	4%	12%	18%	22%	28%	26%	<b>33%</b>
Solar									0,3	4,2	13,1	23,1	35,6	36,4	<b>39,7</b>
(%)									0%	0%	1%	2%	2%	2%	<b>3%</b>
Leña			5,0	0,8	8,6	1,8	7,0	9,9	2,0	4,8	4,2	1,3	2,4	1,8	<b>1,6</b>
(%)			1%	0%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Residuos de biomasa	0,4	5,0	1,8	2,0	121,1	124,3	161,3	171,8	226,1	283,8	292,3	303,6	306,7	284,0	<b>329,7</b>
(%)	0%	1%	0%	0%	10%	9%	10%	12%	16%	19%	20%	21%	21%	18%	<b>23%</b>
Gasoil	37,3	41,2	14,6	84,3	119,7	356,6	475,9	236,7	69,3	178,9	80,9	38,4	68,8	30,9	<b>144,5</b>
(%)	9%	6%	2%	9%	10%	25%	29%	16%	5%	12%	6%	3%	5%	2%	<b>10%</b>
Gasolina														0,0	<b>0,0</b>
(%)														0%	<b>0%</b>
Fueloil	301,1	252,3	91,5	165,3	143,3	276,7	446,9	221,2	106,6	47,5	30,1	13,7	30,0	9,8	<b>26,8</b>
(%)	75%	40%	13%	18%	12%	20%	27%	15%	7%	3%	2%	1%	2%	1%	<b>2%</b>
Gas natural				0,6	17,1	19,5	1,7	0,2	0,2	0,0		8,7	2,7	26,4	
(%)				0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%		1%	0%	2%	
<b>TOTAL</b>	<b>399,0</b>	<b>634,4</b>	<b>709,3</b>	<b>900,2</b>	<b>1.233,0</b>	<b>1.408,4</b>	<b>1.631,8</b>	<b>1.450,5</b>	<b>1.432,4</b>	<b>1.510,8</b>	<b>1.460,5</b>	<b>1.451,8</b>	<b>1.458,2</b>	<b>1.560,0</b>	<b>1.409,5</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

NOTA: El gasoil incluye diésel oil hasta 2003 inclusive.

### 3.2.2. Matriz de generación de electricidad por fuente

La energía eléctrica generada en 2020 provino principalmente de la energía eólica (40%), que presentó un aumento de 15% (en términos absolutos) respecto a 2019. Por su parte, la producción de electricidad a partir de energía hidráulica presentó una de las contracciones más fuertes de los últimos años, su participación fue de 30%, registrando una caída con respecto a 2019 del 50%, por primera vez es desplazada del primer lugar de la matriz de generación eléctrica, pasando a ocupar

el segundo lugar. La biomasa creció un 5% en participación, pasando de 15% a 20%, si bien en valor absoluto su crecimiento fue de un 8%, paso de 2.491 GWh a 2.701 GWh. La electricidad a partir de energía solar fotovoltaica creció 9% en valor absoluto, participando con un 3% en la matriz de generación eléctrica. En cuanto a la participación fósil, la misma creció 4 puntos porcentuales pasando de 2% a 6%, en valor absoluto su crecimiento fue de 162%, pasando de 315 GWh a 825 GWh.

TABLA 7. Generación de electricidad por fuente.

GWh	2002	2003	2004	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Térmica (fósil)	26,4	6,6	1.076,8	956,3	1.165,1	2.627,2	3.748,3	1.859,5	729,8	962,6	463,3	249,2	391,4	314,7	<b>824,9</b>
(%)	0%	0%	18%	12%	11%	25%	35%	16%	6%	7%	3%	2%	3%	2%	<b>6%</b>
Térmica (biomasa)	0,0	0,0	27,3	24,5	1.089,8	1.127,5	1.313,8	1.448,0	1.893,3	2.388,4	2.432,7	2.553,1	2.529,5	2.491,3	<b>2.700,8</b>
(%)	0%	0%	0%	0%	10%	11%	12%	12%	15%	17%	18%	18%	17%	15%	<b>20%</b>
Hidráulica	9.535,3	8.529,5	4.780,7	6.683,6	8.407,2	6.478,9	5.420,9	8.205,9	9.649,1	8.266,0	7.842,2	7.517,9	6.556,6	8.108,3	<b>4.093,9</b>
(%)	100%	100%	81%	87%	78%	63%	51%	70%	74%	60%	56%	52%	45%	50%	<b>30%</b>
Eólica					69,9	111,3	112,5	144,1	732,7	2.065,1	2.994,3	3.774,5	4.732,2	4.752,4	<b>5.475,5</b>
(%)					1%	1%	1%	1%	6%	15%	22%	26%	32%	30%	<b>40%</b>
Solar									3,4	48,7	151,9	268,6	413,6	423,5	<b>462,1</b>
(%)									0%	0%	1%	2%	3%	3%	<b>4%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>9.561,7</b>	<b>8.536,2</b>	<b>5.884,8</b>	<b>7.664,4</b>	<b>10.732,0</b>	<b>10.344,9</b>	<b>10.595,4</b>	<b>11.657,5</b>	<b>13.008,3</b>	<b>13.730,8</b>	<b>13.884,5</b>	<b>14.363,2</b>	<b>14.623,2</b>	<b>16.090,1</b>	<b>13.557,1</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

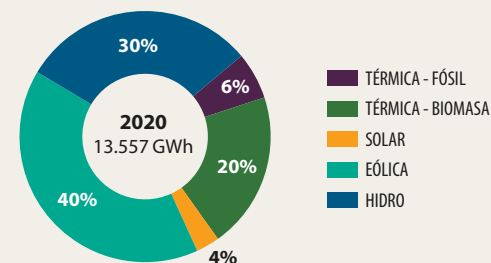
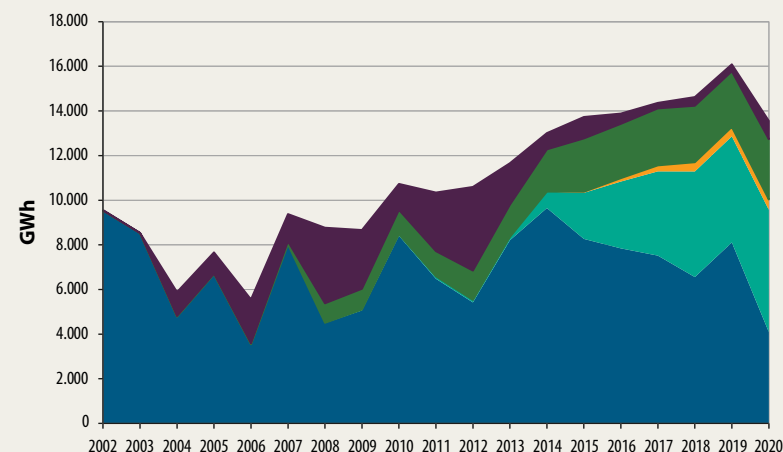
TABLA 8. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar.

MWh		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Residencial	EER	94	151	352	437	2.203	1.221	<b>1.536</b>
	EA	28	50	50	92	1.441	627	<b>590</b>
	GT	<b>122</b>	<b>202</b>	<b>402</b>	<b>528</b>	<b>3.644</b>	<b>1.848</b>	<b>2.126</b>
Comercial	EER	393	1.386	3.051	4.834	9.213	8.719	<b>10.012</b>
	EA	634	1.347	2.222	3.567	3.365	8.678	<b>8.684</b>
	GT	<b>1.027</b>	<b>2.734</b>	<b>5.274</b>	<b>8.401</b>	<b>12.578</b>	<b>17.396</b>	<b>18.696</b>
Agro	EER	122	321	708	1.070	1.664	2.493	<b>2.844</b>
	EA	19	487	948	1.413	871	3.493	<b>3.619</b>
	GT	<b>141</b>	<b>808</b>	<b>1.656</b>	<b>2.483</b>	<b>2.536</b>	<b>5.986</b>	<b>6.464</b>
Industrial	EER	612	1.184	2.076	2.019	1.721	3.671	<b>3.650</b>
	EA	207	373	414	433	787	1.015	<b>1.085</b>
	GT	<b>820</b>	<b>1.557</b>	<b>2.490</b>	<b>2.452</b>	<b>2.508</b>	<b>4.685</b>	<b>4.735</b>
<b>TOTAL</b>	EER	1.222	3.043	6.187	8.359	14.802	16.103	<b>18.043</b>
	EA	889	2.258	3.635	5.505	6.464	13.813	<b>13.979</b>
	GT	<b>2.110</b>	<b>5.300</b>	<b>9.821</b>	<b>13.864</b>	<b>21.266</b>	<b>29.916</b>	<b>32.021</b>

NOTAS:

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

FIGURA 11. Generación de electricidad por fuente.





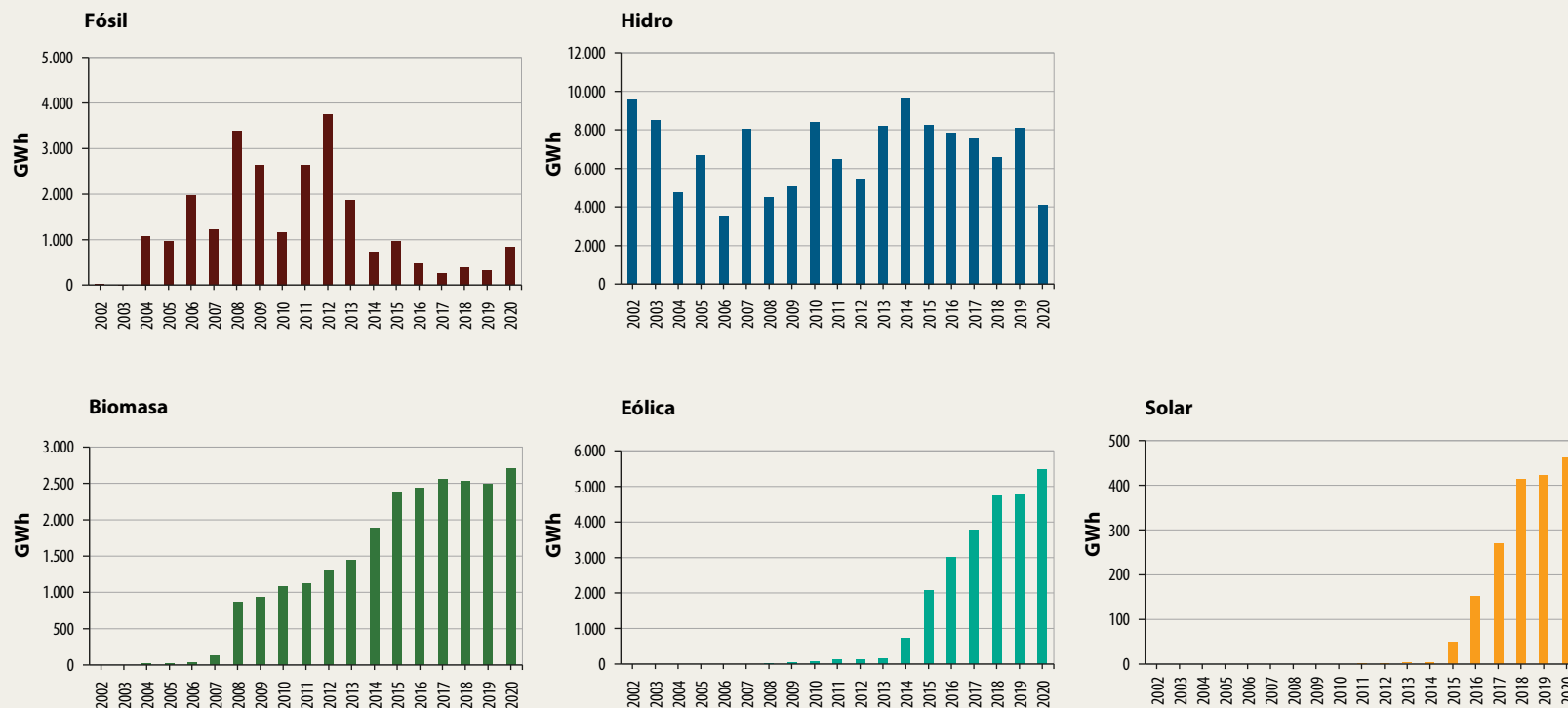
La evolución de la matriz de generación de electricidad por fuente también reflejó las características antes mencionadas de variabilidad, complementariedad y diversificación. Hasta la década del ochenta la generación de energía eléctrica provino principalmente de combustibles fósiles; a partir del año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

Se destaca en la matriz de generación del 2020, el lugar que pasa a ocupar la eólica, fuente que ingreso al país hace apenas una década, logra posicionarse como la principal fuente de generación eléctrica.

### La eólica: Principal fuente de generación eléctrica en 2020.

Si se analiza el año 2012 respecto al 2020, vemos que la generación eléctrica en valor absoluto creció un 28%, pero la generación de electricidad de origen hidráulico se redujo en un 24%, sin embargo la participación de energía eléctrica de origen fósil en 2012 fue de un 35% y en el 2020 fue apenas de un 6%. En esta comparación se puede evaluar el espacio que vienen ocupando las fuentes autóctonas incorporadas en los últimos 15 años. Es donde se visualizan claramente las ventajas de la diversificación de la matriz de generación.

FIGURA 12. Generación de electricidad a partir de cada fuente.



### 3.3. Producción de derivados de petróleo

En el año 2020, en líneas generales podemos decir que la refinería operó de manera habitual, en lo que refiere a paradas, pero su producción fue menor, dado que, como se explicó antes, una de las características del año 2020 fue la pandemia, la cual tuvo sus efectos más notorios en lo que refiere a consumo de derivados de petróleo, en el segundo bimestre del 2020 por la reducción de movilidad. El procesamiento de petróleo crudo fue de 1.947 ktep, lo que implica una disminución de 7% respecto al año previo, el cual ya tenía una baja del 5% respecto al 2018.

Por su parte, se produjeron 1.935 ktep de derivados de petróleo con 11 ktep de pérdidas de transformación. En el último año, el producto mayoritario fue gasoil (867 ktep), seguido por gasolinas automotoras (561 ktep) y fueloil (210 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 2020 se produjeron 77 ktep de gas fuel y 28 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”.

La estructura de producción de la refinería experimentó algunos cambios a lo largo de estos 56 años. Hasta los primeros años de la década del ochenta la principal producción correspondió a fueloil. Sin embargo, a partir de 1983, el principal producto elaborado fue gasoil (salvo algunos años particulares). 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

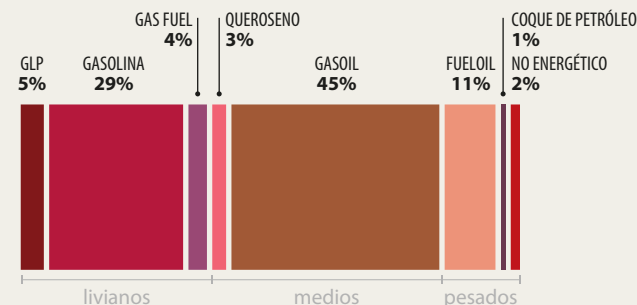
lugar en la estructura de producción. En los años donde la refinería ha tenido paradas de mantenimiento, se verifica una disminución en los niveles de procesamiento de crudo y de producción de derivados.

FIGURA 13. Producción refinería La Teja.



#### Refinería La Teja

ESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN:



Capacidad de refinación  
50.000 bbl/día



## 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, 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 1.715 ktep en 1965 a 2.677 ktep en 1999. A partir de este año, el consumo final total comenzó a disminuir hasta el año 2003 inclusive cuando alcanzó un mínimo relativo de 2.251 ktep 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 el año 2020 se alcanzó el valor de 4.702 ktep, 2% inferior a 2019. Como se explicó antes, desde los primeros años del siglo XXI no se da una reducción en la demanda final energética. Uno de los motivos por el cual se da esta contracción en el consumo final energético es la situación de pandemia. El 13 de marzo de 2020 se informa el primer caso positivo de COVID-19 en el país, por lo cual el gobierno tomó medidas. Entre ellas, se destacó la baja de movilidad, lo cual afectó la demanda final energética, sobre todo en lo que refiere a derivados de petróleo como el gasoil y gasolinas, energéticos vinculados al transporte. Otro de los motivos es la recesión económica que tuvo el país en 2020, donde la caída del PIB fue de 5,9%.

FIGURA 14. Consumo final total de energía.

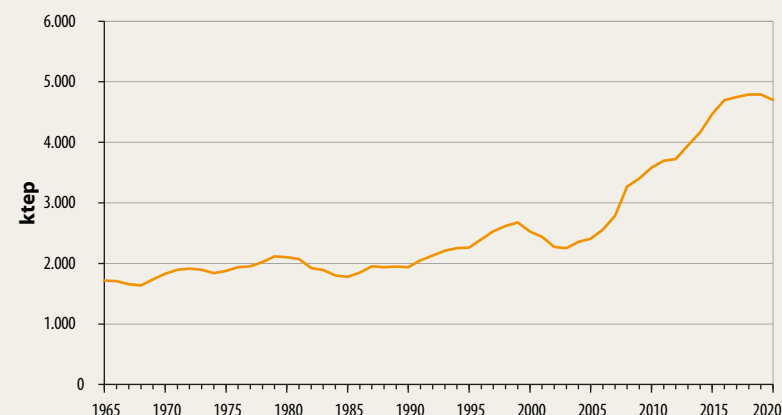


TABLA 9. Consumo final total de energía.

Año	ktep	Año	ktep	Año	ktep
1965	1.715,0	1984	1.802,2	2003	2.251,0
1966	1.709,8	1985	1.778,4	2004	2.355,9
1967	1.656,2	1986	1.850,6	2005	2.407,7
1968	1.636,7	1987	1.950,4	2006	2.559,8
1969	1.734,2	1988	1.936,8	2007	2.788,6
1970	1.827,9	1989	1.947,4	2008	3.266,2
1971	1.895,1	1990	1.939,7	2009	3.405,2
1972	1.912,6	1991	2.048,9	2010	3.583,5
1973	1.898,1	1992	2.132,7	2011	3.696,1
1974	1.840,1	1993	2.211,5	2012	3.722,2
1975	1.875,0	1994	2.255,3	2013	3.948,0
1976	1.936,3	1995	2.263,0	2014	4.166,3
1977	1.953,3	1996	2.399,9	2015	4.467,3
1978	2.020,7	1997	2.528,7	2016	4.698,9
1979	2.116,0	1998	2.619,5	2017	4.749,2
1980	2.101,2	1999	2.676,8	2018	4.790,4
1981	2.075,6	2000	2.527,2	2019	4.790,6
1982	1.925,7	2001	2.438,9	<b>2020</b>	<b>4.702,3</b>
1983	1.889,1	2002	2.272,0		

Si analizamos toda la serie de Balance Energético desde 1965 a 2020, solo tres veces antes se registraron caídas tan fuertes de la economía, 1982-1983 y 2002.

Como se ha mencionado en el párrafo anterior, desde el año 2004 el consumo final total de energía mostró una tendencia creciente a una tasa promedio de 5% anual. Este valor superó la tendencia histórica, dado que la década de mayor crecimiento anterior fue la correspondiente a los años noventa, 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.

En el año 2020 el consumo final no energético fue de 96 ktep, 21% inferior al año anterior. Dado que el consumo final para usos no energéticos es tan solo el 2% del consumo final total, no amerita realizar un análisis por fuente. A continuación, se analizará 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 incluyen principalmente derivados de petróleo, biomasa, electricidad, biocombustibles y gas natural.

En 2020, el consumo final energético fue liderado por la biomasa (leña, carbón vegetal residuos de biomasa) que por sexto año consecutivo superó al de los derivados de petróleo (1.808 ktep y 1.682 ktep, respectivamente), con participaciones de 39% para la biomasa y 37% para los derivados de petróleo. En tercer lugar, se registró el consumo de electricidad (976 ktep, 21%), mientras que la participación de gas natural y de biocombustibles fue del 1% y 2% respectivamente. Si bien la penetración de gas natural no se dio en el país, sí vemos que los biocombustibles, que ingresaron al país hace apenas una década, ya superaron la demanda final de gas natural. Cabe señalar que el valor de consumo de leña que figura en el balance energético para los diferentes sectores se releva

a partir de estudios estadísticos realizados por DNE-MIEM.

Respecto al consumo de biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) ha estado presente en toda la serie histórica, con la particularidad que en los últimos años aumentó su participación en la matriz y registró en 2020 el mayor nivel de consumo. Este comportamiento estuvo determinado por el consumo de residuos de biomasa.

Los residuos de biomasa incluyen residuos forestales y de aserradero, licor negro, bagazo de caña, cáscara de arroz, cáscara de girasol, casullo de cebada y otros. A partir de 2007, ha habido 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 se registró una caída en el consumo (3%) que se explica por la disminución en el producto interno bruto en las industrias de papel y madera, ramas industriales que consumen aproximadamente el 80% de los residuos de biomasa del sector industrial.

Respecto a los derivados de petróleo, históricamente han tenido la mayor participación en la matriz de consumo final energético. En los últimos 19 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 de petróleo volvió a aumentar, con tasas de crecimiento anual comprendidas entre 0,4% y 8%. En el año 2020, se revierte esta situación de los últimos años, volviéndose a registrar tasas negativas, el consumo fue 1.682 ktep, 5% menor que el del año anterior.

FIGURA 15. Consumo final energético por fuente.

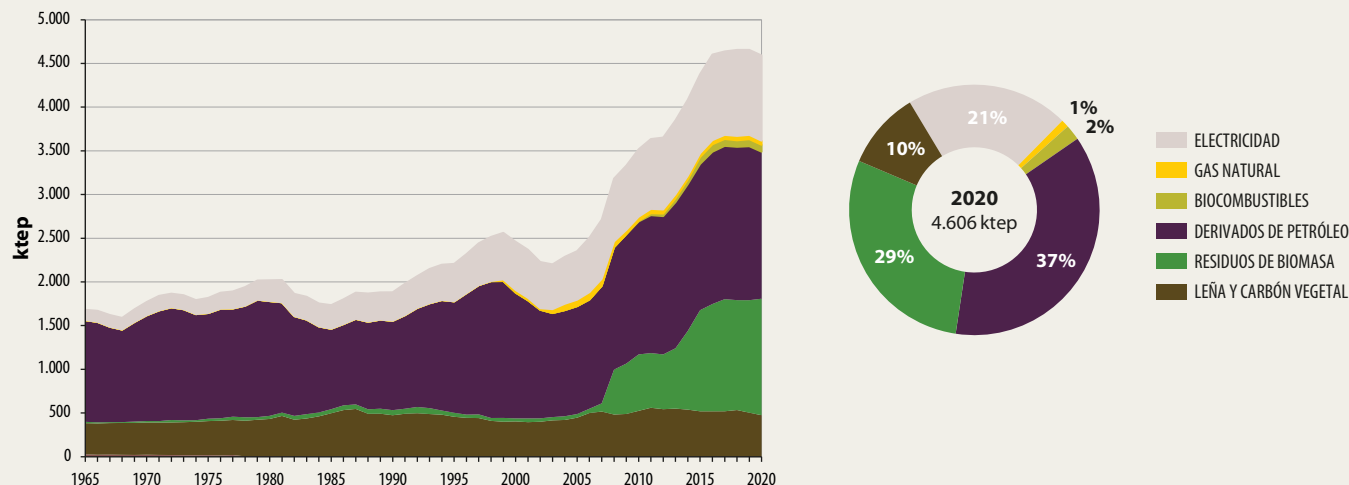


TABLA 10. Consumo final energético por fuente.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leña y carbón vegetal	355,8	424,4	456,1	444,5	524,2	559,3	543,3	549,9	538,2	519,0	519,0	519,5	533,6	503,4	474,5
(%)	21%	21%	21%	19%	15%	15%	15%	14%	13%	12%	11%	11%	11%	11%	10%
Residuos de biomasa	15,1	35,6	46,0	41,5	645,6	625,8	626,8	690,7	900,9	1.157,6	1.227,5	1.283,0	1.257,7	1.287,4	1.333,1
(%)	1%	2%	2%	2%	18%	17%	17%	18%	22%	26%	27%	28%	27%	27%	29%
Carbón mineral	5,1	2,7	0,3	0,9											
(%)	0%	0%	0%	0%											
Derivados del petróleo	1.164,1	1.312,9	1.274,5	1.234,5	1.520,5	1.578,0	1.582,0	1.671,4	1.679,4	1.672,4	1.742,1	1.753,4	1.754,2	1.761,4	1.681,8
(%)	69%	65%	58%	52%	43%	43%	43%	43%	41%	38%	38%	38%	38%	38%	37%
Biocombustibles					8,8	22,0	29,4	43,8	52,8	78,8	85,2	79,1	74,0	80,3	79,1
(%)					0%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Gas natural				73,5	45,7	50,0	46,9	46,6	42,8	43,7	47,7	47,0	50,8	49,7	47,2
(%)				3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Derivados del carbón	22,6	4,7	0,2	0,9	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
(%)	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Electricidad	118,5	239,0	429,8	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	980,5	956,1	985,2	973,7	975,8
(%)	7%	12%	19%	24%	22%	22%	23%	22%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
Solar									2,5	2,8	3,2	3,6	4,2	4,8	5,6
(%)									0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Residuos industriales						2,1	1,6	4,3	3,4	6,0	7,0	6,4	8,7	8,6	9,3
(%)						0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>1.681,2</b>	<b>2.019,3</b>	<b>2.206,9</b>	<b>2.352,5</b>	<b>3.517,8</b>	<b>3.637,8</b>	<b>3.654,0</b>	<b>3.854,1</b>	<b>4.091,4</b>	<b>4.386,6</b>	<b>4.612,4</b>	<b>4.648,2</b>	<b>4.668,5</b>	<b>4.669,4</b>	<b>4.606,5</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>101%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

NOTA: El gas manufacturado está incluido en derivados del carbón en 1965 y en derivados de petróleo en 1980 y 1995. A partir de 2005 se sustituye completamente por gas natural.

En cuanto al consumo de electricidad, desde 1965 ha presentado un crecimiento neto sostenido, a excepción de algunas leves disminuciones registradas en los años 1972, 1982, 1989 y la caída de principios de siglo, por los motivos ya explicados. Analizando los últimos 10 años de la serie, la tasa de crecimiento fue siempre positiva, con un promedio de 4%, salvo para 2017 y 2019, años en los cuales el consumo eléctrico bajó. El consumo eléctrico máximo histórico se registró en el año 2018 (985 ktep). En particular, se menciona que el aumento en el consumo de electricidad registrado en 2006 está asociado a un cambio de metodología en la evaluación de las pérdidas no técnicas<sup>7</sup>, que a partir de ese año se comenzaron a incluir en los sectores finales de consumo: las pérdidas sociales se incorporan en el 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. En 2020, la electricidad presentó un leve crecimiento (0,2%) con respecto al 2019, pero sigue estando por debajo de la demanda de 2018.

El gas natural, si bien es una fuente que hace ya más de 20 años que participa en la matriz energética, 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 como para lograr una penetración del mismo.

A partir de 2010 se incorporaron dos nuevas fuentes de energía secundarias como son el bioetanol y el biodiésel<sup>8</sup>, agrupadas en el término “biocombustibles”. Luego de presentar un

<sup>7</sup>- Las pérdidas no técnicas están asociadas a consumos de electricidad no facturados.

<sup>8</sup>- Hasta el BEN 2012 se denominaron etanol carburante y B100, respectivamente.

consumo creciente desde su primer año, en 2016 registraron un consumo máximo (85 ktep), el cual disminuyó en 2017 y 2018 y volvió a crecer hacia 2019 (80 ktep). En 2020 se dio una caída del mismo igualando el consumo que se registró en 2017 de 79 ktep Sin embargo, los biocombustibles mantuvieron una participación de 2% en el consumo final energético para los últimos cinco años. Su consumo supera al gas natural, fuente que hace más de 20 años que ingreso al país. Estas fuentes se consumen principalmente en mezclas con combustibles fósiles: gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel. En el año 2020, la mezcla promedio correspondió a 9,8% de bioetanol en las gasolinas automotoras y 5,3% de biodiésel en el gasoil, en términos de volumen. La incorporación de biocombustibles permitió satisfacer la demanda junto con un descenso en el consumo de combustibles fósiles y por lo tanto con una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

**En 2020, la mezcla promedio (volumen) fue de 9,8% de bioetanol en las gasolinas automotoras y 5,3% de biodiésel en el gasoil.**

Desde 2014 se incluye la energía solar térmica en la matriz de resultados. En 2020, el consumo final energético creció 17% respecto al año anterior y resultó en un valor de 5,6 ktep, que estuvo asociado a una superficie de colectores solares térmicos estimada de 97.061 m<sup>2</sup>.

## 4.2. Consumo final energético por sector

Históricamente, el consumo final energético se distribuyó con participaciones similares entre tres sectores (residencial, transporte e industrial), siendo el sector residencial 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 comenzó a registrar un fuerte crecimiento llegando casi a duplicarse en un solo año. En los últimos catorce años, el consumo final energético del sector industrial pasó de 626 ktep (2007) a 2.030 ktep (2020), con dos períodos claros de crecimiento (2008-2010 y 2014-2015) explicados por la puesta en operación de las nuevas plantas de celulosa en el país.

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 son autosuficientes ya que más del 90% de su consumo proviene de energéticos propios. A su vez, parte de la electricidad generada en las plantas es entregada al SIN.

Por su parte, se menciona que 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 16. Consumo final energético por sector.

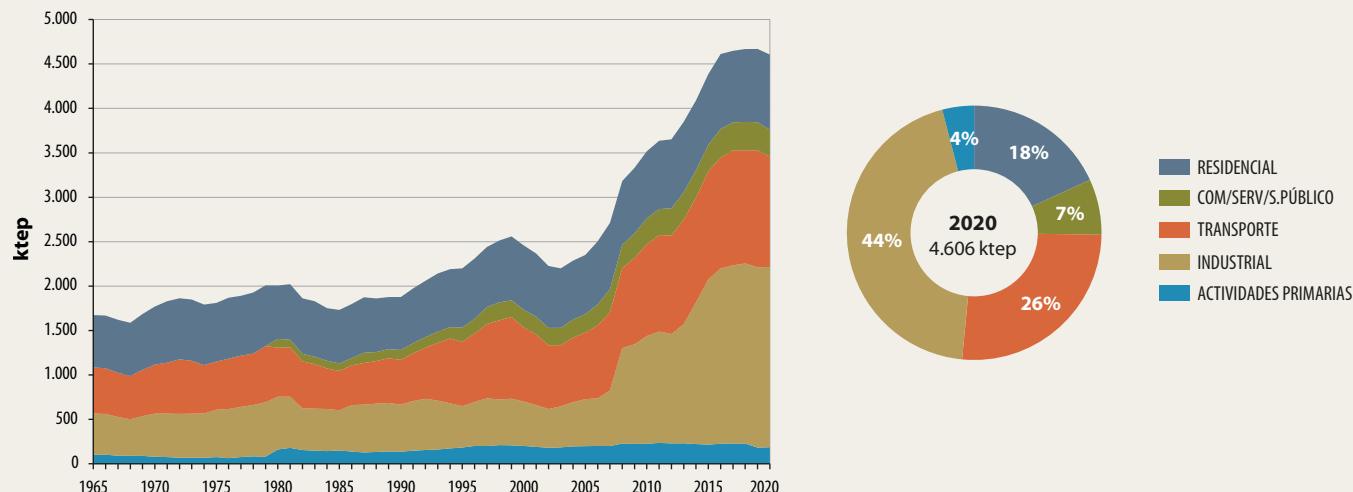


TABLA 11. Consumo final energético por sector.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Residencial	589,3	601,7	666,1	667,3	755,7	768,5	777,1	793,2	786,3	796,2	842,7	805,9	820,7	824,9	<b>847,6</b>
(%)	35%	30%	30%	28%	21%	21%	21%	21%	19%	18%	18%	17%	18%	18%	<b>18%</b>
Comercial/servicios/sector público	*	99,3	160,8	207,4	291,6	293,4	305,4	310,8	305,4	299,2	323,9	314,0	318,7	316,4	<b>302,2</b>
(%)		5%	7%	9%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	<b>7%</b>
Transporte	518,8	550,9	724,7	748,2	1.032,3	1.085,7	1.109,3	1.174,7	1.182,3	1.216,4	1.247,4	1.294,2	1.274,4	1.316,9	<b>1.240,9</b>
(%)	31%	27%	33%	32%	29%	30%	30%	30%	29%	28%	27%	28%	27%	28%	<b>27%</b>
Industrial	463,6	594,4	465,5	529,9	1.213,7	1.255,8	1.233,0	1.344,9	1.595,6	1.859,5	1.974,0	2.005,7	2.027,4	2.029,9	<b>2.030,0</b>
(%)	28%	29%	21%	23%	35%	35%	34%	35%	39%	42%	43%	43%	43%	43%	<b>44%</b>
Actividades primarias	102,1	160,4	182,5	197,9	224,5	234,4	229,0	230,3	221,5	215,3	224,4	228,4	227,3	181,3	<b>185,8</b>
(%)	6%	8%	8%	8%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	<b>4%</b>
No identificado	7,3	12,5	7,3	1,8	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3						
(%)	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%						
<b>TOTAL</b>	<b>1.681,1</b>	<b>2.019,2</b>	<b>2.206,9</b>	<b>2.352,5</b>	<b>3.517,8</b>	<b>3.637,8</b>	<b>3.654,0</b>	<b>3.854,1</b>	<b>4.091,4</b>	<b>4.386,6</b>	<b>4.612,4</b>	<b>4.648,2</b>	<b>4.668,5</b>	<b>4.669,4</b>	<b>4.606,5</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

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



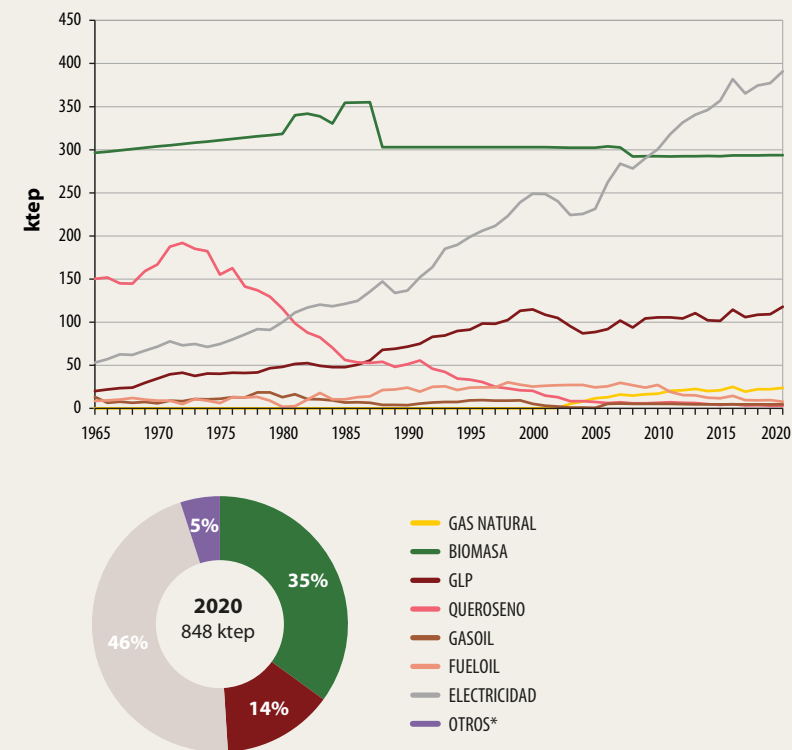
### 4.2.1. Sector residencial

El consumo final energético del sector residencial fue 848 ktep en 2020, 3% superior al año anterior. Si bien existe una variedad importante de fuentes que son consumidas en el sector residencial, la distribución se centra 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 del 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.

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, se incorporaron en 2006, con la información surgida en el mencionado relevamiento. Por su parte, en 2013 se realizó una nueva encuesta residencial, que dio como resultados un consumo de leña y de residuos de biomasa similares a los que se venían considerando. En el balance 2020, la biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) explica el 35% del consumo del sector residencial.

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 6% en todo el período de estudio (1965-2020); en 2020 registraron un consumo de 5 ktep y 8 ktep, respectivamente. A partir del año 2000 comenzó la utilización del gas natural en el sector residencial. Actualmente, su participación es apenas del 3% (24 ktep). Esta fuente ha oscilado entre 2% y 3% del consumo del sector residencial desde 2005. El gas manufacturado que se utilizaba en Montevideo fue sustituido por el gas natural a partir de principios de 2005.

FIGURA 17. Consumo final energético por fuente sector residencial.



NOTA: Para el gráfico 2020, 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 informan para el departamento de Montevideo y el interior del país. Aproximadamente un tercio del consumo residencial corresponde al departamento de Montevideo. Respecto a la electricidad y el GLP (supergás y propano), los consumos fueron repartidos entre Montevideo y el resto del país (mayores a 40% y menores a 60%, respectivamente), mientras que la mayor parte del gas natural se consumió en la capital (91%) y el mayor consumo de leña y electricidad se registró en el interior (80% y 60%).

Desde el punto de vista regional, el consumo residencial de Montevideo fue más de la mitad de electricidad, seguido 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.

En el caso de los consumos de 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. Para otros energéticos (gasolinas y biocombustibles) no se realizó dicha apertura por resultar en consumos menores a 1 ktep.

En el gráfico se observa, que si bien desde el punto de vista de población, en el entorno del 40% de la población total del país vive en Montevideo, vemos que las características de consumo son muy diferentes, con un interior donde el energético más utilizado es la leña y Montevideo donde la principal fuente de consumo es la electricidad. Con la diferencia en la estructura de consumo y dada las características de ambas fuentes en cuanto a eficiencia, es razonable que el consumo energético del interior es prácticamente el doble que el consumo de Montevideo.

Antes de analizar la variación en el consumo de las distintas fuentes, es importante considerar que el 13 de marzo de 2020, Uruguay detecta su primer caso positivo de COVID-19, lo que determinó la implementación de una serie de medidas que afectaron los patrones de consumo energético. En lo que refiere a este sector en particular, tenemos un mayor tiempo de permanencia de las personas en el hogar, lo que llevaría a pensar en un mayor consumo energético. Si bien en líneas generales de registro, un crecimiento total del 3%, está en relación con crecimientos históricos, y teniendo presente que el invierno 2020 fue más frío que el 2019, se explica parte del crecimiento de GLP y electricidad. Con lo cual, no se puede aislar el efecto de la pandemia para explicar el comportamiento de consumo del sector.

FIGURA 18. Apertura de consumo sector residencial, 2020.

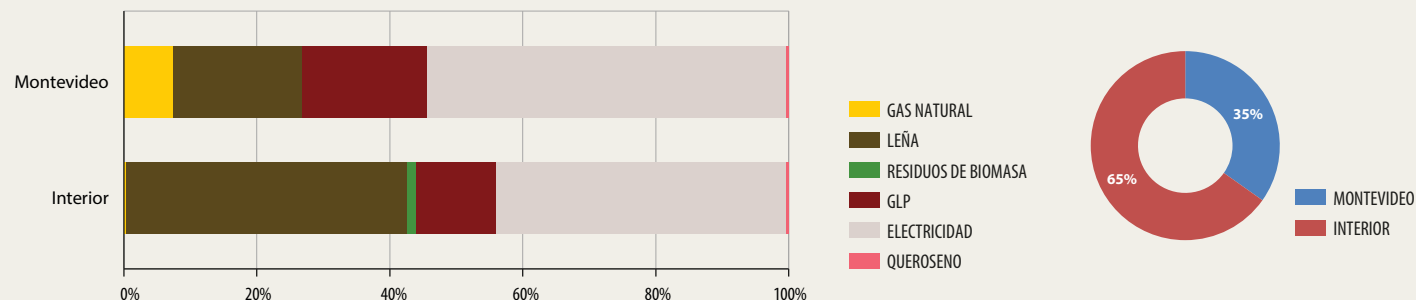


TABLA 12. Consumo final energético sector residencial.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas natural				11,8	17,2	17,2	21,0	22,6	20,3	21,2	25,0	19,6	22,3	22,2	<b>23,8</b>
(%)				2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	3%	3%	<b>3%</b>
Solar									2,1	2,4	2,7	3,0	3,5	4,0	<b>4,7</b>
(%)									0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>1%</b>
Leña y carbón vegetal	296,5	318,3	303,0	302,3	285,0	285,0	284,9	284,9	285,1	285,0	285,8	285,8	285,8	286,2	<b>286,1</b>
(%)	54%	53%	45%	45%	38%	38%	37%	36%	36%	36%	34%	35%	35%	35%	<b>34%</b>
Residuos de biomasa					7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	<b>7,6</b>
(%)					1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
GLP	20,1	48,2	91,5	88,7	105,7	105,7	104,3	110,7	102,3	101,6	114,7	106,0	108,8	109,4	<b>118,1</b>
(%)	4%	8%	14%	13%	14%	14%	13%	14%	13%	13%	14%	13%	13%	13%	<b>14%</b>
Gasolina					0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	<b>0,3</b>
(%)					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Queroseno	150,2	115,7	33,4	7,4	6,7	6,7	6,6	6,3	5,1	4,3	5,2	3,5	3,7	3,2	<b>3,3</b>
(%)	27%	19%	5%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Gasoil	13,5	13,1	9,5	0,9	5,5	5,5	5,1	4,9	4,8	4,8	4,8	4,9	4,8	4,8	<b>4,7</b>
(%)	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
Fueloil	8,9	1,9	24,1	24,6	27,3	27,3	15,6	15,4	12,4	12,0	14,6	9,7	9,3	9,7	<b>8,0</b>
(%)	2%	0%	4%	4%	4%	4%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
Gas manufacturado	9,5	4,5	5,4	0,0											
(%)	2%	1%	1%	0%											
Electricidad	53,1	100,1	199,2	231,6	300,5	300,5	331,7	340,5	346,3	357,0	381,9	365,4	374,6	377,4	<b>391,0</b>
(%)	10%	17%	30%	35%	40%	40%	43%	43%	44%	45%	45%	45%	46%	46%	<b>46%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>551,8</b>	<b>601,8</b>	<b>666,1</b>	<b>667,3</b>	<b>755,7</b>	<b>755,7</b>	<b>777,1</b>	<b>793,2</b>	<b>786,3</b>	<b>796,2</b>	<b>842,7</b>	<b>805,9</b>	<b>820,7</b>	<b>824,9</b>	<b>847,6</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

NOTAS: 1) En 1965 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 302 ktep en 2020, vuelve a registrar una caída de 4%.

Previo al año 2006, el consumo final energético de este sector correspondió prácticamente a fuentes de energía secundaria, con participaciones que llegaron hasta 98%. A partir de 2006, se incorporó el consumo de leña que surgió de los resultados de la encuesta de consumos y usos de energía. Dicha modificación hizo que bajara la participación de la energía secundaria y comenzara a figurar una mayor participación de la energía primaria, fundamentalmente leña, dado que la participación del gas natural se mantuvo sin mayores variaciones. Se debe tener en cuenta que el consumo de leña que se contabiliza a partir de 2006 está asociado a un cambio de metodología (incorporación de una fuente que no estaba siendo considerada) y no a un cambio en patrones de consumo del sector.

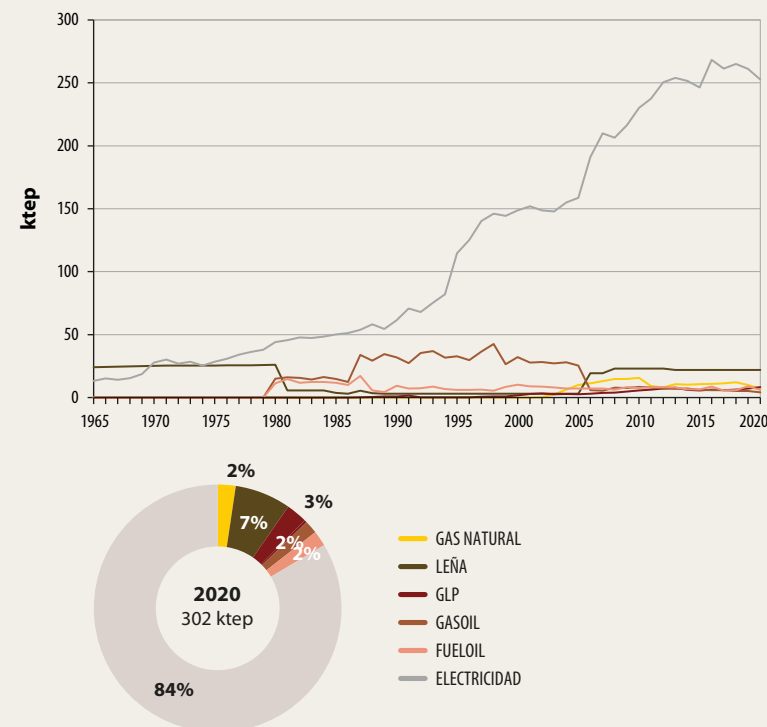
Analizando el consumo global del sector comercial/servicios/sector público se destaca la importancia de la electricidad, que ha sido históricamente el principal energético, con un crecimiento neto y sostenido en toda la serie. En 2020 se registró un consumo de 253 ktep con una participación de 85%, 3% inferior al consumo eléctrico de 2019, año en el que también se registró una reducción (1%) de consumo eléctrico. Desde 2006 la participación de la electricidad en el consumo final del sector ha permanecido en valores superiores a 80%.

En menor medida, se registró que el consumo de leña fue de 22 ktep en 2020. Este valor se ha mantenido constante en los últimos siete años y corresponde al resultado de la “Encuesta sobre consumo y uso de la energía en el sector comercial y servicios 2013”. Como se mencionó anteriormente, los cam-

bios significativos que presenta el consumo de leña en la serie 1965-2020 responden a nuevos resultados de encuestas y no a cambios en los patrones de consumo.

Las restantes fuentes de energía consumidas actualmente en el sector (solar, gasoil, fueloil, GLP, gasolinas, queroseno y gas natural), presentaron en conjunto una participación de 9% para 2020 y se registró una reducción del 17% respecto al año anterior.

FIGURA 19. Consumo final energético por fuente sector comercial-servicios-sector público.



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”. Los dos primeros subsectores participaron con el 7% cada uno en la matriz de consumo del sector, mientras que “electricidad, gas y agua” registró el 5% del consumo en 2020. En tanto, el subsector “resto”, donde se agrupan todos los consumos energéticos que no correspondan a las categorías anteriores, fue responsable de la mayor parte del consumo del sector (81%).

Evaluando la participación de cada subsector y la estructura de consumo de los mismos, como se observa en el gráfico anterior se puede inferir que el principal energético consumido en 2020 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 (4%), gasoil (1%) y GLP (6%). En “electricidad, gas y agua” al consumo de electricidad (93%), se sumó un muy pequeño consumo de leña y fueloil. Por su parte, el subsector “resto” registró una matriz de consumo de la siguiente manera: electricidad (82%), leña (8%), fueloil (2%), GLP (3%), GN (3%) y gasoil (2%). Desde el punto de vista de las fuentes, en el subsector “resto” se dio más del 80% de los consumos para la mayoría de las fuentes.

La apertura no se realiza para energía solar (0,8 ktep) y queroseno (0,04 ktep) 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 2020, asociado a la categoría “resto”.

FIGURA 20. Apertura de consumo sector comercial-servicios-sector público, 2020.

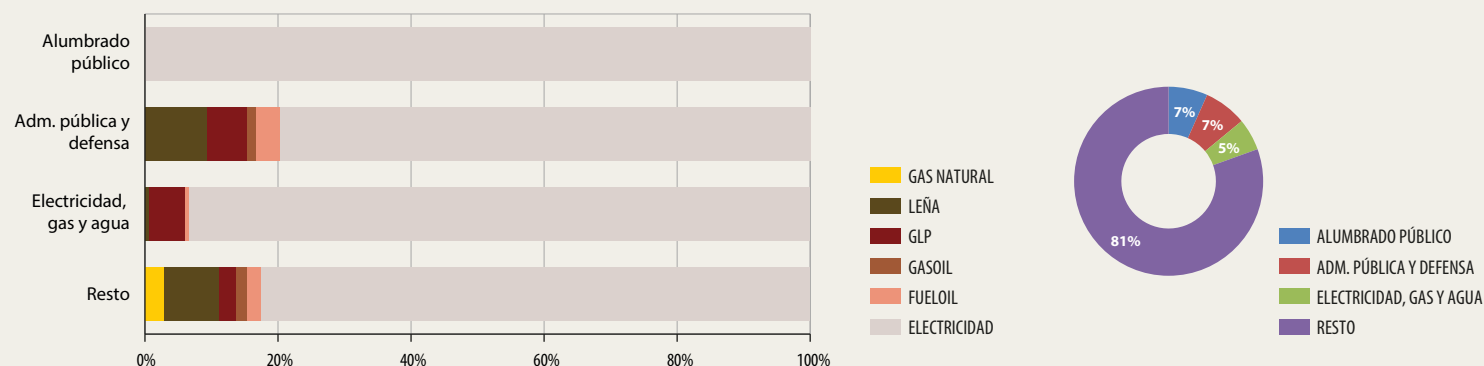


TABLA 13. Consumo final energético sector comercial-servicios-sector público.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas natural				10,1	15,7	9,2	8,1	10,7	10,3	10,8	11,0	11,4	12,2	10,0	7,1
(%)				5%	5%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	4%	4%	3%	2%
Solar									0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8
(%)									0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Leña y carbón vegetal	24,2	26,1	3,1	3,1	23,1	23,1	23,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
(%)	64%	26%	2%	1%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
GLP			0,3	2,8	5,7	6,4	7,3	7,9	6,2	5,8	6,3	6,0	6,4	7,2	8,3
(%)			0%	1%	2%	2%	2%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%
Gasolina					0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,0
(%)					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Queroseno	*	0,0	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
(%)		0,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gasoil	*	15,0	32,8	25,4	8,6	8,1	7,3	7,1	7,2	6,2	5,9	5,9	5,3	5,2	4,2
(%)		15%	20%	12%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%
Fueloil	*	11,3	6,2	7,3	7,7	8,3	8,3	8,1	6,7	6,6	8,7	5,7	6,0	8,9	6,1
(%)		0,1	4%	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	3%	2%	2%	3%	2%
Gas manufacturado	*	2,7	3,4	0,0											
(%)		3%	2%	0%											
Electricidad	13,4	44,1	114,7	158,6	230,1	237,5	250,4	254,0	251,5	246,3	268,3	261,3	264,9	261,0	252,6
(%)	0,4	0,4	71%	76%	79%	81%	82%	82%	82%	82%	83%	83%	83%	83%	85%
<b>TOTAL</b>	<b>37,6</b>	<b>99,2</b>	<b>160,8</b>	<b>207,4</b>	<b>291,6</b>	<b>293,4</b>	<b>305,4</b>	<b>310,8</b>	<b>305,4</b>	<b>299,2</b>	<b>323,9</b>	<b>314,0</b>	<b>318,7</b>	<b>316,4</b>	<b>302,2</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

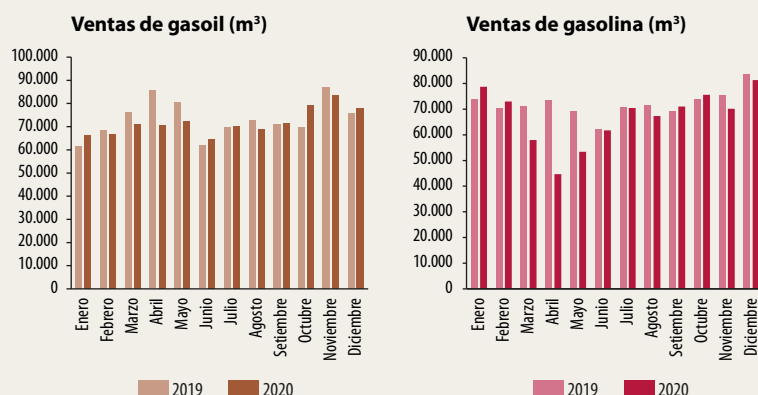
NOTAS: 1) En 1965 los consumos de queroseno, diésel, gasoil, fueloil y gas manufacturado del sector comercial/servicios están incluidos en el sector residencial. 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y la gasolina automotora incluye bioetanol. 3) Hasta el año 2013 inclusive el consumo de gasoil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

### 4.2.3. Sector transporte

El consumo final energético del sector transporte fue 1.241 ktep en 2020, lo que representó una reducción en el consumo del sector de 6% respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias, siendo el gasoil y las gasolinas automotoras las que predominaron.

Este sector fue uno de los más afectados por las medidas de reducción de movilidad aplicada en etapa de pandemia. Los energéticos más afectados fueron gasolina (caída de 8%) y gasoil con una reducción de 4%. El efecto de la restricción en la movilidad afectó en forma más significativa en los meses de marzo, abril y mayo.

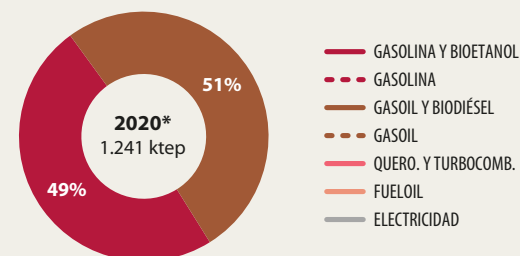
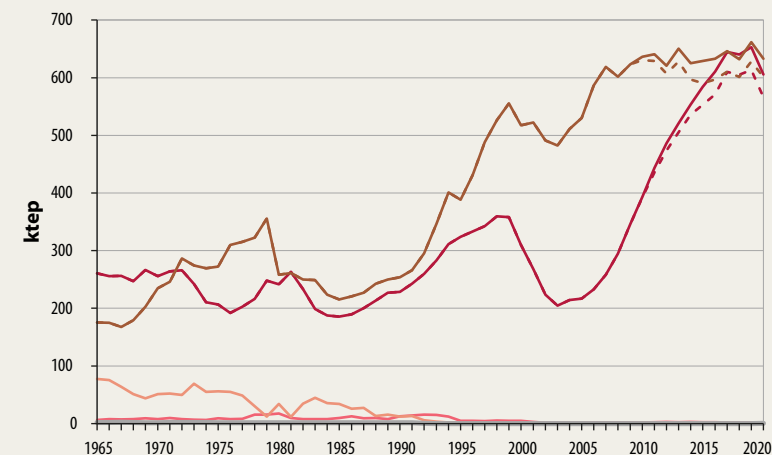
FIGURA 21. Comparación venta de gasolina y gasoil años 2019-2020.



La participación de las distintas fuentes fue variando entre 1965 y 2020. 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, volviendo a hacer que la diferencia entre el consumo de gasolinas y gasoil fuera cada vez menor. Este comportamiento está influenciado de forma directa por el parque vehicular, tanto en tamaño como en participación según el combustible utilizado. En los últimos 15 años, las ventas anuales de vehículos 0 km crecieron 340%. Si se tiene en cuenta el tipo de combustible, en 2005 el 75% de las ventas correspondieron a vehículos a gasolina, y esa participación creció a 99% en 2010. En el 2020 se dio un pequeño cambio en esta tendencia, los vehículos 0 km vendidos a gasolina fue el 91% del total de livianos (autos, SUV, utilitarios, Pick Up), los híbridos alcanzaron el 2%.

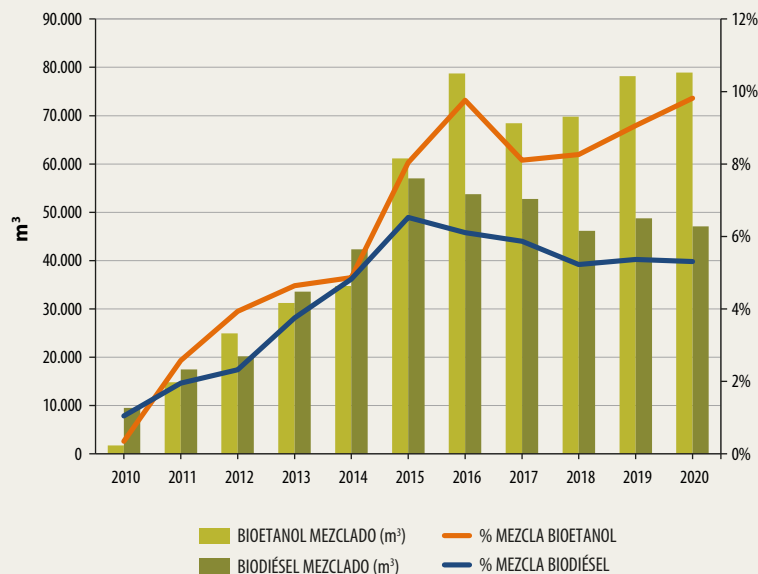
FIGURA 22. Consumo final energético por fuente sector transporte.



\*NOTA: 46% gasolina; 3% bioetanol; 48% gasoil ; 3% biodiésel.

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. El consumo pasó de 7 ktep a 71 ktep en los diez años, considerando ambos biocombustibles en conjunto. Como fuera mencionado anteriormente, estas fuentes se consumen principalmente en mezclas con combustibles fósiles, gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel, lo que permitió satisfacer la demanda junto con un descenso en el consumo de combustibles fósiles.

FIGURA 23. Consumo de biocombustibles - porcentajes de mezcla.



El porcentaje de mezcla registrado en 2020 fue de 9,8% para el bioetanol en gasolinas y 5,3% para el biodiesel en gasoil. En el sector transporte, el consumo final de gasolina automotora fue de 565 ktep y de gasoil 601 ktep en 2020, representando una participación de 46% y 48% respectivamente. El consumo de gasoil en los últimos años ha presentado aumentos y caídas en la serie, por el contrario, la gasolina registra en 2018 la primer caída, luego de 14 años de crecimiento

continuo. En 2020 tanto el gasoil (4%) como la gasolina (8%) registran caídas en relación al consumo de 2019. 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 determinó un apartamiento nuevamente de estos consumos. Este mismo comportamiento se verifica si se consideran los combustibles fósiles en mezcla con los biocombustibles (gasolina-bioetanol y gasoil-biodiésel).

El resto de las fuentes utilizadas en el sector transporte han sido turbocombustibles y gasolinas de aviación. En los últimos años se ha venido trabajando en la mejora en la estimación de los consumos de combustibles para actividades aero-agrícolas, a través de encuestas en dicha rama de actividad. Por esta razón, cada nuevo BEN incorpora las estimaciones del nuevo año e incluye la reclasificación y corrección de consumos del sector transporte al sector agro, en caso de corresponder. Si bien en valor absoluto los cambios han sido pequeños (del orden de 1 ktep), representan un porcentaje importante respecto al consumo final energético de cada combustible (20% para turbocombustible y 50% para gasolina aviación, aproximadamente).

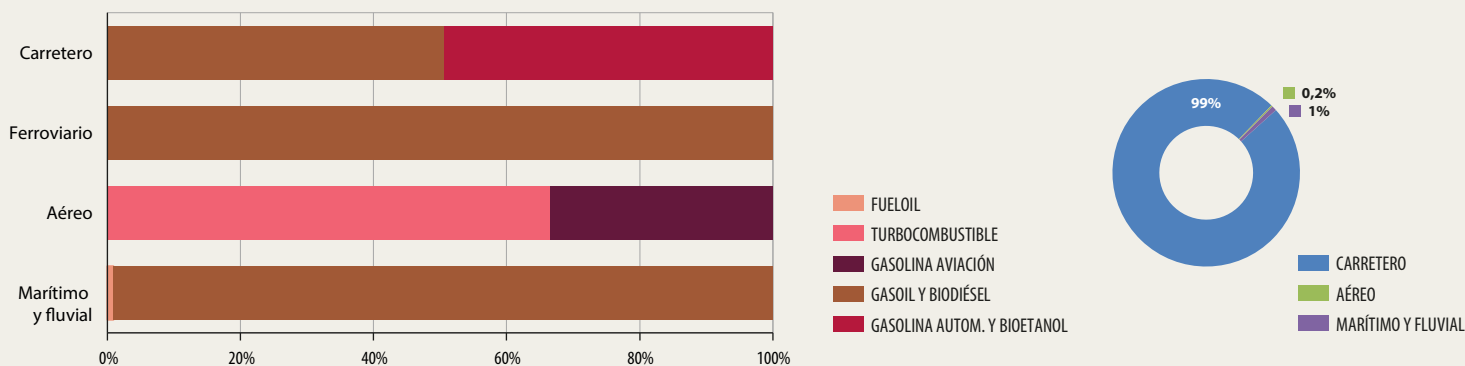
Por su parte, se menciona a la electricidad, la cual en el 2020 alcanzó un valor de 0,2 ktep. Podemos ver en la serie histórica del BEN el consumo de electricidad en el sector transporte desde 1965 hasta 1992, luego se discontinúa el uso de vehículos que consuman esta fuente. A los efectos del BEN, se retoma la estimación de los consumos eléctricos en el sector transporte a partir del año 2016, siendo estos valores aún pequeños respecto a otras fuentes de energía. Actualmente se tienen vehículos eléctricos en el transporte público, así como en la flota de vehículos de UTE y vehículos particulares. Para años anteriores al 2016, estos consumos están considerados dentro del sector residencial y comercial/servicios/sector público.



A partir del año 2013, se comenzó a informar el consumo del sector transporte 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%) 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, pero en 2020 se volvió a registrar un consumo de 0,1 ktep de dicha fuente.

Es importante tener presente que según 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, dado que esos consumos deben ser registrados como búnker.

FIGURA 24. Apertura de consumo sector transporte, 2020.



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

TABLA 14. Consumo final energético, sector transporte.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gasolina aviación		6,4	3,2	2,2	2,6	2,4	2,9	2,9	2,5	2,5	1,1	1,1	1,1	1,0	<b>1,0</b>
(%)		1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Gasolina automotora	260,5	235,4	320,6	214,6	389,6	433,4	470,7	502,2	533,7	550,7	569,9	609,2	604,2	612,7	<b>565,1</b>
(%)	50%	43%	44%	29%	38%	40%	42%	43%	45%	45%	46%	47%	47%	47%	<b>47%</b>
Bioetanol					0,9	7,5	12,5	15,6	17,5	30,8	39,6	34,3	34,8	39,4	<b>39,6</b>
(%)					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Gasoil	175,3	258,1	388,1	530,0	630,3	629,2	607,2	628,1	597,1	590,8	596,8	610,5	601,1	628,2	<b>601,1</b>
(%)	34%	47%	54%	71%	61%	58%	55%	53%	51%	49%	48%	47%	47%	47%	<b>47%</b>
Biodiésel					6,3	11,5	13,4	22,4	28,0	38,1	36,3	35,5	30,8	33,4	<b>31,8</b>
(%)					1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	<b>3%</b>
Queroseno	3,4	15,6													
(%)	1%	3%													
Turbocombustible			12,0	1,4	1,7	1,7	2,4	2,9	2,2	2,7	2,2	2,3	2,0	2,1	<b>2,0</b>
(%)			2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Fueloil	77,5	34,0	0,8		0,9	0,0	0,2	0,6	1,3	0,8	1,5	1,3	0,3		<b>0,1</b>
(%)	15%	6%	0%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		<b>0%</b>
Electricidad	2,1	1,5									0,0	0,0	0,1	0,1	<b>0,2</b>
(%)	0%	0%									0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>518,8</b>	<b>551,0</b>	<b>724,7</b>	<b>748,2</b>	<b>1.032,3</b>	<b>1.085,7</b>	<b>1.109,3</b>	<b>1.174,7</b>	<b>1.182,3</b>	<b>1.216,4</b>	<b>1.247,4</b>	<b>1.294,2</b>	<b>1.274,4</b>	<b>1.316,9</b>	<b>1.240,9</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

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.

TABLA 15. Consumo de biocombustibles - porcentajes de mezcla. [▶DESCARGAR hoja de cálculo 01](#) [▶DESCARGAR hoja de cálculo 02](#)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción de bioetanol (m <sup>3</sup> )	13.225	16.084	20.040	28.430	42.549	71.542	78.630	70.144	80.375	82.062	<b>78.454</b>
Bioetanol mezclado (m <sup>3</sup> )	1.777	14.806	24.920	31.254	34.754	61.176	78.735	68.452	69.763	78.154	<b>78.907</b>
Gasolina comercializada con bioetanol (m <sup>3</sup> )	503.919	574.399	633.804	673.787	714.442	760.950	806.944	844.712	844.886	862.722	<b>804.077</b>
Porcentaje de mezcla bioetanol (%)	<b>0,4%</b>	<b>2,6%</b>	<b>3,9%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,9%</b>	<b>8,0%</b>	<b>9,8%</b>	<b>8,1%</b>	<b>8,3%</b>	<b>9,1%</b>	<b>9,8%</b>
Producción de biodiésel (m <sup>3</sup> )	11.068	18.202	20.585	35.241	45.234	57.554	53.482	52.848	47.923	49.976	<b>46.112</b>
Biodiésel mezclado (m <sup>3</sup> )	9.549	17.489	20.227	33.569	42.319	57.002	53.749	52.745	46.189	48.769	<b>47.070</b>
Gasoil que se comercializa sin biodiésel (m <sup>3</sup> )	66.678	68.886	62.355	60.950	49.582	45.588	38.743	44.572	44.714	41.358	<b>37.814</b>
Gasoil que se comercializa con biodiésel (m <sup>3</sup> )	908.827	895.196	871.954	894.564	877.096	873.711	880.317	899.373	883.402	908.659	<b>886.730</b>
Porcentaje de mezcla biodiésel (%)	<b>1,1%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,3%</b>	<b>3,8%</b>	<b>4,8%</b>	<b>6,5%</b>	<b>6,1%</b>	<b>5,9%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,4%</b>	<b>5,3%</b>

NOTAS: 1) Para los años en que el volumen de biocombustibles mezclado supera a la producción, la diferencia se debe principalmente a una variación de stock. 2) Se representa el porcentaje de mezcla global para el total de gasolinas y no por tipo de gasolina (super, premium). 3) 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. 4) 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.

#### 4.2.4. Sector industrial

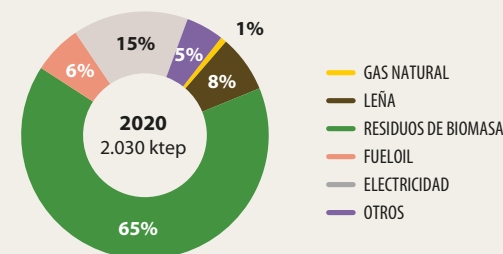
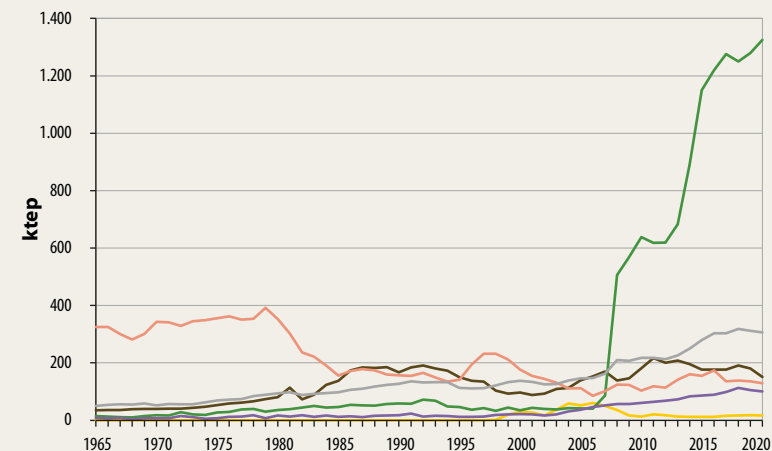
El consumo final energético del sector industrial fue 2.030 ktep en 2020, consumo prácticamente igual al registrado en 2019. Cabe recordar que el sector industrial incluye la industria manufacturera y la construcción. La principal fuente consumida en el año 2020 correspondió a los residuos de biomasa y representó el 65% del consumo total de la industria. El siguiente consumo en orden de importancia correspondió a electricidad (15%), seguido por leña (8%) y fueloil (6%).

El sector industrial presentó grandes fluctuaciones en los consumos energéticos de las diferentes fuentes en el período entre 1965 y 2020. En los primeros años de la serie, el principal energético de consumo en la industria fue el fueloil con participaciones de 70%. Se destacan 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 se comenzó a registrar los consumos de residuos forestales y de aserradero, los cuales no estaban registrados 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 2020 un consumo máximo de 1.326 ktep. Como ya se ha mencionado, este gran crecimiento

to que tuvieron los residuos de biomasa desde 2008, fue lo que determinó que el sector industrial pasara a ser el sector de mayor consumo energético.

FIGURA 25. Consumo final energético por fuente sector industrial.



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

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 siete años. A pesar de este descenso porcentual, el consumo absoluto de electricidad experimentó un crecimiento neto, con un máximo histórico en 2018 (319 ktep). En 2020 presentó una reducción del 2% respecto a 2019, alcanzó un valor de 306 ktep.

Es importante destacar que, en la última década, el sector industrial ha mostrado un gran desarrollo en la autoproducción de electricidad, entendiéndose por esta a la electricidad generada por los propios establecimientos, sin ingresar a la red. 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 al 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 siete años los establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron (47-49%).

Por su parte, el consumo de leña ha venido aumentando y llegó a una participación de 29% en 2006 para luego bajar a 9% en 2016 y mantenerse en ese valor hasta 2019, en 2020 registro una nueva baja en el relativo pasando a participar con el 8%, pero también se redujo en el absoluto en un 16%, alcanzando los 151 ktep, valor similar al registrado en 2009.

Respecto al fueloil, su mayor consumo ha sido históricamente en el sector industrial, con participaciones mayores al 70%. Su consumo tuvo principal importancia en los primeros años de la serie, como se mencionó anteriormente, para situarse en participaciones menores al 10% desde 2010. En 2020 el consumo de fueloil representó el 6% del consumo final energético del sector industrial.

**Consumo industrial 2020: el 48% de la electricidad fue autogenerada y el 100% 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 2020. Esta baja se explica, en parte, por el decrecimiento de su consumo 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 han sido el gasoil, coque de petróleo y GLP (supergás y propano). El consumo de coque de petróleo ha permanecido relativamente constante en los últimos años con una participación de 3-4%; sin embargo, en los últimos cinco años llegó a duplicarse en valor absoluto y pasó de 36 ktep (2013) a 64 ktep (2020). Por su parte, el GLP ha registrado cierto aumento en su consumo en los últimos años, pero sigue siendo marginal respecto al total del sector industrial.

En el caso de la energía solar, en 2020 se logró estimar un consumo de 0,1 ktep asociado a una superficie instalada de 2.437 m<sup>2</sup> 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. 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. Desde esta apertura, la principal rama en cuanto a consumo energético es la de “papel y celulosa”, cuya participación siempre fue superior al 50% del consumo total del sector industrial, en particular en el 2020 su participación fue del 65%, seguida por “madera”, cuya participación fue del 7%, como puede verse en el gráfico.

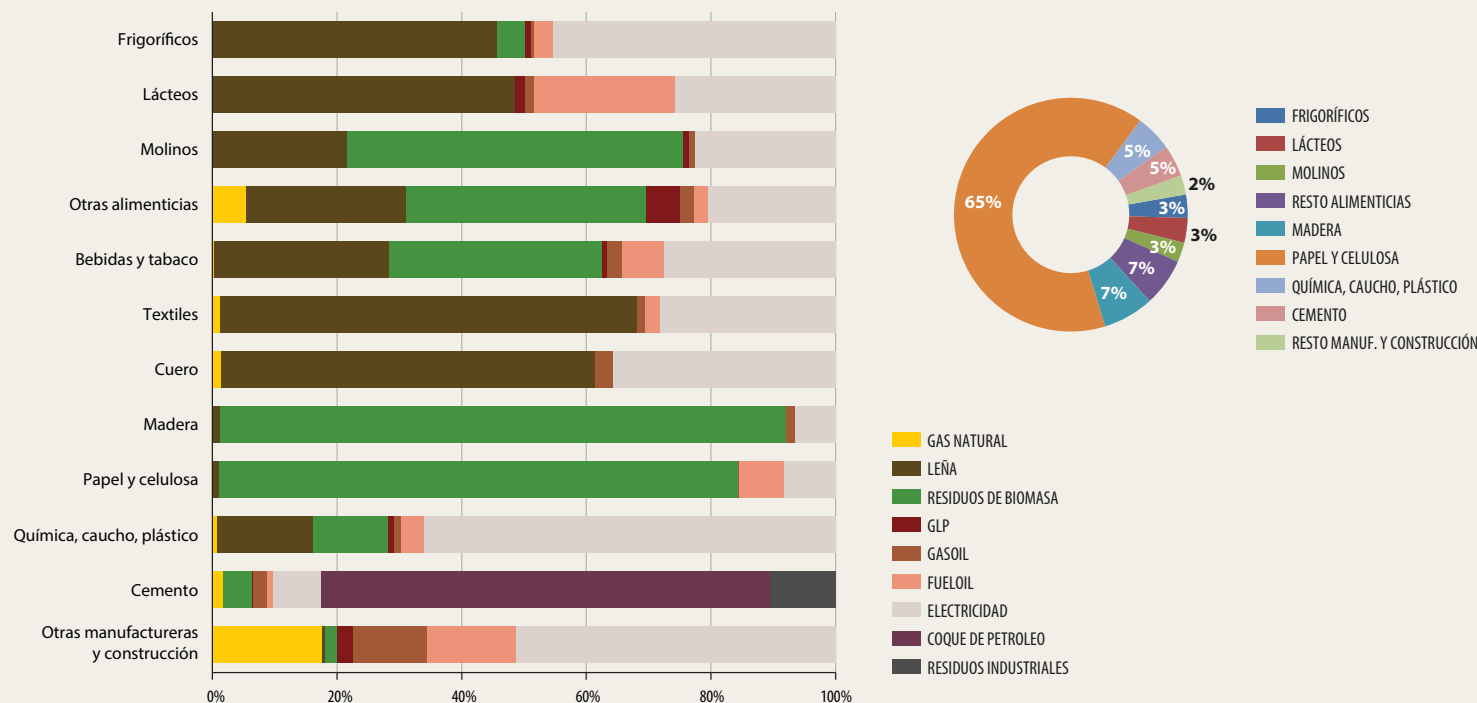
Se analiza a continuación cuales son los patrones de consumo por fuente en las 12 ramas industriales en la que se desagrega la información, como se puede ver en el gráfico, la participación porcentual de las diferentes fuentes es independiente del consumo total de la rama.

Se destaca que las diferentes ramas industriales presentan patrones de consumo específicos. Respecto a “papel y celulosa” y “madera”, ambas ramas consumieron en 2020 principalmente residuos de biomasa (más de 80%) y en menor medida electricidad (menos de 9%). Por su parte, la rama “química, caucho y plástico” tuvo en 2020 un consumo basado en electricidad (66%), seguido por leña (15%) y residuos de biomasa (12%), en tanto “cemento” consumió mayoritariamente coque de petróleo (72%) y electricidad (8%). En el último año, la matriz de consumo de los “frigoríficos” estuvo compuesta por

leña (46%), electricidad (45%), residuos de biomasa (4%) y fueloil (3%), mientras que “molinos” consumió principalmente residuos de biomasa (54%), leña (22%) y electricidad (23%).

En el subsector “lácteos”, el consumo de 2020 estuvo repartido entre tres fuentes básicamente: leña (48%), fueloil (23%) y electricidad (26%). Por su parte, “bebidas y tabaco” y “otras alimenticias” registraron un patrón de consumo similar: residuos de biomasa (34% y 38%, respectivamente), leña (28% y 25%) y electricidad (27% y 20%). En el caso de las ramas “textiles” y “cuero”, los consumos energéticos estuvieron liderados por leña (67% y 59% respectivamente) seguidos por electricidad (28% y 35%). Finalmente, para la rama “otras manufactureras y construcción” el consumo en 2020 se repartió entre más fuentes: electricidad (51%), fueloil (14%), gas natural (18%), gasoil (12%) y GLP (3%), entre otras.

FIGURA 26. Apertura de consumo sector industrial, 2020.



Desde el punto de vista de las fuentes de energía, como se mencionó anteriormente, los residuos de biomasa han sido los energéticos de mayor consumo en todo el sector industrial en 2020, 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” (35%), seguida por la rama de la “química, caucho y plástico” (22%) y los “frigoríficos” (10%). Por su parte, la leña representó el tercer energético consumido por el sector industrial, siendo las ramas más importantes en consumo las siguientes: “lácteos” (22%), “frigoríficos” (20%), “química, caucho y plástico” (10%), y “papel y

celulosa” (9%). Para el caso del fueloil, el consumo industrial se repartió principalmente entre la industria de “papel y celulosa” (75%), “lácteos” (12%) y en menor medida “química, caucho y plástico” (3%).

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

**TABLA 16.** Consumo final energético, sector industrial.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón mineral (%)	5,1 1%	2,7 0%	0,3 0%	0,9 0%											
Gas natural (%)				51,6 10%	12,8 1%	20,2 2%	17,8 1%	13,3 1%	12,2 1%	11,7 1%	11,7 1%	16,0 1%	16,3 1%	17,5 1%	<b>16,3</b> <b>1%</b>
Solar (%)									0,0 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	<b>0,1</b> <b>0%</b>
Leña y carbón vegetal (%)	35,1 8%	80,0 13%	150,0 32%	139,1 26%	181,1 15%	216,7 17%	200,3 16%	207,9 15%	196,0 12%	176,9 10%	176,1 9%	176,6 9%	190,7 9%	180,1 9%	<b>151,3</b> <b>8%</b>
Residuos de biomasa (%)	15,1 3%	35,6 6%	46,0 10%	41,5 8%	638,0 53%	618,2 49%	619,2 50%	683,1 51%	893,3 56%	1.150,0 62%	1.219,9 62%	1.275,4 64%	1.250,1 62%	1.279,8 63%	<b>1.325,5</b> <b>65%</b>
GLP (%)	0,6 0%	1,4 0%	1,6 0%	5,1 1%	13,3 1%	11,3 1%	14,6 1%	17,1 1%	18,2 1%	17,3 1%	14,5 1%	11,5 0%	15,3 1%	15,9 1%	<b>10,3</b> <b>1%</b>
Residuos industriales (%)						2,1 0%	1,6 0%	4,3 0%	3,4 0%	6,0 0%	7,0 0%	6,4 0%	8,7 0%	8,6 0%	<b>9,3</b> <b>0%</b>
Gasolina (%)	5,6 1%	4,7 1%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,5 0%	0,5 0%	<b>0,9</b> <b>0%</b>
Queroseno (%)	7,0 2%	3,2 1%	1,4 0%	0,9 0%											
Gasoil (%)	7,3 2%	14,8 2%	9,6 2%	8,2 2%	15,2 1%	14,5 1%	15,8 1%	15,7 1%	17,6 1%	15,9 1%	16,4 1%	16,1 1%	18,0 1%	17,4 1%	<b>16,4</b> <b>1%</b>
Fueloil (%)	324,7 70%	352,9 59%	141,4 30%	111,7 21%	103,1 8%	118,9 9%	114,2 9%	141,1 10%	160,8 10%	154,8 8%	173,6 9%	135,5 7%	138,2 7%	135,5 7%	<b>129,4</b> <b>6%</b>
Coque de petróleo (%)	0,0 0%	0,0 0%	0,8 0%	23,7 4%	32,5 3%	36,1 3%	36,1 3%	36,0 3%	43,9 3%	47,0 3%	50,8 3%	64,8 3%	71,1 3%	62,9 3%	<b>64,3</b> <b>3%</b>
Gas manufacturado (%)	0,6 0%	1,0 0%	1,4 0%	0,0 0%											
Coque de carbón (%)	12,5 3%	4,7 1%	0,2 0%	0,9 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	<b>0,1</b> <b>0%</b>
Electricidad (%)	49,9 11%	93,3 16%	112,6 24%	146,1 28%	217,6 18%	217,2 17%	213,0 17%	226,0 17%	249,9 16%	279,5 15%	303,6 15%	302,9 15%	318,3 16%	311,5 15%	<b>306,1</b> <b>15%</b>
<b>TOTAL (%)</b>	<b>463,5</b> <b>100%</b>	<b>594,3</b> <b>100%</b>	<b>465,5</b> <b>100%</b>	<b>529,9</b> <b>100%</b>	<b>1.214,2</b> <b>100%</b>	<b>1.255,8</b> <b>100%</b>	<b>1.233,0</b> <b>100%</b>	<b>1.344,9</b> <b>100%</b>	<b>1.595,6</b> <b>100%</b>	<b>1.859,5</b> <b>100%</b>	<b>1.974,0</b> <b>100%</b>	<b>2.005,7</b> <b>100%</b>	<b>2.027,4</b> <b>100%</b>	<b>2.029,9</b> <b>100%</b>	<b>2.030,0</b> <b>100%</b>

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.

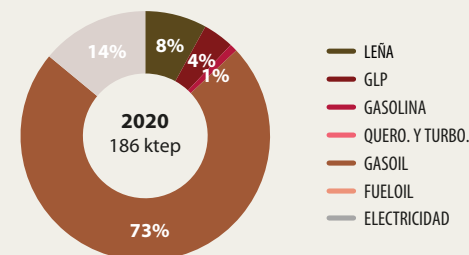
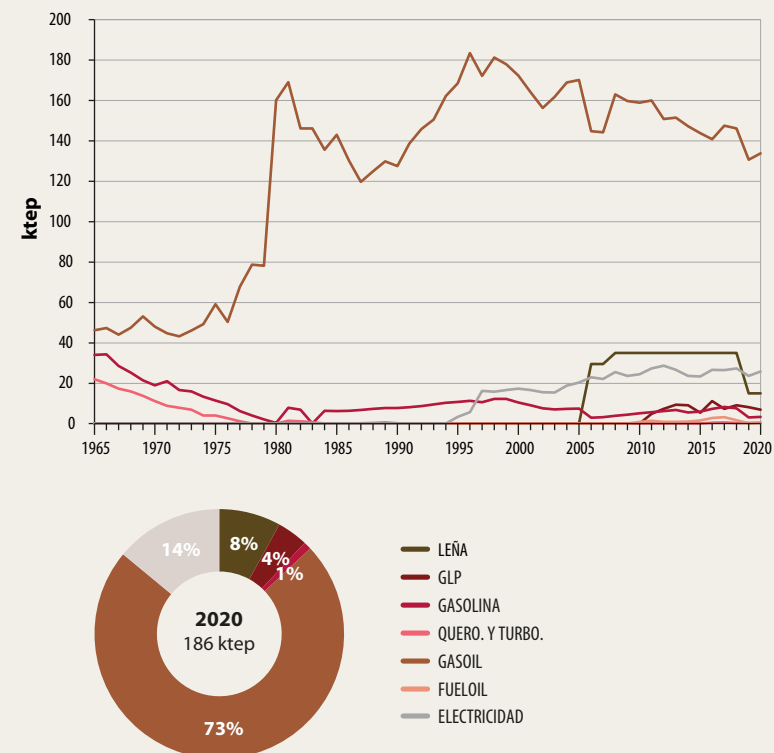
#### 4.2.5. Sector actividades primarias

El sector de actividades primarias, que hasta el BEN 2019 se denominaba sector agro/pesca/minería, comprende al sector Agro, Pesca y Minería. En este sector se presentan mejoras significativas con respecto a los BEN anteriores, se disgregan los consumos por sector en: Agro; Pesca y Minería, esta disgregación se implementa a partir del año 2013. El sector agro, se desagrega en subsector avícola y resto agro, esta desagregación se implementa a partir de 2019. Estas mejoras se implementaron dada la incorporación de nuevas operaciones estadísticas.

El consumo final de actividades primarias fue de 186 ktep en 2020, 2% superior al año anterior. Gasoil fue el energético de mayor consumo (134 ktep) con una participación de 73%. A lo largo de toda la serie, dicha fuente presentó variaciones en el consumo y registró su valor máximo histórico en 1996 (186 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 históricamente fue la leña, pero como ya se indicó, una de las mejoras que presenta este BEN son estudios puntuales realizados en el sector primario, las encuestas, en particular las realizadas al sector avícolas, que indican que en los últimos años se dio una sustitución de fuentes utilizadas en este subsector, se sustituye leña por GLP, este cambio hizo que la leña pasara a ocupar el tercer lugar en porcentaje de participación (8%) y el segundo lugar correspondió a electricidad con un 14%. Para no incurrir en conclusiones erróneas, es importante aclarar que la caída de 20 ktep en el consumo de leña de este sector (35 ktep en 2018 paso a 15 ktep en 2019) es debido a un nuevo relevamiento de información, seguramente la caída fue más paulatina, pero el relevamiento contemplo 2019-2020.

FIGURA 27. Consumo final energético por fuente, sector actividades primarias.



Por su parte, el consumo de electricidad fue creciente hasta 2012 (29 ktep), con una participación de 13% y disminuyó hacia 2015 (23 ktep) a una participación de 11%. En 2020 el consumo de electricidad creció 9% respecto al año anterior y resultó en una participación de 14%.

Desde el año 2011, se registra el consumo de GLP para el sector de actividades primarias. En 2020 dicho consumo fue de 7 ktep y resultó en una caída de 16% respecto al año anterior. Respecto a la gasolina automotora, en el último año participó con un 1% en el consumo sectorial, mientras que el fueloil presentó un consumo muy pequeño (<1%). Se hace notar que, en este sector, no se registra consumo de queroseno desde 1993.

El sector agro explica el 84% (156 ktep) del consumo del sector actividades primarias. La principal fuente consumida en agro es gasoil, la cual explica el 70% (109 ktep) del consumo del sector. Le sigue en participación, la electricidad la cual alcanzó en 2020 el 15% (24 ktep) y en tercer lugar tenemos la leña con una participación del 10% (15 ktep).

En lo que refiere al sector pesca, el cual se encuentra desagregado a partir de 2013, este sector explica el 10% (19 ktep) del consumo del sector actividades primarias. En el último año se registró un consumo de gasoil de 15,4 ktep asociado a la pesca industrial, así como de 2,6 ktep de gasolina en la pesca artesanal. Se aclara que el gasoil marino utilizado en barcos no incluye biodiésel.

El sector minería explica el 6% (11 ktep), restante del consumo del actividades primarias, el principal energético consumido en minería es el gasoil, el cual explica el 86% (9,4 ktep) del consumo del sector. El restante 14% es de electricidad, el resto de las fuentes que registran consumos en este sector, son valores menores a 0,1 ktep, por lo tanto no figuran en la matriz del BEN.

FIGURA 28. Consumo final energético por sector, sector actividades primarias.

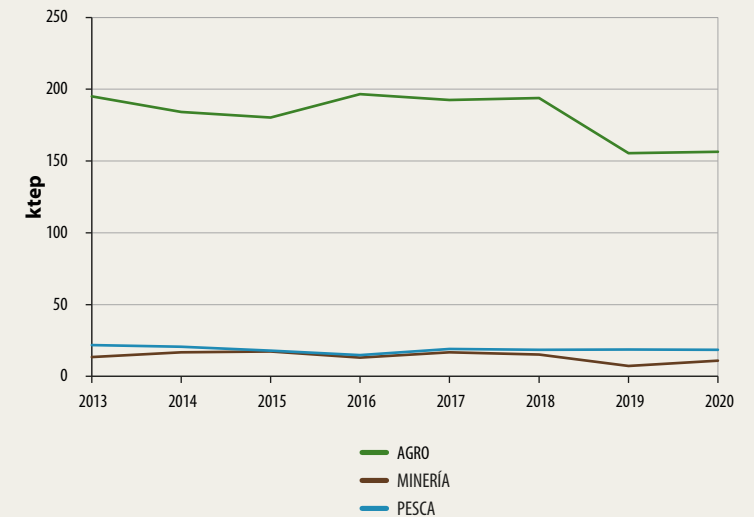


FIGURA 29. Apertura de consumo, sector actividades primarias, 2020.

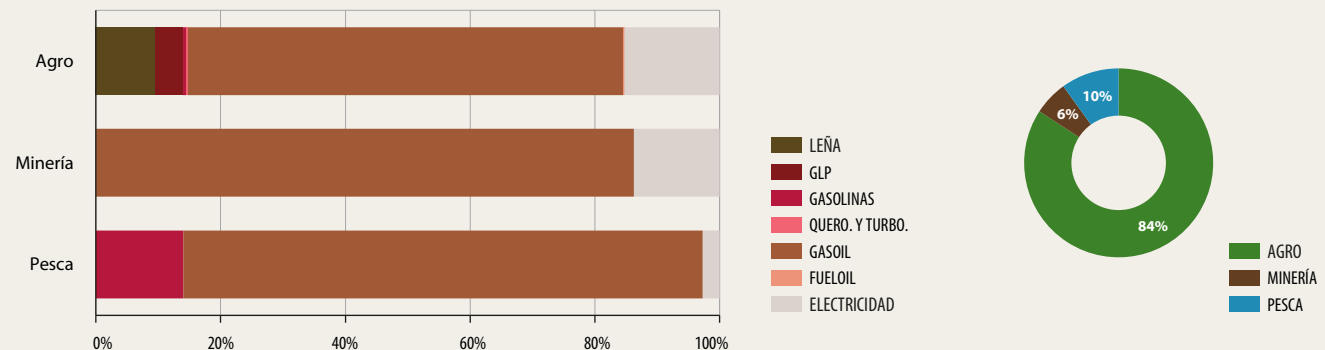




TABLA 17. Consumo final energético, sector actividades primarias.

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Leña					35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	15,0	<b>15,0</b>
(%)					16%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	15%	15%	8%	<b>8%</b>
GLP						4,9	7,3	9,4	9,1	5,4	11,2	7,3	9,1	8,2	<b>6,9</b>
(%)						2%	3%	4%	4%	3%	5%	3%	4%	5%	<b>4%</b>
Gasolina automotora	34,0	0,3	10,7	7,4	5,2	5,7	6,3	6,8	5,5	6,0	6,2	7,3	6,8	2,3	<b>2,6</b>
(%)	33%	0%	6%	4%	2%	2%	3%	3%	2%	3%	3%	3%	3%	1%	<b>1%</b>
Gasolina aviación											1,1	1,0	0,8	0,8	<b>0,7</b>
(%)											0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Quero y turbo	22,0										0,5	0,6	0,4	0,4	<b>0,5</b>
(%)	22%										0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Gasoil	46,2	160,1	168,5	170,1	158,9	160,0	150,8	151,5	147,3	143,9	140,9	147,5	146,2	130,7	<b>133,9</b>
(%)	45%	100%	92%	86%	71%	68%	66%	66%	67%	67%	63%	65%	65%	73%	<b>73%</b>
Fueloil					0,9	1,4	0,9	0,9	1,0	1,6	2,8	3,2	1,7	0,2	<b>0,3</b>
(%)					0%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	0%	<b>0%</b>
Electricidad			3,3	20,4	24,5	27,4	28,7	26,7	23,6	23,4	26,7	26,5	27,3	23,7	<b>25,9</b>
(%)			2%	10%	11%	12%	13%	12%	11%	11%	12%	12%	12%	13%	<b>14%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>102,2</b>	<b>160,4</b>	<b>182,5</b>	<b>197,9</b>	<b>224,5</b>	<b>234,4</b>	<b>229,0</b>	<b>230,3</b>	<b>221,5</b>	<b>215,3</b>	<b>224,4</b>	<b>228,4</b>	<b>227,3</b>	<b>181,3</b>	<b>185,8</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

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.

## 5. Emisiones de dióxido de carbono

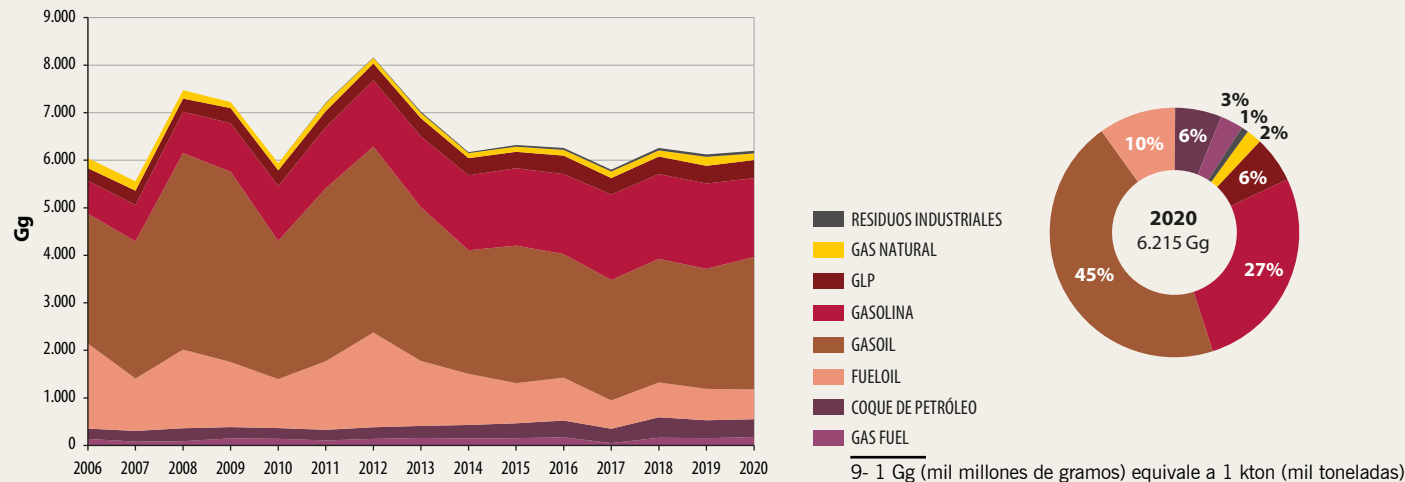
En la publicación del BEN se incluyen las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) provenientes de las actividades de quema de combustibles correspondientes a las industrias de la energía (“centrales eléctricas de servicio público” y “consumo propio”) y los sectores de consumo final (“residencial”, “comercial/ servicios/ sector público”, “transporte”, “industrial”, “actividades primarias”). La serie comienza en 1990, año a partir del cual el país cuenta con publicaciones de los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI).

Las emisiones de CO<sub>2</sub> son calculadas siguiendo las directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión 2006. Cabe destacar que, según dicha metodología, las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la quema de combustibles de la biomasa no se consideran en los totales, a pesar de estar frente a una clara actividad de quema con fines energéticos. La razón es que, paralelamente a la ocu-

rrencia 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 CO<sub>2</sub> a partir de biomasa, se contabiliza en el sector de la “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 CO<sub>2</sub> 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 2020, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> fueron 6.215 Gg<sup>9</sup>, 1% mayores al año anterior. Las mismas estuvieron asociadas a las siguientes categorías en orden decreciente de importancia: transporte (3.514 Gg), industrial (858 Gg), centrales eléctricas de servicio público (531 Gg), actividades primarias (426 Gg), residencial (418 Gg), consumo propio (395 Gg) y finalmente comercial/servicios/sector público (73 Gg).

FIGURA 30. Emisiones de CO<sub>2</sub> por fuente.



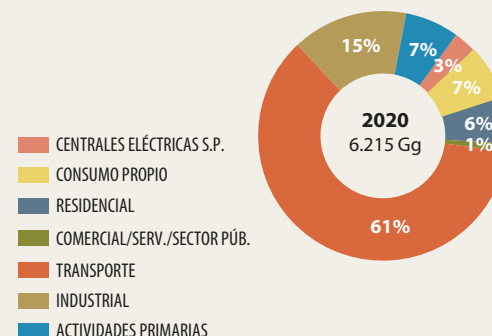
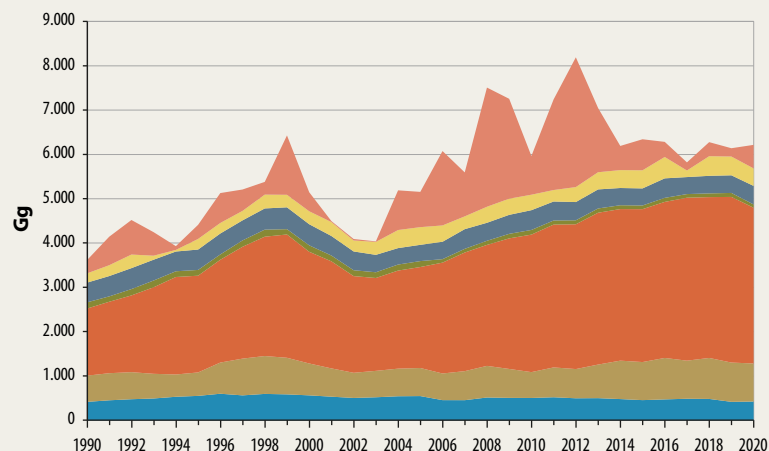
En 2020, las emisiones de CO<sub>2</sub> por quema de combustibles fueron 6.215 Gg, 24% menores al máximo histórico (2012).

Es así que, en 2020, el 15% de las emisiones de CO<sub>2</sub> provieron de las industrias de la energía (generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético) y el 85% correspondió a las actividades de quema de combustibles en los distintos sectores de consumo final.

Si se considera todo el período en estudio, las emisiones de CO<sub>2</sub> aumentaron desde 3.630 Gg en 1990 hasta 6.437 Gg en 1999, año a partir del cual comenzaron a disminuir hasta un valor de 4.043 Gg en 2003. Esta caída en las emisiones 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. Desde 2004 las emisiones volvieron a presentar una tendencia neta creciente, hasta llegar en 2012 a los niveles máximos del período (8.191 Gg). Los siguientes años presentaron una disminución neta en las emisiones de CO<sub>2</sub>, para llegar a 2020 con un nivel de emisiones 24% inferior al máximo histórico.

Respecto a las industrias de la energía, las emisiones provenientes de las centrales eléctricas de generación de electricidad 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 derivados de petróleo en centrales eléctricas es alto, con su consiguiente contribución a las emisiones totales de CO<sub>2</sub>. En los últimos quince años, los mayores registros correspondieron a 2008, 2009 y 2012, con participaciones de 36%, 31% y 36% en el total de emisiones, respectivamente. Del mismo modo, se destacaron 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 2020 se registró una de las más bajas generaciones de electricidad de origen hídrico, similar a la registrada en 2006, esto determinó que las emisiones asociadas a la “Industria

FIGURA 31. Emisiones de CO<sub>2</sub> por sector.



de la energía” crecieran un 52%. Pero este aumento no está asociado solo a la baja hidraulicidad, sino también a que en el 2020 se exporto energía eléctrica de origen fósil, lo cual tuvo su impacto en las emisiones asociados a este sector.

El consumo de hidrocarburos (gasoil, fueloil y gas natural) para generación de electricidad disminuyó entre 2015 y 2017, por lo tanto, también decrecieron las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas. En 2018 se dio un aumento de 73% en las emisiones de CO<sub>2</sub> de esta categoría, en 2020 se volvió a registrar un aumento del 155% con respecto a 2019. Es importante notar lo mencionado en el párrafo anterior en lo referente a exportación de energía eléctrica de origen fósil. Se destaca que en 2017 y 2019 se registraron las menores emisiones de CO<sub>2</sub> por centrales eléctricas de los últimos quince años.

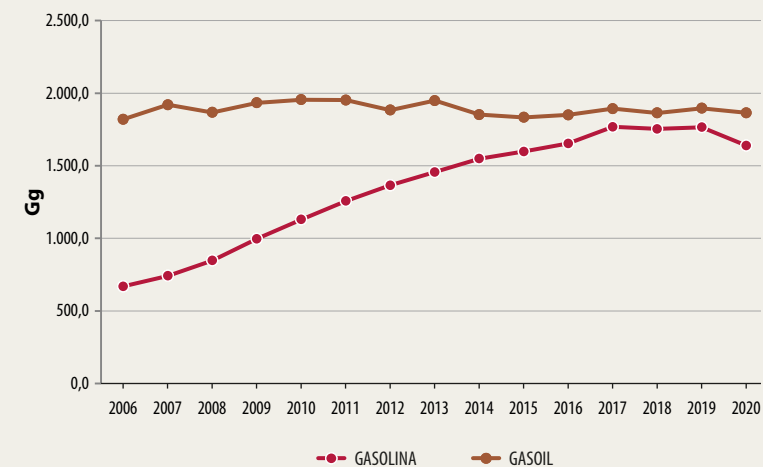
Por su parte, se menciona que las emisiones provenientes del consumo propio del sector energético se deben principalmente a la operación de la refinería. Las mismas se han mantenido relativamente constantes a lo largo de la serie, con participaciones entre 5-8% de las emisiones de CO<sub>2</sub> totales. En particular, es de mencionar la disminución en las emisiones de esta categoría en 2017, que se debió a la parada 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 CO<sub>2</sub> por consumo propio del sector energético volvieron a ser del orden de años previos. En particular en 2020 se volvió a registrar una disminución, pero asociada a una menor producción de la refinería que como se indicó anteriormente se explica por las medidas adoptadas por el país frente a la pandemia, las cuales afectaron el consumo para sector transporte.

En cuanto a las emisiones provenientes de los sectores de consumo, la principal categoría ha sido históricamente el sector transporte, con una participación promedio (considerando

la serie desde 1990) es de 60% respecto a las emisiones sectoriales y de 49% respecto al total. La evolución en las emisiones acompañó la tendencia del consumo energético en este sector; un crecimiento sostenido hasta 1999, una posterior caída durante cuatro años y finalmente un aumento neto hasta 2019 (en 2018 se dio una leve disminución). En 2020, como ya se indicó se dio una caída del 6% en el consumo, alcanzando valores similares a los registrados en 2006. Desde 2006, el incremento de emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector transporte estuvo marcado principalmente por las emisiones asociadas al consumo de gasolina, que aumentaron 145%, mientras que para el gasoil solamente crecieron 2% si analizamos 2020 respecto al 2006. Se menciona que, en 2006, las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al consumo de gasolina en el transporte eran solo 27%, mientras que esta participación pasó a ser casi la mitad en 2020 (47%).

### Transporte fue la principal categoría responsable de emisiones de CO<sub>2</sub> en 2020

FIGURA 32. Emisiones de CO<sub>2</sub> sector transporte.



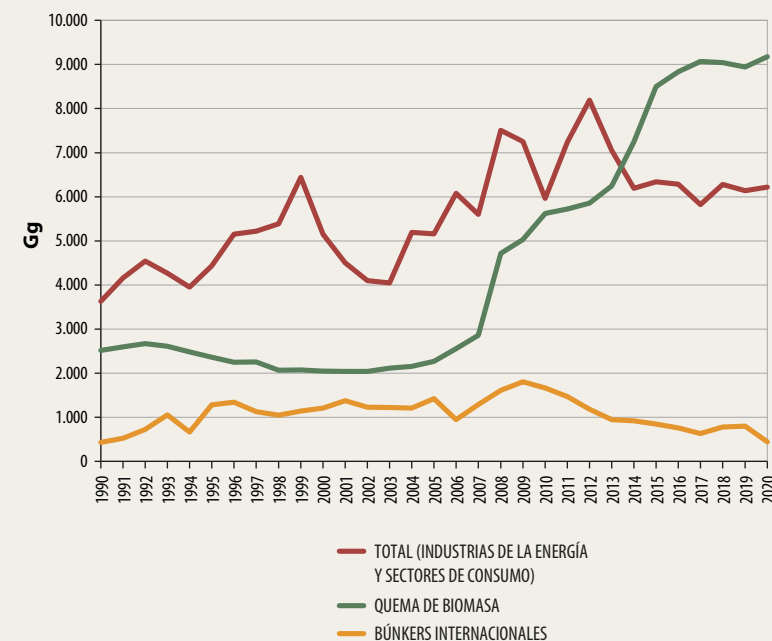
Respecto a los demás sectores de consumo considerados en conjunto, las emisiones de CO<sub>2</sub> en 1990 fueron similares a las provenientes del transporte. La evolución de las emisiones de estos sectores presentó un crecimiento menor a las del sector transporte. Por esta razón, en 2020 su participación fue de 29% de las emisiones de CO<sub>2</sub> totales y dentro de los sectores de consumo final energético la participación fue de 34%. Es de destacar el comportamiento del sector industrial, que, si bien fue relativamente constante a lo largo de la serie, en los últimos nueve años sus emisiones de CO<sub>2</sub> tuvieron un crecimiento neto de 583 Gg (2010) a 858 Gg (2020). Este comportamiento se debió principalmente a un mayor consumo de fueloil y coque de petróleo en la industria. Para los sectores residencial, comercial/servicios/sector público y primarias, las emisiones de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 2020, las emisiones de la quema de biomasa fueron de 9.178 Gg de CO<sub>2</sub>, similar a los dos años previos. En cuanto a los combustibles, los residuos de biomasa fueron los que tuvieron la mayor participación (73%), seguidos por la leña y carbón vegetal (24%) y en menor proporción por los biocombustibles (3%).

En la categoría búnkers internacionales se informan las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la navegación marítima y fluvial, así como de la aviación, incluyendo los viajes que salen de un país y llegan a otro. Para 2020, las emisiones de búnkers internacionales fueron 443 Gg de CO<sub>2</sub>, lo que representó una caída del 45% respecto a 2019. Esta fuerte caída de las emisiones de búnker está vinculada con la pandemia, como ya se indicó esta categoría la integra el consumo relacio-

nado con transporte internacional, el año 2020 por motivos de la pandemia la operativa de puertos y aeropuerto se vio muy afectada.

FIGURA 33. Partidas informativas de emisiones de CO<sub>2</sub>.



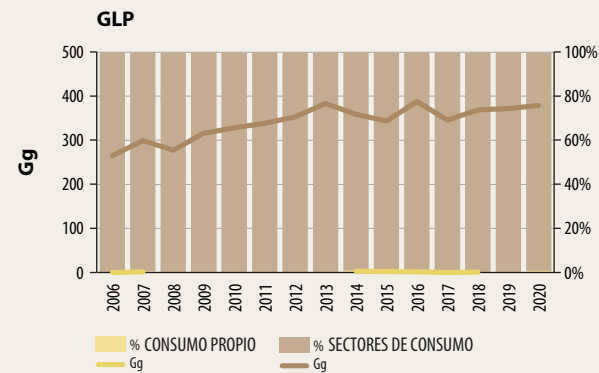
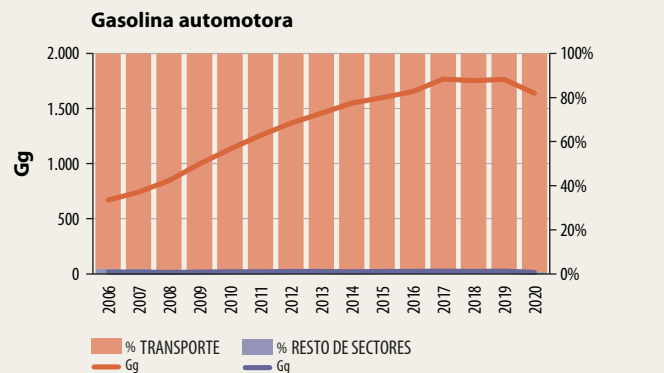
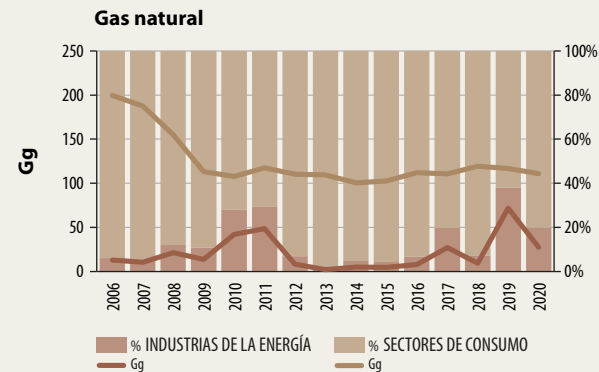
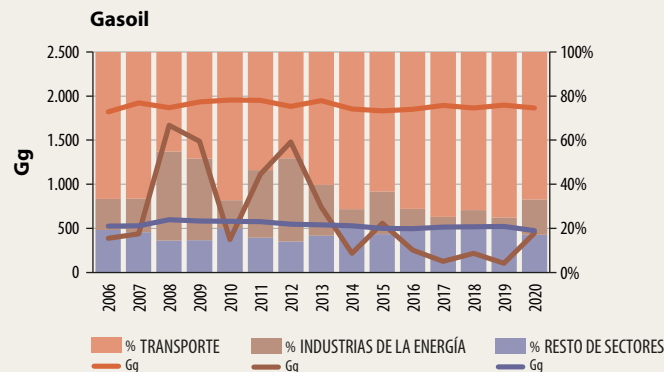
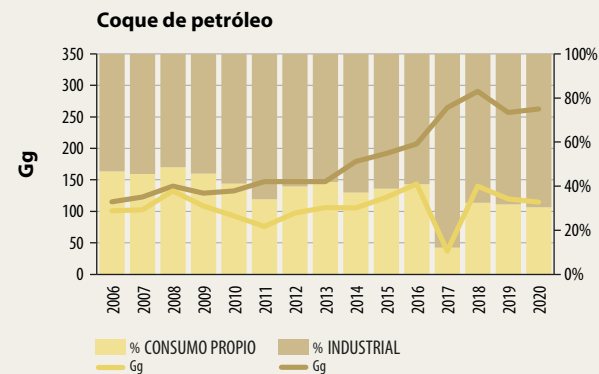
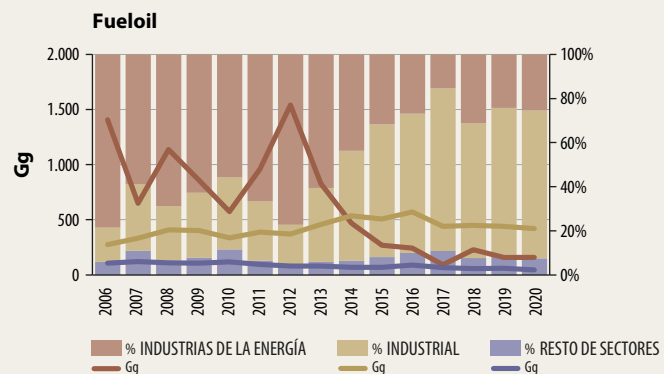
El 70% de estas emisiones se originaron en el transporte marítimo y fluvial, a través del consumo de gasoil marino (60%) y fueloil (10%), mientras que el 30% restante correspondió al transporte aéreo, principalmente por consumo de turbocombustible.

TABLA 18. Emisiones de CO<sub>2</sub> por fuente.

Gg	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas natural	212,6	197,8	175,9	127,1	149,9	166,1	118,4	111,6	105,5	107,3	120,0	137,4	128,5	188,4	<b>138,3</b>
(%)	3%	4%	2%	2%	3%	2%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	<b>2%</b>
GLP (supergás y propano)	265,0	300,9	277,7	316,2	328,1	338,7	352,7	383,3	361,7	345,8	389,1	345,8	369,6	371,7	<b>382,0</b>
(%)	4%	5%	4%	4%	6%	5%	4%	5%	6%	5%	6%	6%	6%	6%	<b>6%</b>
Gasolina automotora	684,7	759,3	861,7	1.014,9	1.149,0	1.278,1	1.388,3	1.480,9	1.569,4	1.619,3	1.675,6	1.792,8	1.777,1	1.790,2	<b>1.652,7</b>
(%)	11%	14%	11%	14%	19%	18%	17%	21%	25%	26%	27%	31%	28%	29%	<b>27%</b>
Gasolina aviación	6,4	7,8	7,8	7,5	7,5	7,0	8,4	8,4	7,3	7,3	6,4	6,1	5,5	5,2	<b>4,9</b>
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Queroseno	22,3	24,7	22,3	24,1	20,5	21,7	20,2	19,3	15,7	13,2	16,0	10,8	11,4	9,9	<b>9,9</b>
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Turbocombustible	4,8	5,7	6,3	6,3	5,1	5,1	7,2	8,7	6,6	8,1	8,1	8,7	7,2	7,5	<b>7,5</b>
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Gasoil	2.731,7	2.885,2	4.132,4	4.003,1	2.907,9	3.638,8	3.910,3	3.233,0	2.598,9	2.893,6	2.599,8	2.532,8	2.599,8	2.525,1	<b>2.786,6</b>
(%)	45%	52%	55%	55%	49%	50%	48%	46%	42%	46%	42%	44%	41%	41%	<b>45%</b>
Fueloil	1.790,1	1.100,5	1.655,3	1.368,2	1.028,9	1.443,0	1.992,0	1.365,3	1.075,6	844,5	901,5	595,6	732,7	660,1	<b>625,1</b>
(%)	29%	20%	22%	19%	17%	20%	24%	19%	17%	13%	14%	10%	12%	11%	<b>10%</b>
Coque de petróleo	215,9	225,3	272,3	237,6	225,7	223,3	244,9	253,1	284,9	313,9	351,1	301,3	430,3	376,4	<b>377,2</b>
(%)	4%	4%	4%	3%	4%	3%	3%	4%	5%	5%	6%	5%	7%	6%	<b>6%</b>
Gas fuel	137,9	80,5	89,5	148,6	140,1	105,9	137,9	158,0	145,9	152,4	172,7	50,2	162,3	153,4	<b>175,1</b>
(%)	2%	1%	1%	2%	2%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	1%	3%	3%	<b>3%</b>
Carbón mineral y coque de carbón	9,4	11,6	6,7	0,9	1,3	1,3	0,9	0,9	0,4	0,4	0,9	0,4	0,4	0,4	<b>0,4</b>
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Residuos industriales						12,6	9,6	25,7	20,4	35,9	41,9	38,3	52,1	51,5	<b>55,7</b>
(%)						0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>6.080,8</b>	<b>5.599,4</b>	<b>7.507,8</b>	<b>7.254,4</b>	<b>5.964,0</b>	<b>7.241,5</b>	<b>8.190,8</b>	<b>7.048,1</b>	<b>6.192,1</b>	<b>6.341,9</b>	<b>6.283,1</b>	<b>5.820,3</b>	<b>6.277,0</b>	<b>6.139,8</b>	<b>6.215,5</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

NOTAS: 1) Las emisiones de CO<sub>2</sub> 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 34. Emisiones de CO<sub>2</sub> por fuente y sector.



## 6. Indicadores

En el presente capítulo se presenta una serie de indicadores que relacionan variables energéticas y de emisiones de CO<sub>2</sub>, entre otras, con variables económicas y demográficas. Se utilizan las series estadísticas de producto interno bruto (PIB)<sup>10</sup> y de población<sup>11</sup> publicadas por el Banco Central del Uruguay (BCU) y el Instituto Nacional de Estadística (INE), respectivamente.

### 6.1. Intensidad energética final

La **intensidad energética final** se representa como el cociente entre el consumo final de energía y el PIB y se expresa en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2005 (tep/M\$ 2005).

La intensidad energética final presentó una disminución neta en todo el período 1965-2020, acompañada por una gran variabilidad. En el año 1972 se registró el máximo histórico (9,1 tep/M\$ 2005) y en 2005 el mínimo (5,7 tep/M\$ 2005). Para 2020, la intensidad energética creció un 4%, alcanzando los 7,2 tep/M\$ 2005. Este crecimiento de la intensidad, está más relacionada con la fuerte caída en la económica (6%) que con el aumento de consumo que fue apenas de un 4%.

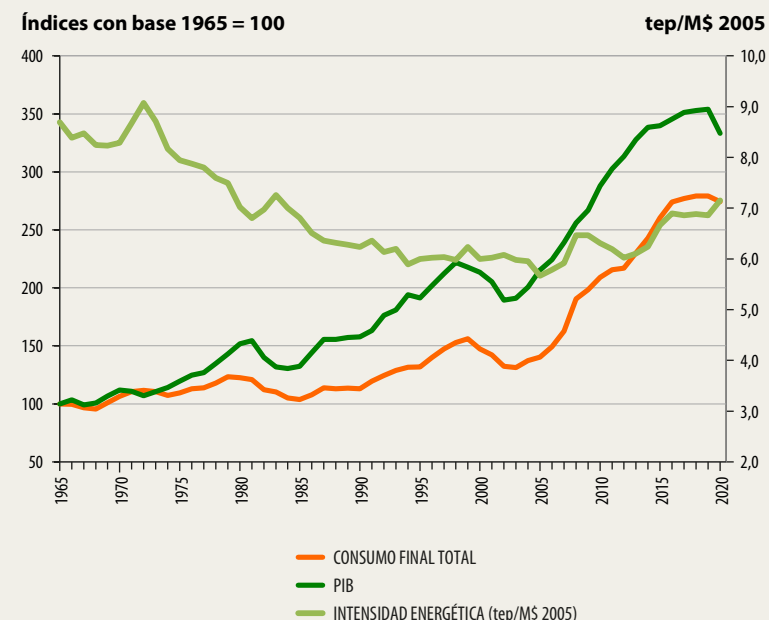
**Intensidad energética final 2020:**  
7,2 tep/M\$ 2005.

10- Fuente para años 1996 y anteriores: Bonino, Nicolás, Román, Carolina y Willebald, Henry (2012): "PIB y estructura productiva en Uruguay (1870-2011): Revisión de series históricas y discusión metodológica", Series Documento de Trabajo, 05/12, Instituto de Economía (FCEA-UdelaR) Montevideo. // Fuente para años 1997-2016: Banco Central del Uruguay (BCU): "Serie anual a precios constantes referencia 2005", www.bcu.gub.uy (01/07/2021). Años 2017-2020: Elaboración propia MIEM-DNE en base a datos del BCU. M\$ 2005 corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

11- Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2013), www.ine.gub.uy (01/07/2021).

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 1965-2020, alternando años de crecimientos y otros de disminuciones donde la variabilidad registrada ha permitido identificar diferentes períodos.

**FIGURA 35.** Consumo final total y PIB (precios constantes 2005).



Se destacan los años 1972 y 1983, en los cuales se 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 mucho mayor. Entre los años 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 tendencia 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 hasta 2019. Como se explicó en el párrafo anterior, en el 2020, ambas series disminuyen, pero el PIB lo hace en forma más pronunciada que el consumo energético, determinando un aumento de la intensidad energética.

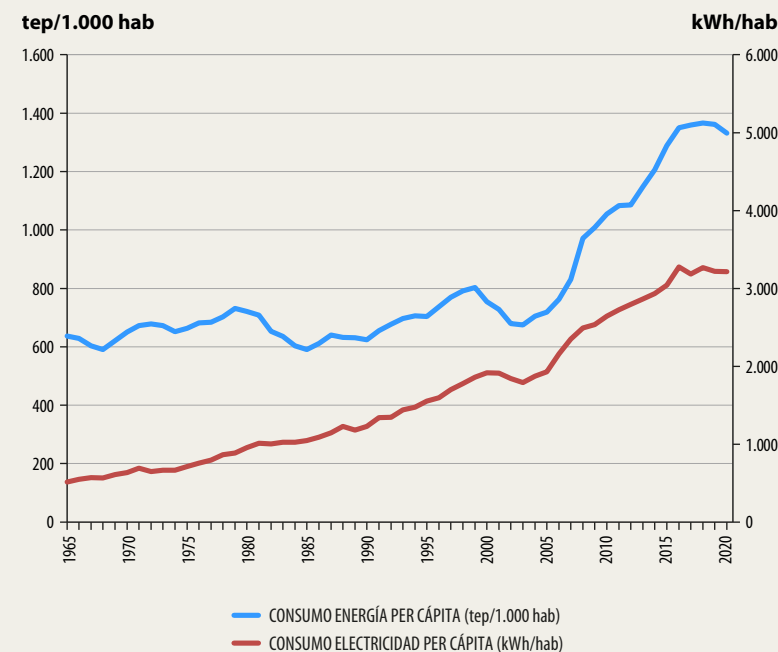
Desde 2005 el consumo de energía creció a tasas mayores que el PIB, para el período 2005-2009. Es de destacar el gran crecimiento del consumo final del sector industrial en el año 2008 (67% respecto a 2007), que provocó un cambio en la estructura de consumo del país. Para estos años la intensidad energética fue creciente. En los años 2010, 2011 y 2012 se dio una 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 reflejó 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 0,6% mayor que la de 2018, comportamiento propio de cuando se da una desaceleración de la economía en un año puntal, que no implica cambios estructurales.

## 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 ha presentado un crecimiento neto en todo el período en estudio y pasó de 637 tep/1.000 hab. (1965) a 1.332 tep/1.000 hab. (2020). El mínimo histórico se dio en los años 1968 y 1985 (591 tep/1.000 hab.) y el máximo en 2018.

FIGURA 36. Consumo de energía y electricidad per cápita.



Luego del mínimo registrado en 1968, el consumo de energía per cápita aumentó durante once 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 se retomó la tendencia creciente. En 2007, se superó el pico de consumo anterior (que se había dado en 1999, antes de la crisis) y el consumo de energía per cápita continuó en aumento hasta 2018, los últimos dos años se han dado una disminución del consumo per cápita.

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 donde se dio un decrecimiento. La crisis económica repercutió en el consumo de electricidad per cápita, al igual que en el resto de los indicadores.

2020:

Consumo final per cápita:  
**1.332 tep/1.000 hab.**

Consumo de electricidad per cápita:  
**3.213 kWh/hab.**

TABLA 19. Consumo final total y PIB.

	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo final total (ktep)	1.715	2.101	2.263	2.408	3.584	3.696	3.722	3.948	4.166	4.467	4.699	4.749	4.790	4.791	<b>4.702</b>
PIB (M\$ 2005) *	197.252	299.301	377.320	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	692.689	695.999	698.438	<b>657.519</b>
PIB (M\$ 2016) **							1.548.643	1.629.835	1.698.400	1.698.986	1.726.406	1.754.508	1.762.893	1.769.071	<b>1.665.426</b>
<b>Consumo final total/PIB (tep/M\$ 2005)</b>	<b>8,7</b>	<b>7,0</b>	<b>6,0</b>	<b>5,7</b>	<b>6,3</b>	<b>6,2</b>	<b>6,0</b>	<b>6,1</b>	<b>6,2</b>	<b>6,7</b>	<b>6,9</b>	<b>6,9</b>	<b>6,9</b>	<b>6,9</b>	<b>7,2</b>
<b>Consumo final total/PIB (tep/M\$ 2016)</b>							<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,5</b>	<b>2,6</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,8</b>

**NOTAS: 1** (\*) Fuente: Años 1965-1996: Bonino, Nicolás, Román, Carolina y Willebald, Henry (2012): "PIB y estructura productiva en Uruguay (1870-2011): Revisión de series históricas y discusión metodológica", Series Documento de Trabajo, 05/12, Instituto de Economía (FCEA-UdelaR) Montevideo. Años 1997-2016: Banco Central del Uruguay (BCU): "Serie anual a precios constantes referencia 2005". www.bcu.gub.uy (01/07/2021). Años 2017-2020: Elaboración propia MIEM-DNE en base a datos del BCU. M\$ 2005 corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005. **2**) Fuente: Años 2012-2015: Álvez, M., Bucacos, E., Mateauda, M & Pienika, E. (2021): "Retropolación para series de Cuentas Nacionales Trimestrales. Series de Producto Interno Bruto de Uruguay con frecuencia trimestral para el período 2012-2015". Documento de trabajo, 002-2021. Banco Central del Uruguay. (\*\*) Años 2016-2020: Banco Central del Uruguay (BCU): "Series del PIB por componentes del gasto en millones de pesos constantes de 2016". www.bcu.gub.uy (01/07/2021). M\$ 2016 corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2016.

TABLA 20. Consumo de energía y electricidad per cápita. ▶DESCARGAR hoja de cálculo 01 ▶DESCARGAR hoja de cálculo 02

	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Población (miles de habitantes) *	2.693	2.914	3.218	3.352	3.397	3.413	3.426	3.440	3.454	3.467	3.480	3.493	3.506	3.519	<b>3.531</b>
Consumo final total (ktep)	1.715	2.101	2.263	2.408	3.584	3.696	3.722	3.948	4.166	4.467	4.699	4.749	4.790	4.791	<b>4.702</b>
<b>Consumo per cápita (tep/1.000 hab)</b>	<b>637</b>	<b>721</b>	<b>703</b>	<b>718</b>	<b>1.055</b>	<b>1.083</b>	<b>1.086</b>	<b>1.148</b>	<b>1.206</b>	<b>1.289</b>	<b>1.350</b>	<b>1.360</b>	<b>1.366</b>	<b>1.362</b>	<b>1.332</b>
Consumo final electricidad (ktep)	118,5	239,0	429,8	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	980,5	956,1	985,2	973,7	<b>975,8</b>
Consumo electricidad per cápita (tep/1.000 hab)	44	82	134	166	227	235	240	246	252	261	282	274	281	277	<b>276</b>
<b>Consumo electricidad per cápita (kWh/hab)</b>	<b>512</b>	<b>954</b>	<b>1.553</b>	<b>1.931</b>	<b>2.645</b>	<b>2.727</b>	<b>2.796</b>	<b>2.864</b>	<b>2.933</b>	<b>3.039</b>	<b>3.276</b>	<b>3.183</b>	<b>3.268</b>	<b>3.218</b>	<b>3.213</b>

**NOTAS: 1** (\*) Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2013). **2**) La población total contabilizada según el censo 2011 fue de 3.286.314 habitantes. No se utiliza este valor en la serie para no generar saltos.

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. En 2017 y 2019 se registraron descensos de 3% y 2% y respectivamente, en 2020 (3.213 kWh/hab) se registró un valor prácticamente igual al de 2019 (3.218 kWh/hab). Mientras que en 2018 se llegó a un consumo máximo histórico de 3.275 kWh/hab.

### 6.3. Intensidad energética por sector

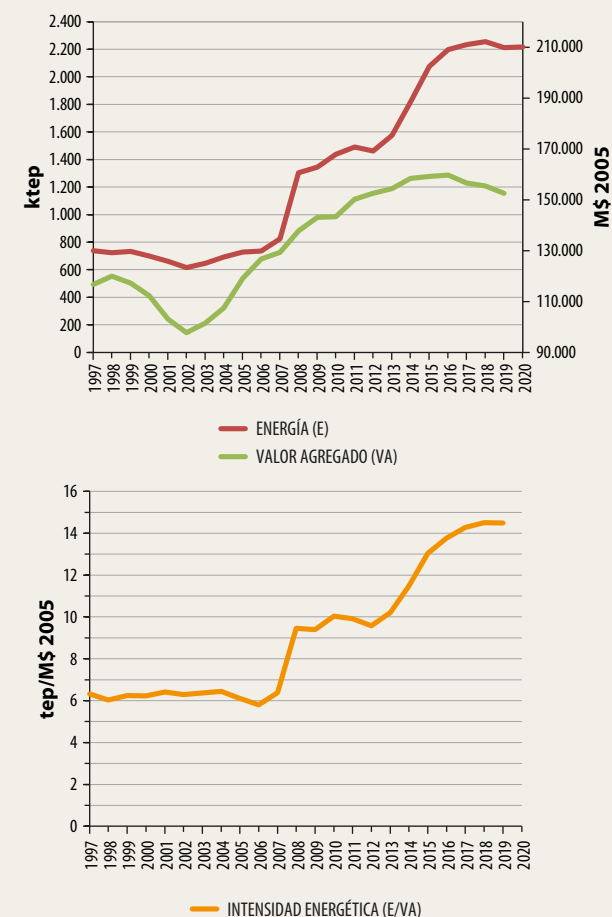
La **intensidad energética por sector** se define como el cociente entre el consumo energético de un determinado sector y el valor agregado<sup>12</sup> de dicho sector, expresado en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2005 (tep/M\$ 2005). Esto representa 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 3 sectores considerando el período 1997-2019, no se pudo llevar la serie hasta 2020, dado el cambio de base que realizó el BCU (base 2016), esta nueva base tiene muy pocos años y no permite hacer (al momento de cierre de esta publicación) una desagregación sectorial.

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 un 48% en 2008.

12- Elaboración propia MIEM-DNE en base a datos del Banco Central del Uruguay (BCU): "Producto Interno Bruto por Industrias, Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme", [www.bcu.gub.uy](http://www.bcu.gub.uy) (01/07/2021).

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 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

FIGURA 37. Intensidad energética del sector industrial/actividades primarias.



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

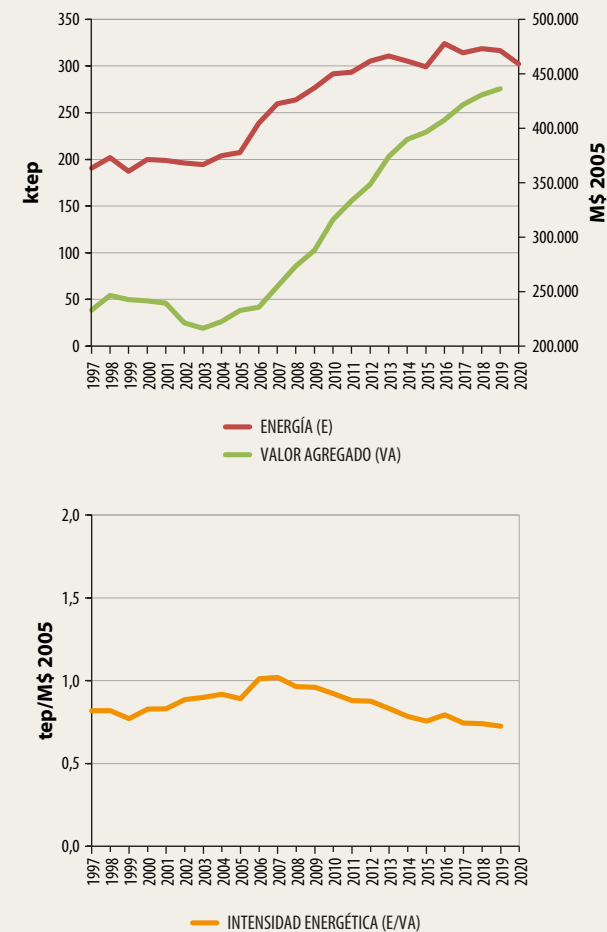
venía registrando el consumo energético se desaceleró y, si bien el valor agregado del sector disminuyó, igualmente se registró un crecimiento en la intensidad energética del sector industrial/actividades primarias.

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 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 (0,70 tep/M\$ 2005 en 2019).

Por su parte, la intensidad energética del sector **transporte** se analiza de dos maneras diferentes, utilizando por un lado el valor agregado del sector y por otro el PIB global. Este último enfoque cobra 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

FIGURA 38. Intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público.



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

los años 2015 y 2016 ya que, como consecuencia de los crecimientos en el consumo energético y las disminuciones en el valor agregado, resultaron en 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%).

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 magnitud de sus valores. El consumo de energía del sector transporte y

el PIB, tuvieron una evolución similar entre 1997 y 2019, 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 (2,1 tep/M\$ 2005) seguido por una disminución hasta el año 2005 (1,8 tep/M\$ 2005), dado 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 1,8 y 1,9 tep/M\$ 2005.

FIGURA 39. Intensidad energética del sector transporte.

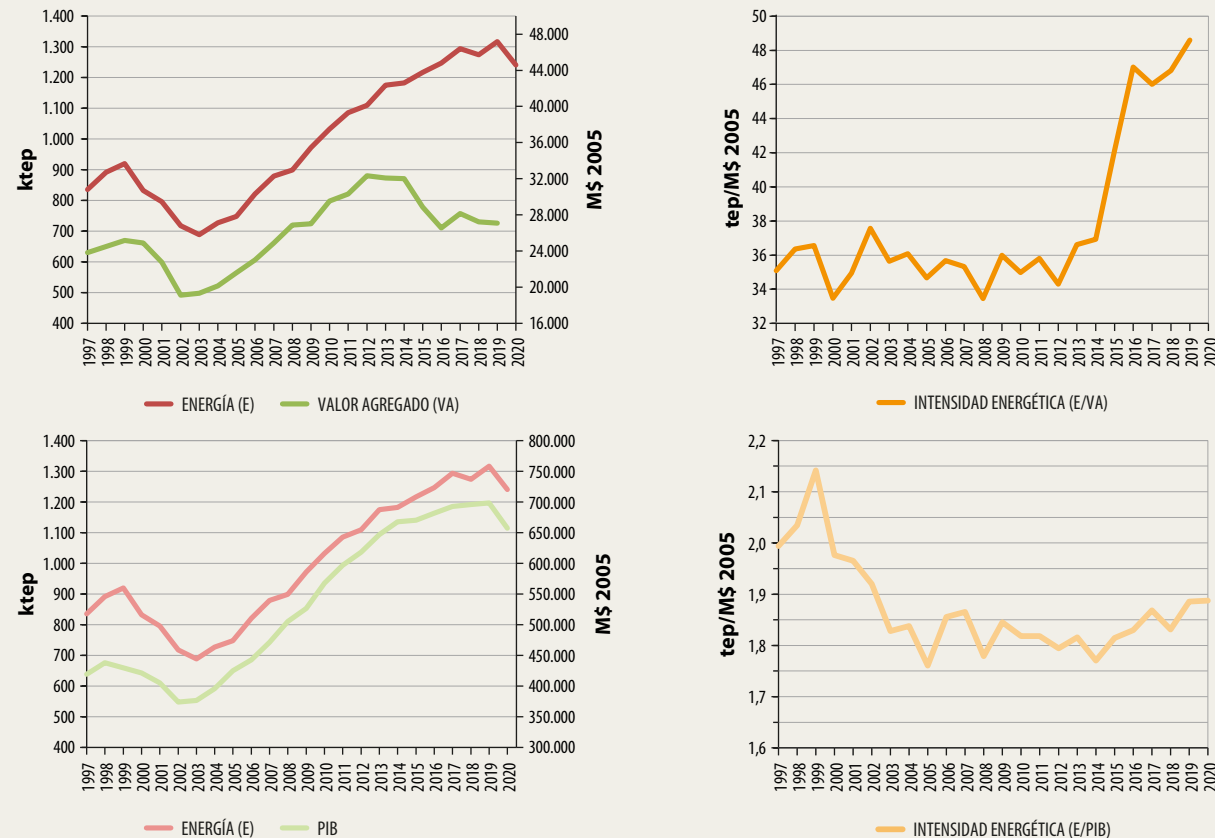


TABLA 21. Intensidad energética por sector.

		1997	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Industrial-actividades primarias	E	737,3	700,0	727,8	1.438,7	1.490,2	1.462,0	1.575,2	1.817,1	2.074,8	2.198,4	2.234,1	2.254,7	2.211,2	<b>2.215,8</b>
	VA	116.714	112.268	119.057	143.386	150.267	152.530	154.319	158.327	159.176	159.721	156.513	155.426	152.540	S/D
	I	<b>6,32</b>	<b>6,24</b>	<b>6,11</b>	<b>10,03</b>	<b>9,92</b>	<b>9,58</b>	<b>10,21</b>	<b>11,48</b>	<b>13,03</b>	<b>13,76</b>	<b>14,27</b>	<b>14,51</b>	<b>14,50</b>	S/D
Comercial-servicios-sector público	E	190,8	200,0	207,4	291,6	293,4	305,4	310,8	305,4	299,2	323,9	314,0	318,7	316,4	<b>302,2</b>
	VA	232.969	241.637	232.787	316.082	333.314	348.525	373.860	389.676	396.366	407.551	421.556	430.757	436.366	S/D
	I	<b>0,82</b>	<b>0,83</b>	<b>0,89</b>	<b>0,92</b>	<b>0,88</b>	<b>0,88</b>	<b>0,83</b>	<b>0,78</b>	<b>0,75</b>	<b>0,79</b>	<b>0,74</b>	<b>0,74</b>	<b>0,73</b>	S/D
Transporte	E	835,5	832,3	748,2	1.032,3	1.085,7	1.109,3	1.174,7	1.182,3	1.216,4	1.247,4	1.294,2	1.274,4	1.316,9	<b>1.240,9</b>
	VA	23.811	24.866	21.576	29.509	30.318	32.337	32.085	32.019	28.853	26.533	28.132	27.217	27.092	S/D
	I	<b>35,09</b>	<b>33,47</b>	<b>34,68</b>	<b>34,98</b>	<b>35,81</b>	<b>34,30</b>	<b>36,61</b>	<b>36,92</b>	<b>42,16</b>	<b>47,01</b>	<b>46,00</b>	<b>46,82</b>	<b>48,61</b>	S/D
	PIB <sup>(2)</sup>	419.003	421.157	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	692.689	695.999	698.438	<b>657.519</b>
	I	<b>1,99</b>	<b>1,98</b>	<b>1,76</b>	<b>1,82</b>	<b>1,82</b>	<b>1,79</b>	<b>1,82</b>	<b>1,77</b>	<b>1,81</b>	<b>1,83</b>	<b>1,87</b>	<b>1,83</b>	<b>1,89</b>	<b>1,89</b>
	PIB <sup>(3)</sup>							1.548.643	1.629.835	1.698.400	1.698.986	1.726.406	1.754.508	1.762.893	1.769.071
I							<b>0,72</b>	<b>0,72</b>	<b>0,70</b>	<b>0,72</b>	<b>0,72</b>	<b>0,74</b>	<b>0,72</b>	<b>0,74</b>	<b>0,75</b>

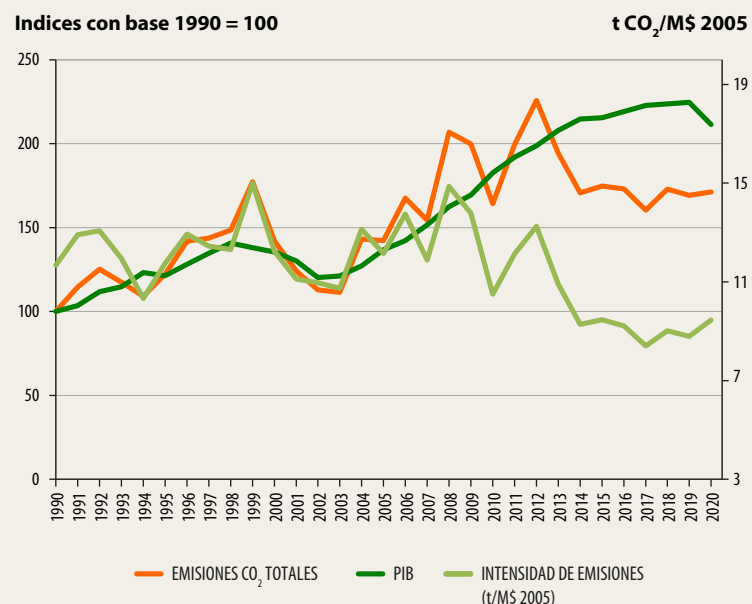
**NOTAS:** **1)** Elaboración propia MIEM-DNE en base a datos del Banco Central del Uruguay (BCU): "Producto Interno Bruto por Industrias, Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme"; www.bcu.gub.uy (01/07/2021). "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005. **2)** Fuente: Banco Central del Uruguay (BCU): "Producto Interno Bruto por Industrias, Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme"; www.bcu.gub.uy (01/07/2021). "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005. Años 2017 a 2020: Elaboración propia MIEM-DNE en base a datos del BCU. **3)** Fuente: Banco Central del Uruguay (BCU): Años 2012-2015: Álvez, M., Bucacos, E., Mateauda, M & Pienika, E. (2021): "Retropolación para series de Cuentas Nacionales Trimestrales. Series de Producto Interno Bruto de Uruguay con frecuencia trimestral para el período 2012-2015". Documento de trabajo, 002-2021. **4)** La intensidad energética se calcula como la energía consumida (en tep) dividido el valor agregado del sector (en M\$ 2005). Para el sector transporte se presentan tres intensidades energéticas, una en base al valor agregado del sector y otras dos en base al PIB global (a precios constantes 2005 y 2016). **5)** S/D: sin datos. BCU no publicó la información para construir este indicador.

### 6.4. Emisiones de CO<sub>2</sub> por PIB y per cápita

La **intensidad de emisiones de CO<sub>2</sub>** se representa como el cociente entre las emisiones de CO<sub>2</sub> y el PIB y se expresa en toneladas de CO<sub>2</sub> por millones de pesos a precios constantes de 2005 (tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005). En el período 1990-2020, este indicador presentó un descenso neto pasando de 12 a 9 tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005 y registró una fuerte variabilidad en toda la serie. Los años con mayores niveles de intensidad de emisiones correspondieron a 1999 y 2008 (15 tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005), mientras que en los últimos siete años se alcanzaron los valores más bajos desde 1997 (8-10 tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005).

A su vez, para ayudar a entender la evolución de este indicador se analizan las series individuales de las emisiones de CO<sub>2</sub> de las actividades de quema de combustibles y del PIB, tomando como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1990.

**FIGURA 40.** Emisiones de CO<sub>2</sub> totales y PIB (a precios constantes 2005).



Las emisiones de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>. Las grandes fluctuaciones que se dieron en las emisiones de CO<sub>2</sub> 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 los años 2006-2008, 2012, en cuanto a baja disponibilidad de energía hidráulica, lo cual se vio reflejado en mayores emisiones de CO<sub>2</sub> 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 seis 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 CO<sub>2</sub> para generación de electricidad. El aumento de energía eólica para la generación eléctrica, determinaron que el impacto en las emisiones para generación eléctrica de un año seco como fue el 2020, sea más moderado. Esta situación estuvo acompañada por un fuerte reducción del PIB por lo cual la intensidad de emisiones por unidad de PIB aumento en el último año, alcanzando los 9 tCO<sub>2</sub>/M\$2005

**2020:**  
**Intensidad de emisiones de CO<sub>2</sub>: 9 tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005**  
**Emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita: 1,8 tCO<sub>2</sub>/hab.**

Por su parte, las **emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita** se representan como el cociente entre las emisiones de CO<sub>2</sub> totales y la población y se expresa en toneladas de CO<sub>2</sub> por habitante (tCO<sub>2</sub>/hab.).

Para el período 1990-2020 se registró un crecimiento neto, 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 1990 se registró el mínimo de emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita (1,2 tCO<sub>2</sub>/hab.), mientras que en 2012 las emisiones alcanzaron sus niveles máximos (2,4 tCO<sub>2</sub>/hab.). En los últimos siete años las emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita se mantuvieron relativamente constantes (1,7-1,8 tCO<sub>2</sub>/hab.).

FIGURA 41. Emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita.

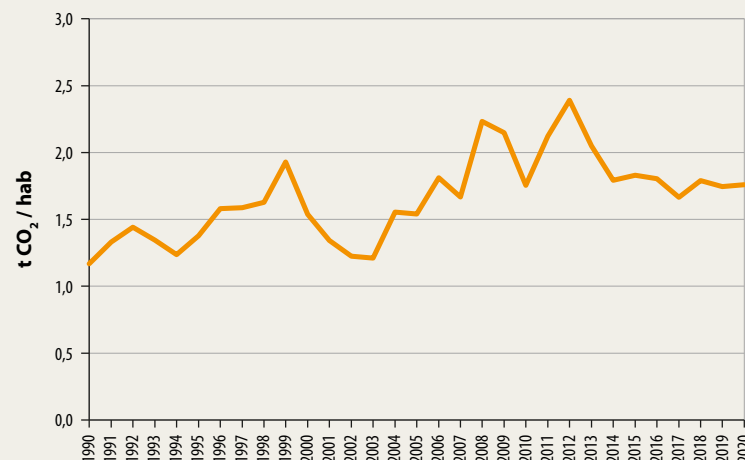


TABLA 22. Emisiones de CO<sub>2</sub> por PIB y per cápita.

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Emisiones CO <sub>2</sub> totales (Gg)	3.630	4.434	5.155	5.160	5.964	7.242	8.191	7.048	6.192	6.342	6.283	5.820	6.277	6.140	<b>6.215</b>
PIB (M\$ 2005) <sup>(1)</sup>	311.082	377.320	421.157	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	692.689	695.999	698.438	<b>657.519</b>
PIB (M\$ 2016) <sup>(2)</sup>							1.548.643	1.629.835	1.698.400	1.698.986	1.726.406	1.754.508	1.762.893	1.769.071	<b>1.665.426</b>
Emisiones CO <sub>2</sub> /PIB (t/M\$ 2005)	<b>11,7</b>	<b>11,8</b>	<b>12,2</b>	<b>12,1</b>	<b>10,5</b>	<b>12,1</b>	<b>13,2</b>	<b>10,9</b>	<b>9,3</b>	<b>9,5</b>	<b>9,2</b>	<b>8,4</b>	<b>9,0</b>	<b>8,8</b>	<b>9,5</b>
Emisiones CO <sub>2</sub> /PIB (t/M\$ 2016)							<b>5,3</b>	<b>4,3</b>	<b>3,6</b>	<b>3,7</b>	<b>3,6</b>	<b>3,3</b>	<b>3,6</b>	<b>3,5</b>	<b>3,7</b>
Población (miles de habitantes) <sup>(3)</sup>	3.106	3.218	3.349,2	3.352,4	3.396,7	3.412,6	3.426,5	3.440,2	3.453,7	3.467,1	3.480,2	3.493,2	3.506,0	3.518,6	<b>3.530,9</b>
Emisiones CO <sub>2</sub> per cápita (t/hab)	<b>1,2</b>	<b>1,4</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,8</b>	<b>2,1</b>	<b>2,4</b>	<b>2,0</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,7</b>	<b>1,8</b>	<b>1,7</b>	<b>1,8</b>

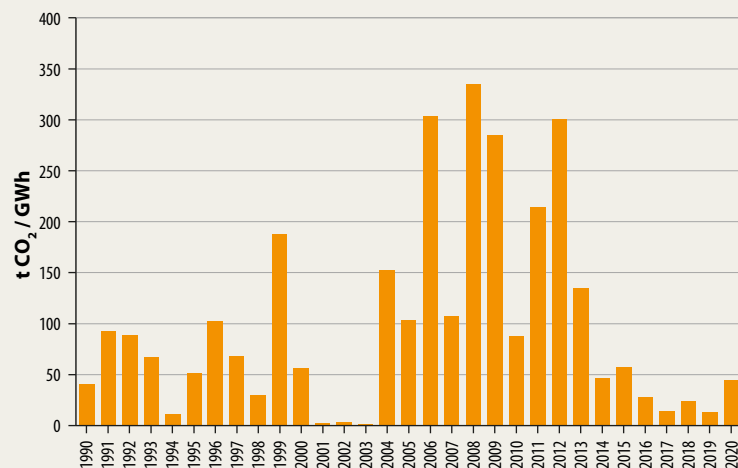
NOTAS: **1)** Fuente: Años 1990-1996: Bonino, Nicolás, Román, Carolina y Willebald, Henry (2012): "PIB y estructura productiva en Uruguay (1870-2011): Revisión de series históricas y discusión metodológica", Serie Documento de Trabajo, 05/12, Instituto de Economía (FCEA-UdelAR) Montevideo. Años 1997-2016: Banco Central del Uruguay (BCU): "Serie anual a precios constantes referencia 2005". www.bcu.gub.uy (01/07/2021). Años 2017-2020: Elaboración propia MIEM-DNE en base a datos del BCU. M\$ 2005 corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005. **2)** Fuente: Banco Central del Uruguay (BCU): Años 2012-2015: Álvez, M., Bucacos, E., Mateauda, M & Pienika, E. (2021): "Retropolación para series de Cuentas Nacionales Trimestrales. Series de Producto Interno Bruto de Uruguay con frecuencia trimestral para el período 2012-2015". Documento de trabajo, 002-2021. Años 2016-2020: "Series del PIB por componentes del gasto en millones de pesos constantes de 2016". www.bcu.gub.uy (01/07/2021). M\$ 2016 corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2016. **3)** Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2013), www.ine.gub.uy (01/07/2021). La población total contabilizada según el censo 2011 fue de 3.286.314 habitantes. No se utiliza este valor en la serie para no generar saltos.



### 6.5. Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del SIN

El **factor de emisión del SIN** representa la cantidad de CO<sub>2</sub> que se genera por GWh de electricidad producida que se entrega a la red de energía eléctrica. Se determina como el cociente entre las emisiones de CO<sub>2</sub> 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.

**FIGURA 42.** Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del SIN.



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, haya permitido el uso de menores cantidades de combustibles fósiles.

El máximo factor de emisión del SIN fue registrado en 2008, con un valor de 335 tCO<sub>2</sub>/GWh, seguido en importancia por los años 2006 (304 tCO<sub>2</sub>/GWh) y 2012 (301 tCO<sub>2</sub>/GWh). Por su parte, los mínimos se dieron entre 2001-2003, con valores menores a 3 tCO<sub>2</sub>/GWh, cuando prácticamente el 100% de la electricidad se generó a partir de energía hidráulica. Para el año 2020, un año seco (similar al 2006), donde la energía eléctrica de origen hidro alcanzo apenas el 30% de la generación total, el factor de emisión del SIN fue de 45 tCO<sub>2</sub>/GWh.

**Factor de emisión del SIN 2020: 45 tCO<sub>2</sub>/GWh.**

**TABLA 23.** Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Interconectado Nacional (SIN) .

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Emisiones de CO <sub>2</sub> por centrales eléctricas servicio público (Gg CO <sub>2</sub> )	298,8	318,2	429,4	795,3	872,6	2.044,7	2.926,5	1.449,1	544,8	700,3	340,8	183,3	316,7	187,1	531,1
Electricidad generada y entregada al SIN (GWh)	7.358	6.236	7.547	7.641	9.903	9.535	9.729	10.729	11.728	12.128	12.274	12.726	12.876	14.406	11.833
<b>Factor de emisión del SIN (t CO<sub>2</sub>/GWh)</b>	<b>41</b>	<b>51</b>	<b>57</b>	<b>104</b>	<b>88</b>	<b>214</b>	<b>301</b>	<b>135</b>	<b>46</b>	<b>58</b>	<b>28</b>	<b>14</b>	<b>25</b>	<b>13</b>	<b>45</b>

**NOTAS:** 1) Las emisiones de CO<sub>2</sub> son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006. 2) SIN: Sistema Interconectado Nacional.

## 6.6. Tasa de electrificación

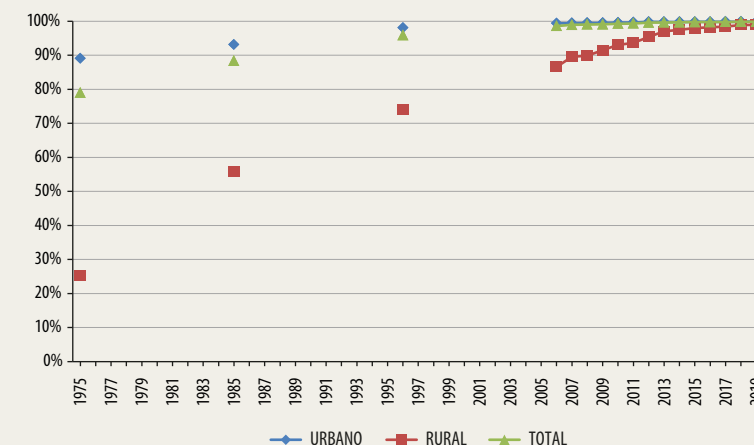
La **tasa de electrificación** expresa el porcentaje de viviendas que disponen de electricidad respecto al total de viviendas ocupadas. Este indicador se elabora para el medio urbano, rural y total país.

La tasa de electrificación total pasó de 79,0% 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. Este valor no se pudo actualizar al 2020, dado que por la pandemia no se levantó la información base en la Encuesta Continua de Hogares, operador estadístico utilizado para calcular este indicador.

La tasa de electrificación total pasó de 79,0% a 99,8% entre 1975 y 2017 y se mantuvo constante hasta 2019.

Visto de otra manera, del total de viviendas ocupadas en 2019 solo el 0,2% 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 2.310 viviendas. La distribución fue de 1.599 viviendas en el medio urbano (0,1%) y 711 en el medio rural (1,1%).

FIGURA 43. Tasa de electrificación.



NOTA: sin datos, el INE no releva información en la ECH 2020.

TABLA 24. Tasa de electrificación.

U: Urbano / R: Rural / T: Total		1975	1985	1996	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Viviendas ocupadas (miles)	U	632,4	719,0	855,2	1.050,2	1.098,6	1.100,6	1.099,2	1.121,7	1.149,3	1.155,3	1.161,6	1.166,6	1.173,0	1.175,0	S/D
	R	117,5	104,1	83,6	67,7	56,2	56,1	56,3	61,5	63,4	63,8	64,1	64,5	63,8	64,8	S/D
	T	<b>749,9</b>	<b>823,1</b>	<b>938,8</b>	<b>1.117,9</b>	<b>1.154,8</b>	<b>1.156,7</b>	<b>1.155,5</b>	<b>1.183,2</b>	<b>1.212,7</b>	<b>1.219,1</b>	<b>1.225,7</b>	<b>1.231,1</b>	<b>1.236,9</b>	<b>1.239,8</b>	S/D
Viviendas ocupadas con electricidad (miles)	U	562,9	669,2	838,1	1.043,3	1.093,9	1.096,4	1.096,8	1.118,9	1.146,7	1.153,1	1.159,4	1.164,8	1.171,0	1.173,4	S/D
	R	29,5	58,0	61,9	58,6	52,3	52,5	53,7	59,7	61,8	62,5	62,9	63,5	63,1	64,0	S/D
	T	<b>592,4</b>	<b>727,2</b>	<b>900,0</b>	<b>1.101,9</b>	<b>1.146,2</b>	<b>1.148,9</b>	<b>1.150,5</b>	<b>1.178,6</b>	<b>1.208,5</b>	<b>1.215,5</b>	<b>1.222,3</b>	<b>1.228,3</b>	<b>1.234,1</b>	<b>1.237,5</b>	S/D
Tasa de electrificación (%)	U	89,0%	93,1%	98,0%	99,3%	99,6%	99,6%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,9%	S/D
	R	25,1%	55,7%	74,0%	86,6%	93,1%	93,6%	95,4%	97,0%	97,5%	97,9%	98,2%	98,4%	98,9%	98,9%	S/D
	T	<b>79,0%</b>	<b>88,3%</b>	<b>95,9%</b>	<b>98,6%</b>	<b>99,3%</b>	<b>99,3%</b>	<b>99,6%</b>	<b>99,6%</b>	<b>99,7%</b>	<b>99,7%</b>	<b>99,7%</b>	<b>99,8%</b>	<b>99,8%</b>	<b>99,8%</b>	S/D

NOTAS: 1) La información de los años 1975, 1985, 1996 y 2011 corresponde a Censos Nacionales de población y vivienda. Para el resto de los años, la información proviene de la Encuesta Continua de Hogares. (Fuente: INE y estimaciones propias de DNE). 2) Los datos del año 1975 corresponden a electrificación de UTE solamente. 3) De 1975 a 1996 se trata de viviendas ocupadas con morador presente. 4) De 2006 en adelante se incluyen grupos electrógenos propios y cargador de baterías (solar, eólicos). 5) S/D: sin datos. INE no releva información en la ECH 2020.

## 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 2005 (tep/ M\$ 2005), mientras que el PIB per cápita se representa en miles de pesos a precios constantes de 2005 por habitante (miles\$ 2005/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 2020 fue de crecimiento económico y disminución de intensidad energética. A lo largo de estos 56 años, se pueden identificar distintos comportamientos asociados a etapas particulares que ha atravesado el país.

En el período 1965-1970, se registró 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 (9,1 tep/M\$ 2005). 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 fue con cierta variación, pero con

una tendencia marcada de descenso de la intensidad energética y de crecimiento del PIB per cápita.

En los años posteriores, se identifica la crisis económica que se produjo en el país a principios de siglo a través de un nuevo retroceso del sendero energético, el cual estuvo marcado 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 evidencia 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 este período.

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, hizo que la demanda energética se dispare. 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.

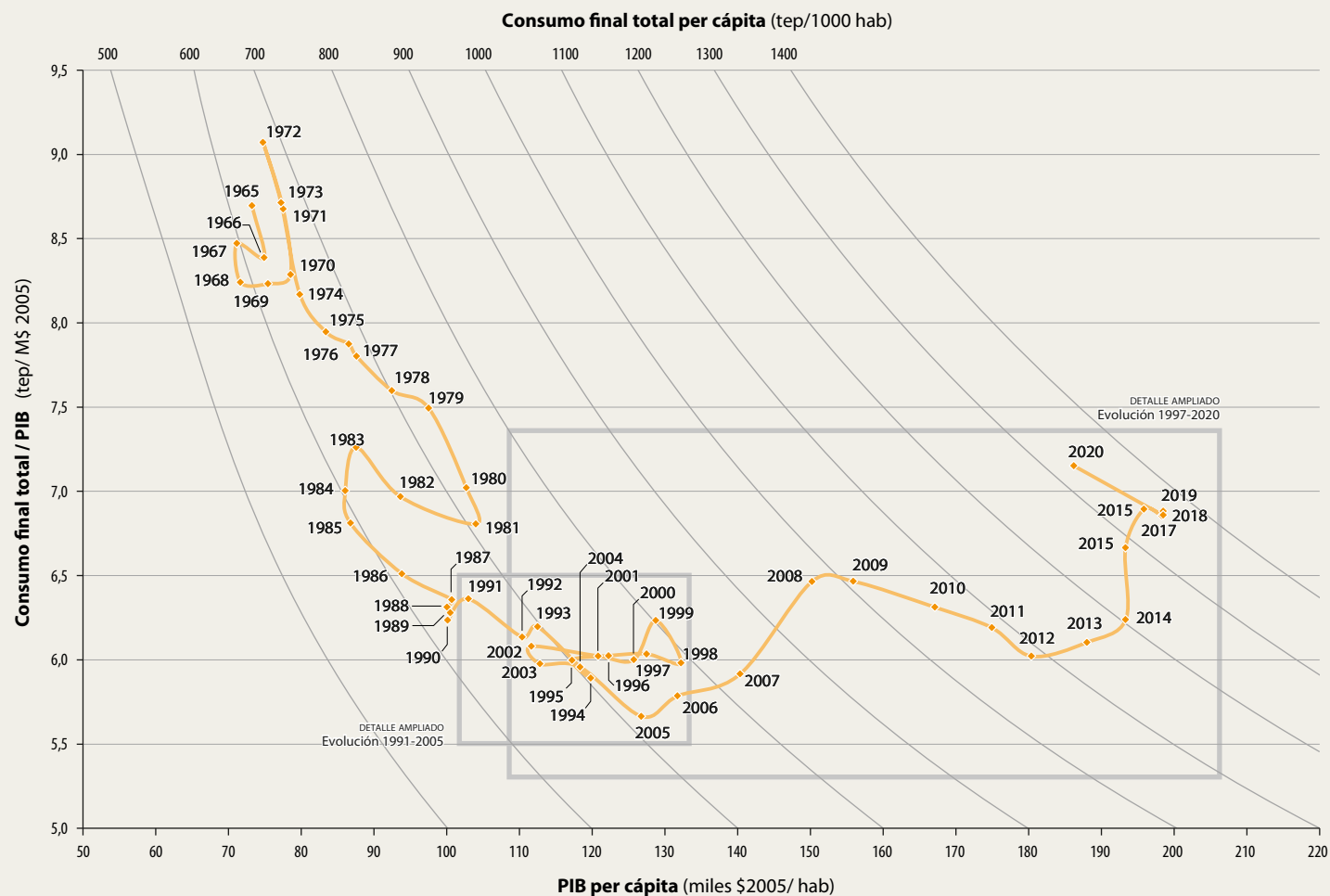
Por su parte, los años 2009-2012 correspondieron a un período en el cual las estructuras económicas y de consumo energético se mantuvieron prácticamente constantes. Por esta

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 observa 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 verifica 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.

FIGURA 44. Sendero energético.

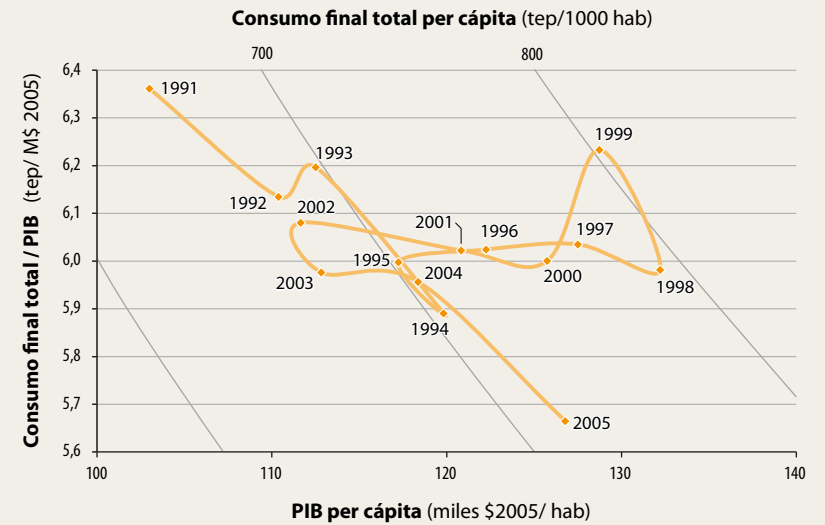


Por su parte, se menciona el período 2016-2019 el cual presentó características similares al 2009-2012 en cuanto a la intensidad energética y el PIB per cápita, pero acompañado por una desaceleración de la economía. En 2020, la situación cambió, y se dio un comportamiento similar al que se describió para el 2002, la economía cayó casi un 6%, esto determina en el sendero que nos movemos hacia la izquierda dado que el PIB per cápita se redujo en un 6% y la intensidad energética creció un 4%.

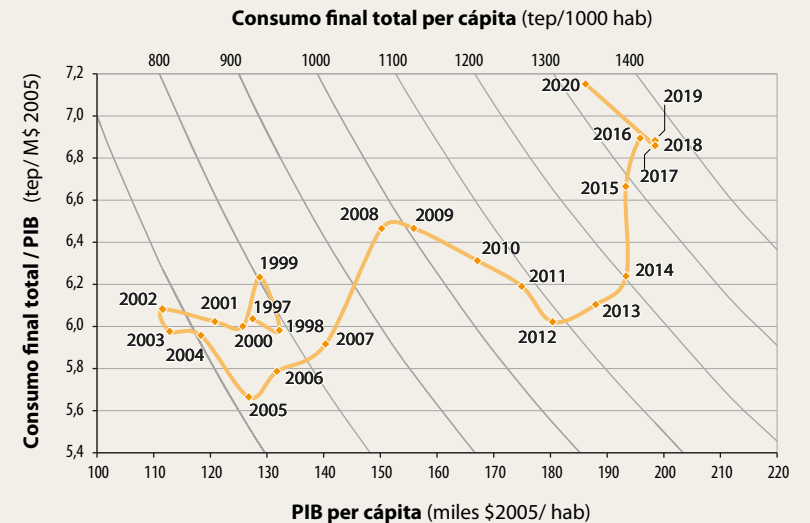
Finalmente, respecto al tercer indicador que está representado en el sendero energético, el mismo ya fue mencionado en apartados anteriores. Es interesante observar su evolución de crecimiento neto en todo el período, que alterna años de aumentos y otros de disminuciones. Desde 1965 y por 40 años, el 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 1.332 tep/1.000 hab. (2020) que prácticamente hizo duplicar su valor en estos últimos 16 años. El máximo consumo per cápita en esta serie se registró en 2018 con 1.366 tep/1.000 hab.

FIGURA 45. Sendero energético / detalles ampliados.

EVOLUCIÓN 1991 - 2005



EVOLUCIÓN 1997 - 2020



## 7. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)<sup>13</sup>

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.

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

Para el año 2015 el país ya contaba con una Política Energética que se comenzó a elaborar en 2005 en diálogo con todos los actores públicos involucrados en el tema energético. Si bien esta política se aprobó en 2008, ya se había comenzado a implementar. Por su parte, en el año 2010 se obtuvo el aval de una Comisión Multipartidaria integrada por representantes de todo el sector político, convirtiéndose 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 contaba 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 reafirma 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 encuentra el ODS 7 “Energía asequible y no contaminante”.

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

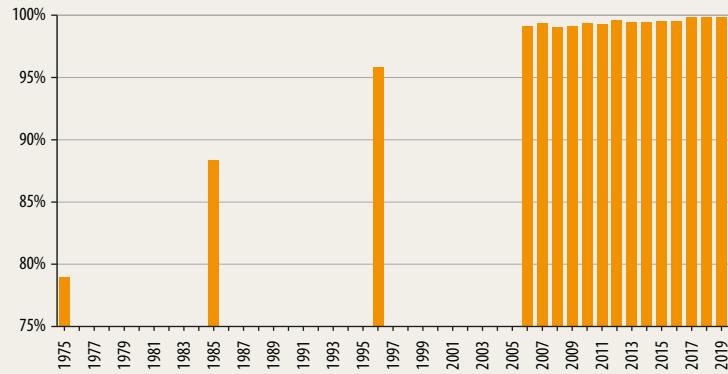
Por más información se puede consultar el “Informe Nacional Voluntario de Uruguay 2018”.



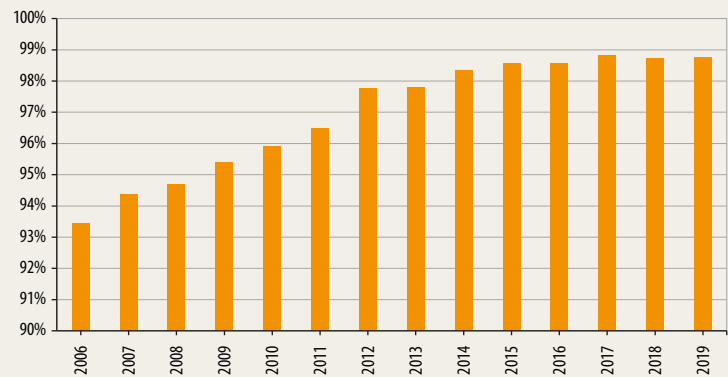
<sup>13</sup>- Datos extraídos de <http://www.ods.gub.uy/> (agosto 2020).

7  
OBJETIVO DE DESARROLLO  
SOSTENIBLE 7 (ODS 7)

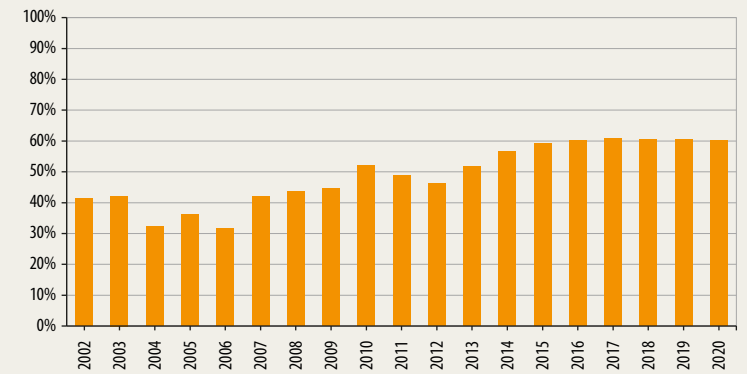
**FIGURA 46.** Proporción de la población con acceso a la electricidad.



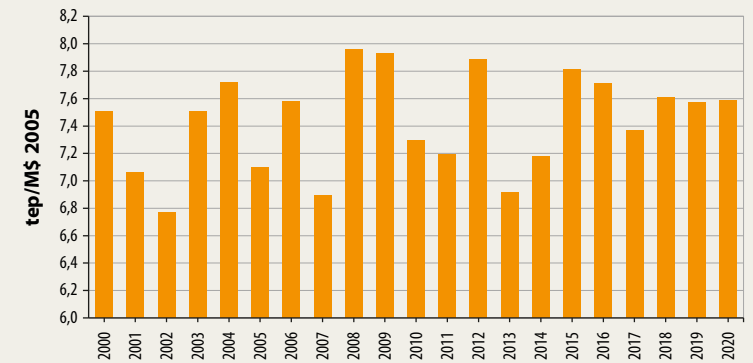
**FIGURA 47.** Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios.



**FIGURA 48.** Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía.



**FIGURA 49.** Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB.



**TABLA 25.** Proporción de la población con acceso a la electricidad <sup>(1)</sup>.

	1975	1985	1996	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 <sup>(2)</sup>
Población total (miles de habitantes) <sup>(2)</sup>	2.829	3.009	3.258	3.358	3.397	3.413	3.426	3.405	3.415	3.467	3.479	3.493	3.507	3.518	S/D
Población con acceso a electricidad (miles de habitantes) <sup>(2)</sup>	2.234	2.658	3.124	3.329	3.375	3.387	3.414	3.386	3.398	3.451	3.464	3.487	3.502	3.513	S/D
<b>Indicador 7.1.1 (%)</b>	<b>79,0%</b>	<b>88,3%</b>	<b>95,9%</b>	<b>99,1%</b>	<b>99,4%</b>	<b>99,3%</b>	<b>99,6%</b>	<b>99,4%</b>	<b>99,5%</b>	<b>99,5%</b>	<b>99,6%</b>	<b>99,8%</b>	<b>99,9%</b>	<b>99,9%</b>	<b>S/D</b>

**NOTA:** 1) Estimación realizada por DNE-MIEM a partir de datos de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) del INE. 2) El INE no relevó la información para 2020 (por pandemia).

**TABLA 26.** Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios <sup>(1)</sup>.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 <sup>(3)</sup>
Población total (miles de habitantes) <sup>(2)</sup>	3.358	3.359	3.363	3.378	3.397	3.413	3.426	3.405	3.415	3.467	3.479	3.493	3.507	3.518	S/D
Población con leña o queroseno como energético principal para cocción y calefacción (miles de habitantes) <sup>(2)</sup>	220	190	178	155	139	120	77	75	57	50	50	42	45	43	S/D
<b>Indicador 7.1.2 (%)</b>	<b>93,4%</b>	<b>94,4%</b>	<b>94,7%</b>	<b>95,4%</b>	<b>95,9%</b>	<b>96,5%</b>	<b>97,8%</b>	<b>97,8%</b>	<b>98,3%</b>	<b>98,6%</b>	<b>98,6%</b>	<b>98,8%</b>	<b>98,7%</b>	<b>98,8%</b>	<b>S/D</b>

**NOTAS:** 1) Estimación realizada por DNE-MIEM a partir de datos de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) del INE. 2) No se consideran combustibles y tecnologías limpias a la leña y el queroseno utilizadas como fuentes principales para cocción y calefacción. 3) El INE no relevó la información para 2020 (por pandemia).

**TABLA 27.** Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía <sup>(1)</sup>.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo final energético (ktep)	2.228	2.201	2.288	2.353	2.505	2.713	3.183	3.331	3.518	3.636	3.652	3.850	4.088	4.387	4.612	4.648	4.669	4.669	<b>4.606</b>
Consumo final energético de fuentes renovables (ktep) <sup>(2)</sup>	918	928	736	854	791	1.141	1.386	1.490	1.838	1.774	1.691	1.996	2.317	2.601	2.781	2.822	2.824	2.830	<b>2.768</b>
<b>Indicador 7.2.1 (%)</b>	<b>41,2%</b>	<b>42,1%</b>	<b>32,2%</b>	<b>36,3%</b>	<b>31,6%</b>	<b>42,0%</b>	<b>43,5%</b>	<b>44,7%</b>	<b>52,2%</b>	<b>48,8%</b>	<b>46,3%</b>	<b>51,9%</b>	<b>56,7%</b>	<b>59,3%</b>	<b>60,3%</b>	<b>60,7%</b>	<b>60,5%</b>	<b>60,6%</b>	<b>60,1%</b>

**NOTA:** 1) Indicador 7.2.1 del ODS7. 2) El consumo de electricidad se clasifica de acuerdo a la matriz de generación eléctrica por fuente.

**TABLA 28.** Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB <sup>(1)</sup>.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energía primaria (ktep)	3.162	2.859	2.529	2.826	3.052	3.016	3.354	3.248	4.022	4.177	4.140	4.291	4.873	4.467	4.788	5.238	5.256	5.152	5.405	5.395	<b>5.402</b>
PIB (M\$ 2005) <sup>(*)</sup>	421.157	404.967	373.655	376.664	395.513	425.018	442.438	471.380	505.207	526.646	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	692.689	695.999	698.438	<b>657.519</b>
<b>Indicador 7.3.1 (tep/M\$ 2005)<sup>(2)</sup></b>	<b>7,51</b>	<b>7,06</b>	<b>6,77</b>	<b>7,50</b>	<b>7,72</b>	<b>7,10</b>	<b>7,58</b>	<b>6,89</b>	<b>7,96</b>	<b>7,93</b>	<b>7,29</b>	<b>7,19</b>	<b>7,88</b>	<b>6,91</b>	<b>7,17</b>	<b>7,82</b>	<b>7,71</b>	<b>7,44</b>	<b>7,77</b>	<b>7,72</b>	<b>8,22</b>

**NOTAS:** (\*) Fuente: Banco Central del Uruguay (BCU): Cuadro\_51a "Producto Interno Bruto por industrias. Serie anual a precios constantes referencia 2005 por empalme". 1) Indicador 7.3.1 del ODS7. 2) "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.



## 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”, o 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 y brea.
- **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. Sin embargo, en la sección “información complementaria” se incluye un cuadro de hidroenergía en el que se considera el equivalente térmico.

- **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 y residuos de la industria maderera.
- **Biomasa para producción de biocombustibles:**  
incluye caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo, etc.
- **Residuos industriales:**  
incluye neumáticos fuera de uso, aceites usados, glicerina y los combustibles líquidos alternativos (CLA).

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 estas 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:

- Se destaca que en la edición 2020 se implementa una mejora en la asignación del consumo de GLP en los diferentes sectores de actividad. Por esta razón, el consumo sectorial de GLP hasta el año 2019, tiene implícito otros criterios de clasificación. Para el caso del consumo de GLP de “resto agro”, en 2019 el mismo 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.
- **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 BEN 2012 inclusive, se denominaba “otros energéticos”. Se menciona que el coque de petróleo calcinado se imputa 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 BEN 2012 se denominaba “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 incluye en “exportación” hasta 2012 y se representa 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 y 2020. 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 presente edición del BEN, se realizaron encuestas al sector minería y a la rama “avícolas” dentro del sector agro.

Por su parte, a partir de 2013 se incluye 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. Tampoco se realiza 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 es 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, queroseno 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, 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 (CIU Rev.4) y alumbrado público.

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

Sector comercial/servicios/sector público	CIU 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
Ferrovionario
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.

- **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 refinería (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, incluida la 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 combustibles de aviación en actividades aero-agrícolas (gasolina de aviación y turbocombustible). El relevamiento se realiza mediante una encuesta anual a empresas del rubro, contándose con datos desde el año 2016. Hasta 2015 dichos consumos están considerados en el sector transporte. En el año 2020 respondieron el 100% de los encuestados, por lo que los datos que se informan son los reales del sector.

En la presente publicación, se continúa con la implementación de mejoras y para el sector agro se logran identificar los consumos de la rama avícolas, separándolos del resto de los subsectores agrícolas. Esta desagregación se aplica desde el año 2019:

Sector agro
Avícolas
Resto agro

Para ello, se realizó una encuesta de consumos energéticos del año 2020 a las avícolas de Uruguay, teniendo una tasa de respuesta del 50% pero representando las mismas el 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.

Por su parte, se implementó una revisión y mejora en la estimación del consumo del resto de los energéticos para los otros subsectores de agro, teniendo en cuenta otras fuentes de información, principalmente datos de las distribuidoras de gas, así como también análisis de distintas publicaciones como por ejemplo, “Estudio de consumos y usos de la energía” del año 2006, e informes y estudios del MGAP, en particular estudios realizados por 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 caso del ganado. De este modo se logra obtener consumos de los energéticos para distintos años. Se profundizó dicho análisis en el consumo de gasoil y gasolina del sector.

**Minería:** en la presente edición de BEN 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. Se obtuvieron los consumos de los diferentes energéticos y se realizaron coeficientes técnicos de consumos/producción de minerales. Con los datos de producción nacional de minerales (aportado por DINAMIGE) se logran obtener resultados nacionales de consumos energéticos para los años 2019 y 2020.

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



**Pesca:** se destaca que las estimaciones obtenidas para la pesca industrial (a partir de datos administrativos de ventas de combustibles) se han contrastado contra los volúmenes declarados en los registros de la Dirección Nacional de Recursos Acuáticos (DINARA) del Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP), a través de un análisis por muestreo de los registros del año 2013. 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 CIU 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).

$$1 \text{ ktep} = 1.000 \text{ tep}$$

$$1 \text{ tep} = 10.000.000 \text{ kcal}$$

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 subtotaes puede no reproducir exactamente el total, por la misma razón.

Finalmente, se menciona 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 aparece 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 pueden adoptar dos criterios: el equivalente teórico y el equivalente térmico. En el primer caso, 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:

- $E_{\text{hidro}}$ :** Producción de hidroenergía (kWh/año)
- $k$ :** Coeficiente para transformación de unidades
- $\beta$ :** Densidad del agua ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )
- $g$ :** Aceleración de la gravedad ( $\text{m}/\text{s}^2$ )
- $t$ :** Tiempo de operación de la central (horas/año)
- $h$ :** Altura media de caída (m); se consideran las cotas diarias
- $Q$ :** Caudal turbinado ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

El otro criterio (criterio del equivalente térmico), evalúa la producción de hidroenergía a partir de la electricidad generada en las centrales hidroeléctricas, teniendo en cuenta la cantidad de hidrocarburos que sería necesaria para producirla en una central térmica convencional. El rendimiento de esta central térmica ficticia se toma igual al rendimiento promedio del parque térmico existente y funcionando en condiciones normales.

En la “matriz resumen general” se utiliza el método de equivalente teórico.

#### 8.4.2. Energía eólica

A partir de 2008 entraron en funcionamiento los primeros parques eólicos del país conectados a la red. Es por esto que la energía eólica se incorpora a la matriz de balance desde ese año. 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 considera 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, son suministrados por UTE.

A partir del BEN 2020, se introduce el concepto de energía eólica no aprovechada por restricciones operativas (RO). Este concepto nace a partir de un decreto, donde se exhorta a UTE el pago por energía a los generadores de energía de fuente eólica que se encuentren en condiciones de generar, pero que debido a una restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Carga no sea despachada.

Se definen como Restricciones Operativas (RO) aquellas reducciones a la generación impuestas por ADME 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 superaría 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 descripto anteriormente.

Se completa la serie 2018-2020 para la energía eólica no aprovechada.

A continuación se indica el link a los documentos sobre los modelos para el cálculo de las RO:

[https://adme.com.uy/imasd/simsee\\_principal/adme\\_windsim.php](https://adme.com.uy/imasd/simsee_principal/adme_windsim.php)

[https://adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_78/ProcedimientoParaGestiondeRestriccionesOperativas\\_v201512091831.pdf](https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_78/ProcedimientoParaGestiondeRestriccionesOperativas_v201512091831.pdf)

[https://adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_324/ModeloCentralGeneradoraEolica.pdf](https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_324/ModeloCentralGeneradoraEolica.pdf)

[https://adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_324/ModeloCentralGeneradoraEolica\\_17\\_12\\_2015\\_ULTIMAVERSION\\_v2.pdf](https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_324/ModeloCentralGeneradoraEolica_17_12_2015_ULTIMAVERSION_v2.pdf)

### 8.4.3. Energía solar

Las estimaciones de energía solar se incorporan al BEN a partir de 2014 e 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.

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/m<sup>2</sup>-año)

$A$ : Área de apertura de colectores/calentadores solares térmicos (m<sup>2</sup>)

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 su parte, se menciona 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 m<sup>2</sup> de colectores solares térmicos, equivalente a 0,3 ktep. Se verifica que la estimación teórica aplicada al sector comercial/servicios/sector público resulta en un valor mayor. Por esta razón, los datos relevados en dichos estudios estadísticos quedan 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 150 kW.**

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

**02. Agentes productores cuya potencia instalada es inferior a 150 kW (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 auto consumida.
- En el caso de los pequeños productores autónomos, con potencias instaladas estimadas menores a 150 kW 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 pe-

queños 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). Este concepto nace a partir de un decreto, donde se exhorta a UTE el pago por energía a los generadores de energía de fuente solar fotovoltaica que se encuentren en condiciones de generar, pero que debido a una restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Carga no sea despachada.

Se definen como Restricciones Operativas (RO) aquellas reducciones a la generación impuestas por ADME 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 superaría 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 solar no aprovechada por cada planta fotovoltaica es suministrado por ADME, de acuerdo a las RO de cada una de ellas, según lo descripto anteriormente.

Se completa la serie 2018-2020 para la energía solar fotovoltaica no aprovechada.

A continuación se indica el link a los documentos sobre los modelos para el cálculo de las RO:

[https://adme.com.uy/imasd/simsee\\_principal/adme\\_windsim.php](https://adme.com.uy/imasd/simsee_principal/adme_windsim.php)

[https://adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_324/ModeloSolarPV.pdf](https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_324/ModeloSolarPV.pdf)

#### 8.4.4. Leña

En el caso de la leña, se considera como producción el total del consumo energético de leña más la leña utilizada en los siguientes centros de transformación: centrales eléctricas de servicio público, centrales eléctricas de autoproducción y carboneras.

Para el sector industrial el consumo de leña se estima en base a encuestas realizadas anualmente por DNE-MIEM. Para el caso en que un año no se realice encuesta industrial, el consumo de leña se estima en base al consumo 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 en base al censo realizado anualmente por DNE-MIEM. Por otra parte, la leña que ingresa a carboneras se estima en base al carbón vegetal no importado, situación que no ocurre desde 2004.

#### 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 se destaca que 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 del MGAP. Con ese criterio, la producción era sensiblemente mayor al consumo de estos energéticos.

A su vez, desde 2008 se incluyen dentro de esta categoría los residuos forestales y de aserradero (chips, aserrín, etc.), que no estaban incluidos en BEN anteriores.

En el caso del sector industrial y de las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción, el consumo de residuos de biomasa se estima en base a 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”.

#### 8.4.6. Biomasa para biocombustibles

La fuente de energía primaria denominada “biomasa para biocombustibles incluye los consumos de energéticos (granos, aceites crudos, jugo de caña, etc.) asociados a la elaboración de biocombustibles. La misma se incorporó en el BEN a partir del año 2010.

Cabe mencionar que estos consumos de biomasa para biocombustibles son tomados como valores estimativos, a los efectos de poder incluir los biocombustibles en la matriz energética. Estos valores diferirán, en cierta medida, de aquellos que puedan ser el resultado de la aplicación de otro tipo de metodología no descrita en este documento.

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

– Ingenio Bella Unión:

Al no disponerse de valores confiables del consumo de azúcares en el jugo de caña discriminado en los consumos efectivos de cada proceso, la cantidad de fuente primaria utilizada para bioetanol se estima 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.).

La estimación de biomasa para la producción de bioetanol a partir de caña de azúcar se realiza a partir de 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 (m<sup>3</sup> 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 considera 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 determina el RT en las unidades adecuadas para su uso en la ecuación anterior.

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

De esta manera, la Ec.1 resulta 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 son 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 considera con similares características que la caña.

– Ingenio Paysandú:

El consumo de fuente primaria para producir bioetanol a partir de granos se estima 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 son proporcionados por el ingenio, mientras que se supone un valor de poder calorífico de 4.000 kcal/kg para el grano (dato de bibliografía). Se procesan los siguientes granos: sorgo, trigo y maíz.

- **Biomasa para la producción de biodiésel:** en el caso de biodiésel, para la estimación de las fuentes primarias, se considera 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 son los siguientes:

- Soja: 2.050 kcal/kg
- Girasol: 5.189 kcal/kg
- Sebo: 9.200 kcal/kg
- Colza: se estima teniendo en cuenta 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 considera 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. Biogás

La electricidad generada desde 2005 con el biogás producido a partir de residuos urbanos, en la planta de Las Rosas (Maldonado) no fue contabilizada dentro del valor correspondiente a la oferta de electricidad hasta el año 2007. A partir de 2008 sí ha estado incluida dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas de servicio público”. 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. En el año 2019 entró en operación un tercer generador de electricidad a base de biogás, producido a partir del tratamiento de efluentes de un tambo. Los tres generadores están incluidos dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas de servicio público”. Se contabiliza al biogás (expresado en metano) como fuente primaria de donde se obtiene dicha electricidad. Son valores muy pequeños con respecto al total (del orden de 0,3 ktep). Esta fuente se contabiliza como residuos de biomasa.

#### 8.4.8. Emisiones de CO<sub>2</sub>

En la publicación del BEN se incluyen las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) 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 CO<sub>2</sub> 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 1990.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> 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 secundarios, así como del consumo propio del sector energético. Se destaca que las emisiones de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> por defecto para la combustión, presentados en el Cuadro 1.4 de las Directrices del IPCC de 2006. Volumen 2: Energía.

Por su parte, desde el BEN 2016 se incorpora la serie de emisiones de CO<sub>2</sub> por fuente desde el año 2006. A partir de BEN 2019, se incluye la serie de emisiones de CO<sub>2</sub> desagregadas por fuente y sector. Esta apertura se realiza para 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”. Para su elaboración se consideran las actividades de oferta que correspondan para cada energético (producción, importación, exportación y búnker internacional).

En el caso de la electricidad, se considera la producción de energía eléctrica de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaico, así como su importación de países vecinos. Cabe mencionar que, de existir importación para tránsito, debe ser descontada de la importación total para el año en cuestión. En la matriz de resultados se incluye la electricidad generada en las centrales eléctricas desagregada por fuente desde el año 2010.

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).



Para la biomasa se consideran la producción de leña, los residuos de biomasa y la biomasa para biocombustibles, así como la importación neta de carbón vegetal. Finalmente, para cuantificar el abastecimiento de carbón y coque se contabiliza la importación de carbón mineral y coque de carbón.

A partir de 2017 se comienza a informar la energía solar térmica en la matriz primaria y se considera su producción junto con la electricidad de origen solar fotovoltaico. Ambas fuentes se agrupan en el término “solar”.

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 29.** Prefijos más comunes para múltiplos y submúltiplos.

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

**TABLA 30.** 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 31. Factores de conversión constantes en la serie histórica.

tep	unidad	valor
Asfaltos	tep/t	0,964
Azufre líquido	tep/m <sup>3</sup>	0,393
Biodiésel	tep/m <sup>3</sup>	0,831
	tep/t	0,950
Bioetanol	tep/m <sup>3</sup>	0,507
	tep/t	0,640
Coque de petróleo	tep/t	0,939
Coque de petróleo importado	tep/t	0,800
Carbón mineral	tep/t	0,700
Carbón vegetal	tep/t	0,750
Cáscara de arroz	tep/t	0,285
Cáscara de girasol	tep/t	0,380
Casullo de cebada	tep/t	0,371
Coque de carbón	tep/t	0,680
Electricidad (equivalente teórico)	tep/MWh	0,086
Gas fuel	tep/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	1,100
Gas natural	tep/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	0,830
Gases olorosos	tep/m <sup>3</sup>	0,240
Leña	tep/t	0,270
Lubricantes	tep/m <sup>3</sup>	0,909
	tep/t	1,010
Metanol	tep/t	0,360

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

TABLA 32. Factores de conversión variables en la serie histórica.

tep	unidad	2016	2017	2018	2019	2020	tep	unidad	2016	2017	2018	2019	2020
Aserrín, chips, res. forestales <sup>(1)</sup>	tep/t	0,222	0,230	0,235	0,276	<b>0,271</b>	Gasoil marino	tep/m <sup>3</sup>	0,887	0,882	0,880	0,880	<b>0,872</b>
Bagazo	tep/t	0,177	0,177	0,177	0,177	<b>0,177</b>		tep/t	1,025	1,016	1,016	1,016	<b>1,019</b>
Biomasa para biodiésel <sup>(1)</sup>	tep/t	0,350	0,316	0,286	0,293	<b>0,302</b>	Gasolina aviación 100/130	tep/m <sup>3</sup>	0,758	0,756	0,755	0,755	<b>0,754</b>
Biomasa para bioetanol <sup>(1)</sup>	tep/t	0,360	0,361	0,356	0,356	<b>0,359</b>	tep/t	1,055	1,055	1,056	1,056	<b>1,056</b>	
Butano desodorizado	tep/m <sup>3</sup>	0,611	0,620	0,612	0,615	<b>0,612</b>	Gasolina premium 97 30S	tep/m <sup>3</sup>	0,803	0,800	0,800	0,794	<b>0,790</b>
	tep/t	1,095	1,096	1,095	1,095	<b>1,095</b>	tep/t	1,043	1,043	1,044	1,045	<b>1,046</b>	
Electricidad (equiv. térmico)	tep/MWh	0,248	0,224	0,264	0,143	<b>0,209</b>	Gasolina súper 95 30S	tep/m <sup>3</sup>	0,792	0,795	0,789	0,785	<b>0,785</b>
	tep/t	1,095	0,955	0,929	0,920	<b>0,919</b>	tep/t	1,046	1,045	1,047	1,048	<b>1,048</b>	
Fueloil calefacción	tep/m <sup>3</sup>	1,095	0,955	0,929	0,920	<b>0,919</b>	Licor negro <sup>(1)</sup>	tep/t	0,302	0,302	0,302	0,302	<b>0,302</b>
	tep/t	1,145	0,973	0,990	0,986	<b>0,989</b>	Petróleo crudo	tep/m <sup>3</sup>	0,905	0,880	0,863	0,856	<b>0,846</b>
Fueloil intermedio <sup>(1)</sup>	tep/m <sup>3</sup>	1,082	0,950	0,943	0,938	<b>0,927</b>	tep/t	1,059	1,017	1,017	1,023	<b>1,026</b>	
	tep/t	1,124	0,976	0,976	0,982	<b>0,988</b>	Propano	tep/m <sup>3</sup>	0,568	0,568	0,567	0,570	<b>0,568</b>
Fueloil pesado	tep/m <sup>3</sup>	1,147	0,960	0,958	0,951	<b>0,940</b>	tep/t	1,099	1,090	1,098	1,098	<b>1,100</b>	
	tep/t	1,168	0,966	0,969	0,972	<b>0,978</b>	Queroseno	tep/m <sup>3</sup>	0,836	0,833	0,830	0,829	<b>0,829</b>
Fueloil zona franca <sup>(3)</sup>	tep/m <sup>3</sup>		0,942	0,940	0,931		tep/t	1,038	1,033	1,034	1,034	<b>1,034</b>	
	tep/t		0,986	0,984	0,988		Solventes <sup>(1)</sup>	tep/m <sup>3</sup>	0,794	0,803	0,799	0,797	<b>0,799</b>
Gasoil 10S	tep/m <sup>3</sup>	0,856	0,857	0,862	0,856	<b>0,848</b>	tep/t	1,044	1,042	1,043	1,044	<b>1,043</b>	
	tep/t	1,026	1,025	1,024	1,026	<b>1,029</b>	Supergás	tep/m <sup>3</sup>	0,601	0,589	0,609	0,615	<b>0,607</b>
Gasoil 50S	tep/m <sup>3</sup>	0,871	0,868	0,868	0,863	<b>0,856</b>	tep/t	1,093	1,091	1,092	1,092	<b>1,092</b>	
	tep/t	1,021	1,021	1,022	1,023	<b>1,026</b>	Turbocombustible jet A1	tep/m <sup>3</sup>	0,844	0,839	0,831	0,829	<b>0,830</b>
							tep/t	1,041	1,032	1,034	1,034	<b>1,034</b>	

NOTA: 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) Fueloil consumido en zona franca, adquirido a través de un proveedor diferente a ANCAP. Factor de conversión estimado por MIEM.

I.3. Factores de emisión de CO<sub>2</sub>TABLA 33. Factores de emisión de CO<sub>2</sub>.

Energético según BEN	Energético asociado según IPCC	FE CO <sub>2</sub> (kg/TJ)
Biodiésel	Biodiésel	70.800
Bioetanol	Biogasolina	70.800
Carbón vegetal	Carbón vegetal	112.000
Coque de carbón	Coque para horno de coque	107.000
Coque de petróleo	Coque de petróleo	97.500
Diésel oil	Gas/diésel oil	74.100
Fueloil	Fuelóleo residual	77.400
Gas fuel	Gas de refinería	57.600
Gas manufacturado	Otros productos del petróleo	73.300
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
Nafta liviana	Nafta	73.300
Propano	Gases licuados de petróleo	63.100
Queroseno	Otro queroseno	71.900
Residuos de biomasa	Otra biomasa sólida primaria	100.000
Residuos industriales	Desechos industriales	143.000
Supergás	Gases licuados de petróleo	63.100
Turbocombustible	Queroseno para motor a reacción	71.500

**NOTAS:** Factor de emisión de CO<sub>2</sub> eficaz (kg/TJ). **FUENTE:** Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Volumen 2: Energía, Cuadro 1.4: "Factores de emisión de CO<sub>2</sub> por defecto para la combustión".

## I.4. Siglas

TABLA 34. Siglas.

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
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 <sub>2</sub>	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 <sub>2</sub>
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 <sup>3</sup>	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 II. Matrices y Diagramas de flujo

### Observaciones generales

1. Se presentan las matrices con sus correspondientes diagramas de flujos para los años: 1965, 1980, 1996, 2001, 2005, 2010, 2015, 2019 y 2020. La serie completa de matrices se encuentra disponible en el sitio web: [www.ben.miem.gub.uy](http://www.ben.miem.gub.uy)

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

$$1 \text{ ktep} = 1.000 \text{ tep}$$

$$1 \text{ tep} = 10.000.000 \text{ kcal}$$

3. A continuación, se detallan algunas aclaraciones para ciertas denominaciones de fuentes primarias y secundarias que se incluyen en las matrices:

- **Carbón mineral:** Incluye antracita, turba, alquitranes de hulla y brea.
- **Gas natural:** Los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).
- **Hidroenergía:** Se considera equivalente teórico.
- **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 y residuos de la industria maderera.

- **Biomasa para producción de biocombustibles:** Incluye caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo, etc.

- **Residuos industriales:** Esta fuente incluye desechos como neumáticos fuera de uso, aceites usados, glicerina y los combustibles líquidos alternativos (CLA), compuestos en su mayoría por hidrocarburos recuperados de aguas de sentina y los residuos de la industria del biodiesel.

- **GLP:** Incluye supergás y propano.

- **Gasolina automotora:** No incluye bioetanol, que se informa de manera separada. Las exportaciones corresponden a isomeratos, reformados y nafta petroquímica.

- **Gasoil:** No incluye biodiésel, que se informa de manera separada.

- **Coque de petróleo:** Incluye coque de petróleo calcinado, sin calcinar y coque de refinería. Hasta BEN 2012 se denominaba “otros energéticos”.

- **No energético:** Incluye solventes, lubricantes, asfaltos y azufre líquido.

- **Coque de carbón:** Corresponde a coque de hulla.

- **Electricidad:** El consumo eléctrico asociado al transporte a partir de 2016 incluye flotas cautivas y particulares.

4. Se adopta un formato de matriz común para todos los años. En algunos casos, existen fuentes energéticas y centros de transformación que no figuran por no corresponder al año particular que se esté informando.

## Observaciones particulares

### AÑO 1965

1. **Gasolina automotora:** Incluye gasolinas automotoras y de aviación.
2. **Queroseno:** Incluye queroseno y turbocombustible.
3. **Gasoil:** Incluye gasoil y diésel oil.
4. **Queroseno, gasoil, fueloil y gas manufacturado:** Los consumos del sector comercial/servicios/sector público se encuentran incluidos en el sector residencial.

### AÑO 2010

5. **Biomasa para biocombustibles, Bioetanol y Biodiésel:** Se comienzan a informar los biocombustibles y la biomasa para su producción.
6. **Residuos de biomasa:** Se agregan fuentes de energía como ser residuos forestales y de aserradero (aserrín, chips, etc.). Se completa la serie desde el año 2008.
7. **Energía eólica:** Se incorpora a la matriz de balance la energía eólica utilizada por los aerogeneradores de gran porte conectados a la red. Se completa la serie desde el año 2008.

### AÑO 2015

8. **Centrales eléctricas de servicio público y de autoproducción:** Se comienza a informar la apertura por tipo de fuente energética. Se completa la serie desde el año 2010, la cual se encuentra disponible en el sitio web: [www.ben.miem.gub.uy](http://www.ben.miem.gub.uy)
9. **Electricidad:** No hubo importación durante 2015. Se registró un intercambio de energía con Argentina, correspondiente a “energía de devolución”.

### AÑO 2019

10. **Electricidad:** En 2019, hubo importación marginal de electricidad desde Brasil en modalidad de “intercambio energético”, definido como energía de devolución sin costo asociado en el marco del convenio de interconexión.
11. **Coque de carbón:** No hubo ni importación ni consumo, por lo cual, la columna de dicho energético permanece oculta en 2019.

### AÑO 2020

12. **Sector agro:** se comienza a informar el sector agro desagregado en “avícolas” y “resto agro”. Se completa la serie desde 2019.
13. **Propano:** Se implementa una mejora en la asignación del consumo de propano en los diferentes sectores de actividad. Por esta razón, el consumo sectorial de GLP hasta el año 2019 tiene implícito otros criterios de clasificación. Para el caso del consumo de GLP de “resto agro”, en 2019 el mismo 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.
14. **Residuos industriales:** Se incluye una nueva fuente de energía primaria denominada “residuos industriales”. Se completa la serie desde 2011.



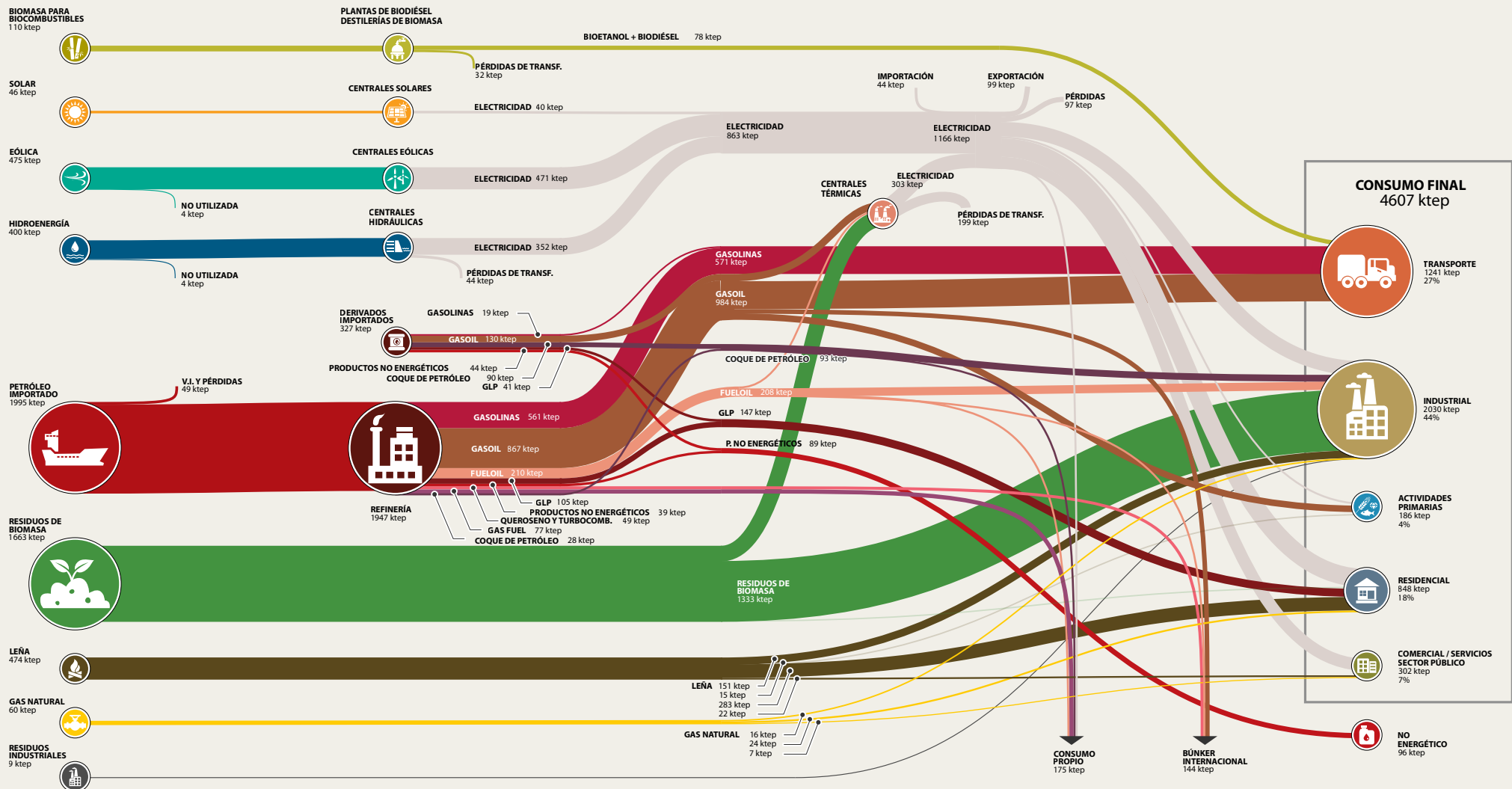
2020  
(ktep)

	▼ Energía primaria										▼ Energía secundaria														TOTAL	PÉRDIDAS TRANSFORMACIÓN	TOTAL			
	PETRÓLEO	CARBÓN MINERAL	GAS NATURAL	HIROENERGÍA	ÉOLICA	SOLAR	LEÑA	RESIDUOS BIOMASA	BIOCOMBUSTIBLES	RESIDUOS INDUSTRIALES	TOTAL	GLP	GASOLINA AUTOMOTRIZ	GASOLINA AVIACION	QUEROSENO	TURBOCOMBUSTIBLE	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	BIETANOL	BIODIESEL	COQUE DE CARBÓN				CARBÓN VEGETAL	ELECTRICIDAD	TOTAL
PRODUCCIÓN				400,1	475,0	45,5	473,5	1.660,9	110,4	9,3	3.174,7	104,9	560,7			43,1	866,7	209,9	28,1	39,2	76,9	39,7	38,3				1.165,9	3.179,2		
IMPORTACIÓN	1.995,4	3,7	59,8					1,8			2.060,7	41,3	17,5	1,8			129,7								0,1	2,6		44,2	371,2	
EXPORTACIÓN												-0,9	-5,9								-0,4							-98,7	-105,9	
BÚNKER INTERNACIONAL																	-43,8	-85,5	-14,4										-143,7	
PÉRDIDAS	-4,6		-0,7								-5,3	-1,3		-0,1			-0,9	-0,1	-0,7		0,0		-0,4	-0,2				-97,1	-100,8	
VARIACIÓN INVENTARIO	-44,0										-44,0	0,8	-2,7	0,0	-0,9	4,1	-12,5	-1,9	-25,0	5,6		1,9	1,1					-29,5		
NO UTILIZADA				-3,8	-4,1	-0,1					-8,0											-4,3							-4,3	
AJUSTES	-0,1		-0,2					0,1			-0,2	-0,2	0,1				-0,1		-0,1				0,1	0,1				-0,2	-0,3	
<b>OFERTA</b>	<b>1.946,7</b>	<b>3,7</b>	<b>58,9</b>	<b>396,3</b>	<b>470,9</b>	<b>45,4</b>	<b>473,5</b>	<b>1.662,8</b>	<b>110,4</b>	<b>9,3</b>	<b>5.177,9</b>	<b>144,6</b>	<b>569,7</b>	<b>1,7</b>	<b>4,9</b>	<b>2,5</b>	<b>898,2</b>	<b>192,9</b>	<b>93,3</b>	<b>88,1</b>	<b>72,6</b>	<b>41,3</b>	<b>39,3</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>	<b>1.014,1</b>	<b>3.165,9</b>			
REFINERÍAS	-1.946,7										-1.946,7	104,9	560,7			5,8	43,1	866,7	209,9	28,1	39,2	76,9						1.935,3	-11,4	
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚB.				-396,3	-469,2	-38,0	-0,8	-138,9			-1.043,2																	1.017,6	847,6	-195,6
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.					-1,7	-1,7	-0,8	-190,8			-195,0		0,0										0,0	-0,1				148,3	147,0	-48,0
DESTILERÍAS DE BIOMASA									-64,4		-64,4												39,7					39,7	-24,7	
PLANTAS DE BIODIESEL									-46,0		-46,0													38,3				38,3	-7,7	
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	<b>-1.946,7</b>			<b>-396,3</b>	<b>-470,9</b>	<b>-39,7</b>	<b>-1,6</b>	<b>-329,7</b>	<b>-110,4</b>		<b>-3.295,3</b>	<b>104,9</b>	<b>560,7</b>		<b>5,8</b>	<b>43,1</b>	<b>722,3</b>	<b>183,1</b>	<b>28,1</b>	<b>39,2</b>	<b>76,9</b>	<b>39,7</b>	<b>38,2</b>				<b>1.165,9</b>	<b>3.007,9</b>	<b>-287,4</b>	
<b>OFERTA BRUTA</b>	<b>1.951,3</b>	<b>3,7</b>	<b>59,6</b>	<b>400,1</b>	<b>475,0</b>	<b>45,5</b>	<b>473,5</b>	<b>1.662,8</b>	<b>110,4</b>	<b>9,3</b>	<b>5.191,2</b>	<b>145,9</b>	<b>569,7</b>	<b>1,8</b>	<b>4,9</b>	<b>3,4</b>	<b>898,3</b>	<b>193,6</b>	<b>93,3</b>	<b>88,1</b>	<b>76,9</b>	<b>41,7</b>	<b>39,5</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>	<b>1.111,2</b>	<b>3.271,0</b>	<b>5.283,0</b>		
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>		<b>3,7</b>	<b>58,9</b>			<b>5,7</b>	<b>471,9</b>	<b>1.333,1</b>		<b>9,3</b>	<b>1.882,6</b>	<b>144,6</b>	<b>569,7</b>	<b>1,7</b>	<b>4,9</b>	<b>2,5</b>	<b>753,8</b>	<b>166,1</b>	<b>93,3</b>	<b>88,1</b>	<b>72,6</b>	<b>41,3</b>	<b>39,2</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>	<b>1.014,1</b>	<b>2.994,6</b>	<b>4.877,2</b>		
CONSUMO PROPIO			11,7			0,1					11,8	1,0	0,1		0,0	0,8	22,2	28,1			72,6	0,0					38,3	163,1	174,9	
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>		<b>3,7</b>	<b>47,2</b>			<b>5,6</b>	<b>471,9</b>	<b>1.333,1</b>		<b>9,3</b>	<b>1.870,8</b>	<b>143,6</b>	<b>569,6</b>	<b>1,7</b>	<b>4,9</b>	<b>2,5</b>	<b>753,0</b>	<b>143,9</b>	<b>65,2</b>	<b>88,1</b>		<b>41,3</b>	<b>39,2</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>	<b>975,8</b>	<b>2.831,5</b>	<b>4.702,3</b>		
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO		3,7									3,7		0,1		1,6				0,9	88,1		1,3	0,1					92,1	95,8	
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>				<b>47,2</b>		<b>5,6</b>	<b>471,9</b>	<b>1.333,1</b>		<b>9,3</b>	<b>1.867,1</b>	<b>143,6</b>	<b>569,5</b>	<b>1,7</b>	<b>3,3</b>	<b>2,5</b>	<b>753,0</b>	<b>143,9</b>	<b>64,3</b>			<b>40,0</b>	<b>39,1</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>	<b>975,8</b>	<b>2.739,4</b>	<b>4.606,5</b>		
<b>RESIDENCIAL</b>			23,8			4,7	283,5	7,6			319,6	118,1	0,3		3,3		4,5	8,0				0,0	0,2		2,6	391,0	528,0	847,6		
MONTEVIDEO			21,7				55,5					54,1			0,9												155,7			
INTERIOR			2,1				228,0	7,6			64,0				2,4												235,3			
<b>COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚB.</b>			7,1			0,8	22,1				30,0	8,3	0,9		0,0		4,0	6,1				0,1	0,2		0,0	252,6	272,2	302,2		
ALUMBRADO PÚBLICO																											20,2			
ADM. PÚBLICA Y DEFENSA							2,1				1,3						0,3	0,8									17,7			
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA							0,1				0,9						0,0	0,1									15,4			
RESTO			7,1				19,9				6,1						3,7	5,2								0,0	199,3			
<b>TRANSPORTE</b>												565,1	1,0			2,0	601,1	0,1				39,7	31,8			0,2	1.241,0	1.241,0		
CARRETERO												565,1					590,6					39,7	31,8			0,2	1.227,4	1.227,4		
FERROVIARIO																	0,2							0,0			0,2	0,2		
AÉREO														1,0		2,0											3,0	3,0		
MARÍTIMO Y FLUVIAL																	10,3	0,1									10,4	10,4		
<b>INDUSTRIAL</b>			16,3			0,1	151,3	1.325,5		9,3	1.502,5	10,3	0,8				15,6	129,4	64,3			0,1	0,8	0,1		306,1	527,5	2.030,0		
FRIGORÍFICOS			0,1				29,9	2,9			0,6						0,4	2,0									29,7			
LÁCTEOS			0,0				33,6				1,2						0,9	15,7									17,8			
MOLINOS			0,0				11,9	29,7			0,6						0,5	0,0									12,4			
OTRAS ALIMENTICIAS			5,3				24,9	37,6			5,2						2,2	2,1									19,9			
BEBIDAS Y TABACO			0,1				10,4	12,7			0,3						0,9	2,5									10,2			
TEXTILES			0,1				5,7				0,0						0,1	0,2									2,4			
CUERO			0,1				4,2	0,0			0,0						0,2	0,0									2,5			
MADERA			0,0				1,7	129,4			0,0						1,9										9,3			
PAPEL Y CELULOSA			1,6				13,0	1.095,9			0,3						1,2	96,8									107,6			
QUÍMICA, CAUCHO Y PLÁSTICO			0,8				15,8	12,5			0,9						1,1	3,8									68,0			
CEMENTO			1,5					4,1		9,3	0,2						1,9	0,9	64,3								6,80			
OTRAS MANUFACTURERAS Y CONSTRUC.			6,7				0,2	0,7			1,0						4,3	5,4						0,1			19,5			
<b>ACTIVIDADES PRIMARIAS</b>							15,0				15,0	6,9	2,4	0,7	0,0	0,5	127,8	0,3				0,2	6,1			25,9	170,8	185,8		
AGRO							15,0				15,0	6,9		0,7		0,5	103,5	0,3					5,6			23,9	141,4	156,4		
AVÍCOLAS							1,3				1,3	4,2														2,4	6,6	7,9		
RESTO AGRO							13,7				13,7	2,7		0,7		0,5	103,5	0,3					5,6			21,5	134,8	148,5		
MINERÍA							0,0				0,0	2,0	0,0		0,0		8,9					0,0	0,5			1,5	10,9	10,9		
PESCA											0,0	2,4					15,4					0,2				0,5	18,5	18,5		
NO IDENTIFICADO											0,0																			

APERTURA SECTORIAL ▼



NOTA:  
Se representan los principales flujos energéticos.



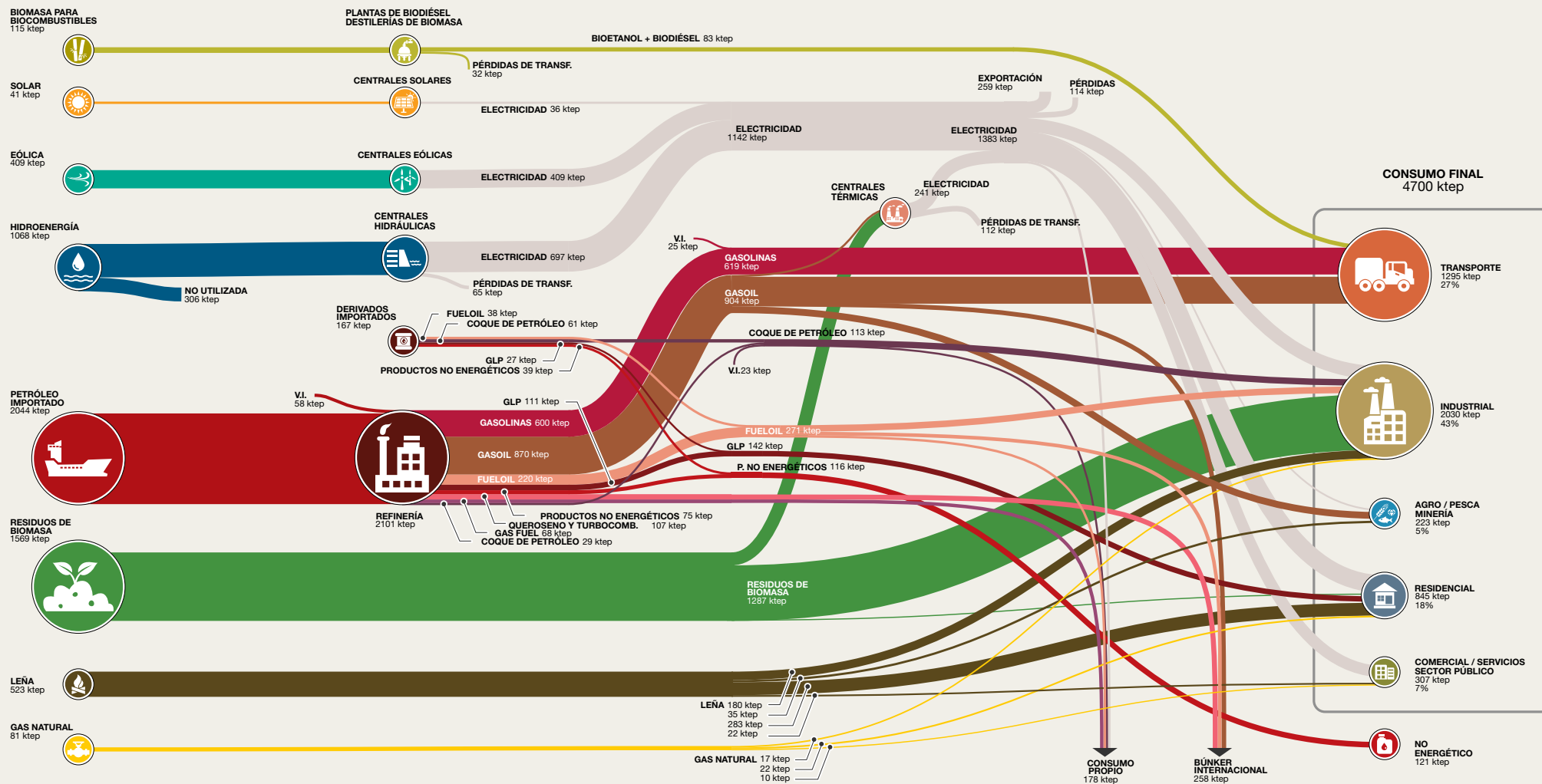
2019  
(ktep)

	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 AUTOMOTRIZ	GASOLINA AVIACION	QUEROSENO	TURBOCOMBUSTIBLE	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	BIETANOL	BIODIESEL				COQUE DE CARBÓN	CARBÓN VEGETAL	ELECTRICIDAD
PRODUCCIÓN				1.068,2	438,4	42,9	502,5	1.569,3	114,6	8,6	<b>3.744,5</b>	111,5	599,9		3,8	103,2	869,6	219,8	29,3	74,9	68,1	41,6	41,5			1.383,8	<b>3.547,0</b>		
IMPORTACIÓN	2.044,1	3,0	80,8					2,0			<b>2.129,9</b>	27,0		1,5				38,5	61,1	38,8				0,1	2,7	0,0	<b>169,7</b>		
EXPORTACIÓN												-0,9	-5,8							-0,5		0,0	-0,3			-258,9	<b>-266,4</b>		
BÚNKER INTERNACIONAL														0,0		-100,4	-90,4	-67,1									<b>-257,9</b>		
PÉRDIDAS	-0,9		-1,2								<b>-2,1</b>	-0,3	-1,9	-0,1		-1,0	0,0	-0,3		-0,4		-0,8	-0,6			-113,7	<b>-119,1</b>		
VARIACIÓN INVENTARIO	57,9							0,2			<b>58,1</b>	3,4	24,8	0,5	1,1	0,6	34,8	12,8	2,8	2,1		-0,9	0,3				<b>82,3</b>		
NO UTILIZADA				-306,2	-29,7	-1,7					<b>-337,6</b>											-4,5					<b>-4,5</b>		
AJUSTES			0,6			0,1		-0,1			<b>0,6</b>		0,1	-0,1		0,1	-0,1		0,1								<b>0,1</b>		
<b>OFERTA</b>	<b>2.101,1</b>	<b>3,0</b>	<b>80,2</b>	<b>762,0</b>	<b>408,7</b>	<b>41,3</b>	<b>502,5</b>	<b>1.571,4</b>	<b>114,6</b>	<b>8,6</b>	<b>5.593,4</b>	<b>140,7</b>	<b>617,1</b>	<b>1,8</b>	<b>4,9</b>	<b>2,5</b>	<b>813,9</b>	<b>203,7</b>	<b>93,3</b>	<b>114,9</b>	<b>63,6</b>	<b>39,9</b>	<b>40,9</b>	<b>0,1</b>	<b>2,7</b>	<b>1.011,2</b>	<b>3.151,2</b>		
REFINERÍAS	-2.101,1										<b>-2.101,1</b>	111,5	599,9		3,8	103,2	869,6	219,8	29,3	74,9	68,1					<b>2.080,1</b>	-21,0		
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚB.			-26,4	-762,0	-407,3	-34,9	-1,0	-98,7			<b>-1.330,3</b>						-30,1	-9,8								1.238,9	<b>1.199,0</b>	-131,3	
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.					-1,4	-1,5	-0,8	-185,3			<b>-189,0</b>		0,0									0,0	0,0			144,9	<b>144,1</b>	-44,9	
DESTILERÍAS DE BIOMASA									-66,6		<b>-66,6</b>											41,6					<b>41,6</b>	-25,0	
PLANTAS DE BIODIESEL									-48,0		<b>-48,0</b>												41,5				<b>41,5</b>	-6,5	
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	<b>-2.101,1</b>	<b>-26,4</b>	<b>-762,0</b>	<b>-408,7</b>	<b>-36,4</b>	<b>-1,8</b>	<b>-284,0</b>	<b>-114,6</b>	<b>-3.735,0</b>	<b>111,5</b>	<b>599,9</b>		<b>3,8</b>	<b>103,2</b>	<b>838,7</b>	<b>210,0</b>	<b>29,3</b>	<b>74,9</b>	<b>68,1</b>	<b>41,6</b>	<b>41,5</b>				<b>1.383,8</b>	<b>3.506,3</b>	<b>-228,7</b>		
<b>OFERTA BRUTA</b>	<b>2.102,0</b>	<b>3,0</b>	<b>81,4</b>	<b>1.068,2</b>	<b>438,4</b>	<b>43,0</b>	<b>502,5</b>	<b>1.571,4</b>	<b>114,6</b>	<b>8,6</b>	<b>5.933,1</b>	<b>141,0</b>	<b>619,0</b>	<b>1,9</b>	<b>4,9</b>	<b>3,5</b>	<b>813,9</b>	<b>204,0</b>	<b>93,3</b>	<b>115,3</b>	<b>68,1</b>	<b>40,7</b>	<b>41,5</b>	<b>0,1</b>	<b>2,7</b>	<b>1.124,9</b>	<b>3.274,8</b>	<b>5.660,9</b>	
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>		<b>3,0</b>	<b>53,8</b>			<b>4,9</b>	<b>500,7</b>	<b>1.287,4</b>		<b>8,6</b>	<b>1.858,4</b>	<b>140,7</b>	<b>617,1</b>	<b>1,8</b>	<b>4,9</b>	<b>2,5</b>	<b>783,0</b>	<b>193,9</b>	<b>93,3</b>	<b>114,9</b>	<b>63,6</b>	<b>39,9</b>	<b>40,9</b>	<b>0,1</b>	<b>2,7</b>	<b>1.011,2</b>	<b>3.110,5</b>	<b>4.968,9</b>	
CONSUMO PROPIO			4,1			0,1					<b>4,2</b>		0,1		0,0	4,0	39,6	29,3			63,6	0,0				37,5	<b>174,1</b>	<b>178,3</b>	
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>		<b>3,0</b>	<b>49,7</b>			<b>4,8</b>	<b>500,7</b>	<b>1.287,4</b>		<b>8,6</b>	<b>1.854,2</b>	<b>140,7</b>	<b>617,0</b>	<b>1,8</b>	<b>4,9</b>	<b>2,5</b>	<b>779,0</b>	<b>154,3</b>	<b>64,0</b>	<b>114,9</b>		<b>39,9</b>	<b>40,9</b>	<b>0,1</b>	<b>2,7</b>	<b>973,7</b>	<b>2.936,4</b>	<b>4.790,6</b>	
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO		3,0									<b>3,0</b>		0,1		1,6				1,1	114,9		0,3	0,2			<b>118,2</b>	<b>121,2</b>		
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>			49,7			4,8	500,7	1.287,4		8,6	<b>1.851,2</b>	140,7	616,9	1,8	3,3	2,5	779,0	154,3	62,9		39,6	40,7	0,1	2,7	973,7	<b>2.818,2</b>	<b>4.669,4</b>		
<b>RESIDENCIAL</b>			22,2			4,0	283,5	7,6			<b>317,3</b>	109,4	0,4		3,2		4,6	9,7			0,0	0,2		2,7	377,4	<b>507,6</b>	<b>824,9</b>		
MONTEVIDEO			20,2				55,5					50,1			0,9											152,9			
INTERIOR			2,0				228,0	7,6				59,3			2,3											224,5			
<b>COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚB.</b>			10,0			0,7	22,1				<b>32,8</b>	7,2	1,1		0,1		4,9	8,9				0,1	0,3		0,0	261,0	<b>283,6</b>	<b>316,4</b>	
ALUMBRADO PÚBLICO																											21,0		
ADM. PÚBLICA Y DEFENSA							2,1					0,9					0,9	1,3								18,3			
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA							0,1					0,0					0,0	0,1								10,5			
RESTO			10,0				19,9					6,3					4,0	7,5								0,0	211,2		
<b>TRANSPORTE</b>													612,7	1,0		2,1	628,2					39,4	33,4			0,1	<b>1.316,9</b>	<b>1.316,9</b>	
CARRETERO													612,7				615,4					39,4	33,4			0,1	<b>1.301,0</b>	<b>1.301,0</b>	
FERROVIARIO																	0,7						0,0				<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	
AÉREO														1,0		2,1											<b>3,1</b>	<b>3,1</b>	
MARÍTIMO Y FLUVIAL																	12,1										<b>12,1</b>	<b>12,1</b>	
<b>INDUSTRIAL</b>			17,5			0,1	180,1	1.279,8		8,6	<b>1.486,1</b>	15,9	0,5				16,5	135,5	62,9			0,0	0,9	0,1	311,5	<b>543,8</b>	<b>2.029,9</b>		
FRIGORÍFICOS			0,2				39,1	5,1				0,7					1,3	3,5								28,3			
LÁCTEOS			0,0				20,9					2,9					0,2	17,0								14,4			
MOLINOS			0,0				16,9	30,8				0,4					0,7									10,0			
OTRAS ALIMENTICIAS			5,7				28,4	26,3				4,9					3,6	1,6								20,2			
BEBIDAS Y TABACO			0,1				11,9	12,5				1,6					0,3	0,6								11,1			
TEXTILES			0,1				9,8					0,0					0,3	0,5								2,7			
CUERO			0,6				8,9					0,0					0,3	0,2								3,7			
MADERA			0,0				2,2	116,1				0,5					2,7									14,8			
PAPEL Y CELULOSA			2,1				16,2	1.076,8				0,3					1,2	100,0								105,0			
QUÍMICA, CAUCHO Y PLÁSTICO			0,9				22,6	9,5				1,9					1,0	3,6								71,8			
CEMENTO			1,7				2,1	2,7		8,6		0,2					1,2	0,7	62,9							10,40			
OTRAS MANUFACTURERAS Y CONSTRUC.			6,1				1,1	0,0				2,5					3,7	7,8						0,1		19,1			
<b>ACTIVIDADES PRIMARIAS</b>							15,0				<b>15,0</b>	8,2	2,2	0,8	0,0	0,4	124,8	0,2				0,1	5,9		23,7	<b>166,3</b>	<b>181,3</b>		
AGRO							15,0				<b>15,0</b>	8,2	0,8	0,8	0,0	0,4	103,5	0,2					5,6		21,7	<b>140,4</b>	<b>155,4</b>		
AVÍCOLAS							1,3				<b>1,3</b>	4,2													2,9	<b>7,1</b>	<b>8,4</b>		
RESTO AGRO							13,7				<b>13,7</b>	4,0	0,8	0,8	0,4	103,5	0,2						5,6		18,8	<b>133,3</b>	<b>147,0</b>		
MINERÍA							0,0				<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	0,0		5,5					0,0	0,3		1,5	<b>7,3</b>	<b>7,3</b>		
PESCA													2,2				15,8						0,1			0,5	<b>18,6</b>	<b>18,6</b>	
NO IDENTIFICADO																													

APERTURA SECTORIAL

**NOTAS:**

- 1) Se representan los principales flujos energéticos.
- 2) Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.

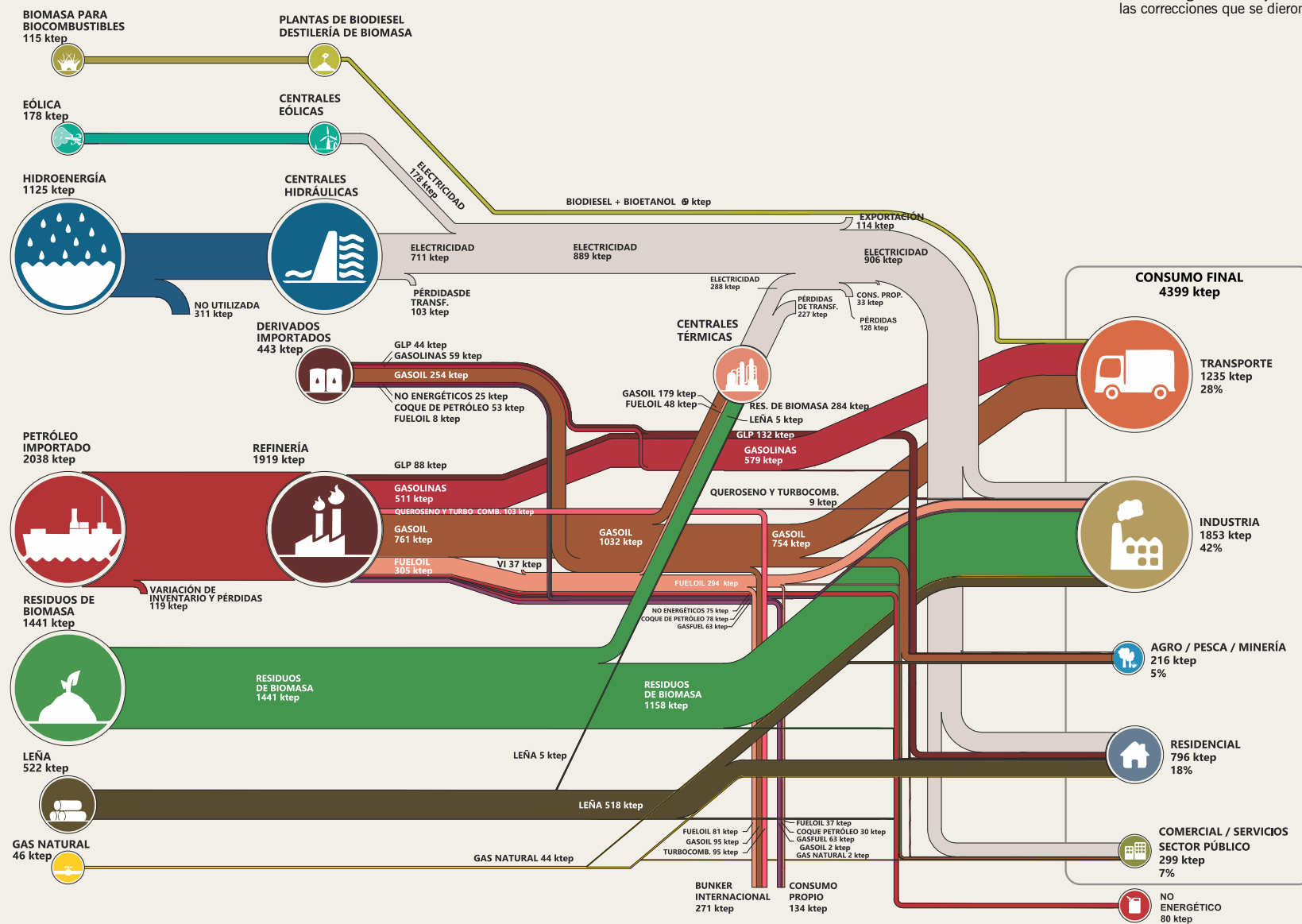


2015  
(ktep)

	▼ 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 AUTOMOTRIZ	GASOLINA AVIACIÓN	QUEROSENO	TURBOCOMBUSTIBLE	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	BIETANOL	BIODIÉSEL				COQUE DE CARBÓN	CARBÓN VEGETAL	ELECTRICIDAD
PRODUCCIÓN				1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	6,0	3.394,3	87,6	492,9		6,1	97,3	760,7	304,6	29,9	50,8	67,3	36,2	47,8			1.180,9	3.162,1		
IMPORTACIÓN	2.037,6	2,3	45,8								2.085,7	43,7	55,9	3,0			254,0	8,1	53,2	24,5				0,1	1,5	0,2	444,2		
EXPORTACIÓN																				-0,2		-0,1	-0,1			-113,6	-114,0		
BÚNKER INTERNACIONAL																												-272,0	
PÉRDIDAS	-1,5		0,0								-1,5	-1,0	-0,2	-0,1	-0,2	-0,3	-4,1	-7,0		-0,2		-0,6				-128,1	-141,8		
VARIACIÓN INVENTARIO	-117,5										-117,5	0,5	9,4	-0,4	0,2	0,9	17,3	36,9	-5,6	0,4		-4,6	0,0				55,0		
NO UTILIZADA				-310,6							-310,6										-4,1							-4,1	
AJUSTES	0,1		-0,1									0,1	0,2	0,1		0,1	0,1					0,1	0,1			-0,1	0,7		
OFERTA	1.918,7	2,3	45,7	814,0	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	6,0	5.050,4	130,9	558,2	2,5	6,1	2,7	932,7	261,3	77,5	75,3	63,2	31,0	47,8	0,1	1,5	939,3	3.130,1		
REFINERÍAS	-1.918,7										-1.918,7	87,6	492,9		6,1	97,3	760,7	304,6	29,9	50,8	67,3						1.897,2	-21,5	
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚB.			0,0	-814,0	-177,0	-4,0	-2,7	-107,3			-1.105,0						-178,3	-45,4									1.043,0	819,3	-285,7
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.					-0,6	-0,2	-2,1	-176,5			-179,4													0,0			137,9	135,2	-44,2
DESTILERÍAS DE BIOMASA									-55,1		-55,1											36,2					36,2	-18,9	
PLANTAS DE BIODIÉSEL									-60,2		-60,2												47,8				47,8	-12,4	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.918,7		0,0	-814,0	-177,6	-4,2	-4,8	-283,8	-115,3		-3.318,4	87,6	492,9		6,1	97,3	581,8	257,1	29,9	50,8	67,3	36,2	47,8			1.180,9	2.935,7	-382,7	
OFERTA BRUTA	1.920,2	2,3	45,7	1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	6,0	5.362,5	131,9	558,4	2,6	6,3	3,0	936,8	268,3	77,5	75,5	67,3	31,6	47,8	0,1	1,5	1.067,4	3.276,0	5.476,4	
CONSUMO NETO TOTAL		2,3	45,7			2,9	517,5	1.157,6		6,0	1.732,0	130,9	558,2	2,5	6,1	2,7	753,8	213,8	77,5	75,3	63,2	31,0	47,8	0,1	1,5	939,3	2.903,7	4.635,7	
CONSUMO PROPIO			2,0			0,1					2,1	0,8	0,1			1,9	37,3	29,9	0,0	63,2						33,1	166,3	168,4	
CONSUMO FINAL TOTAL		2,3	43,7			2,8	517,5	1.157,6		6,0	1.729,9	130,1	558,1	2,5	6,1	2,7	751,9	176,5	47,6	75,3		31,0	47,8	0,1	1,5	906,2	2.737,4	4.467,3	
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO		2,3									2,3		0,1		1,7		0,7	0,6	75,3							78,4	80,7		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			43,7			2,8	517,5	1.157,6		6,0	1.727,6	130,1	558,0	2,5	4,4	2,7	751,9	175,8	47,0			31,0	47,8	0,1	1,5	906,2	2.659,0	4.386,6	
RESIDENCIAL			21,2			2,4	283,5	7,6			314,7	101,6	0,3		4,3		4,5	12,0				0,0	0,3		1,5	357,0	481,5	796,2	
MONTEVIDEO			19,2				55,5					46,6			1,3												148,7		
INTERIOR			2,0				228,0	7,6				55,0			3,0												208,3		
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚB.		10,8				0,4	22,1				33,3	5,8	0,9		0,1		5,8	6,6				0,0	0,4		0,0	246,3	265,9	299,2	
ALUMBRADO PÚBLICO																											21,9		
ADM. PÚBLICA Y DEFENSA							2,1					0,7					1,7	1,4									17,2		
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA							0,1					0,0					0,0	0,1									8,6		
RESTO		10,8					19,9					5,1					4,1	5,1							0,0	198,6			
TRANSPORTE													550,7	2,5		2,7	590,8	0,8				30,8	38,1				1.216,4	1.216,4	
CARRETERO												550,7					573,0					30,8	38,0				1.192,5	1.192,5	
FERROVIARIO																	1,7							0,1				1,8	1,8
AÉREO														2,5		2,7												5,2	5,2
MARÍTIMO Y FLUVIAL																	16,1	0,8									16,9	16,9	
INDUSTRIAL			11,7			0,0	176,9	1.150,0		6,0	1.344,6	17,3	0,3			14,9	154,8	47,0				0,0	1,0	0,1		279,5	514,9	1.859,5	
FRIGORÍFICOS			0,2				42,0	1,4				0,7				0,7	5,7										23,8		
LÁCTEOS			0,9				24,6					0,9				0,4	17,2										13,9		
MOLINOS			0,0				17,4	33,8				0,4				0,3											9,3		
OTRAS ALIMENTICIAS			4,7				27,3	40,4				5,7				2,4	2,3										18,3		
BEBIDAS Y TABACO			0,1				16,3	4,4				0,6				0,3	3,8										8,9		
TEXTILES			0,2				4,6					0,1				0,2	1,5										3,5		
CUERO			0,6				7,1					0,0				0,2	0,7										3,8		
MADERA			0,0				0,4	84,1				0,2				1,2											8,5		
PAPEL Y CELULOSA			1,0				26,7	979,6				2,6				1,6	90,9										94,6		
QUÍMICA, CAUCHO Y PLÁSTICO			1,1				4,4	0,0				0,9				0,7	6,4										66,9		
CEMENTO			2,5				5,0	4,9		6,0		0,0				1,3	19,0	47,0									9,90		
OTRAS MANUFACTURERAS Y CONSTRUC.			0,4				1,1	1,4				5,2				5,6	7,3						0,1				18,1		
ACTIVIDADES PRIMARIAS						35,0					35,0	5,4	5,8			135,9	1,6					0,2	8,0			23,4	180,3	215,3	
AGRO						35,0					35,0	5,2	3,6			110,5	0,7					0,1	7,3			17,8	145,2	180,2	
AVÍCOLAS																													
RESTO AGRO																													
MINERÍA												0,2	0,1				11,2					0,0	0,7			5,1	17,3	17,3	
PESCA													2,1				14,2	0,9				0,1				0,5	17,8	17,8	
NO IDENTIFICADO																													

APERTURA SECTORIAL ▼





**NOTAS:**

- 1) Se representan los principales flujos energéticos.
- 2) Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.

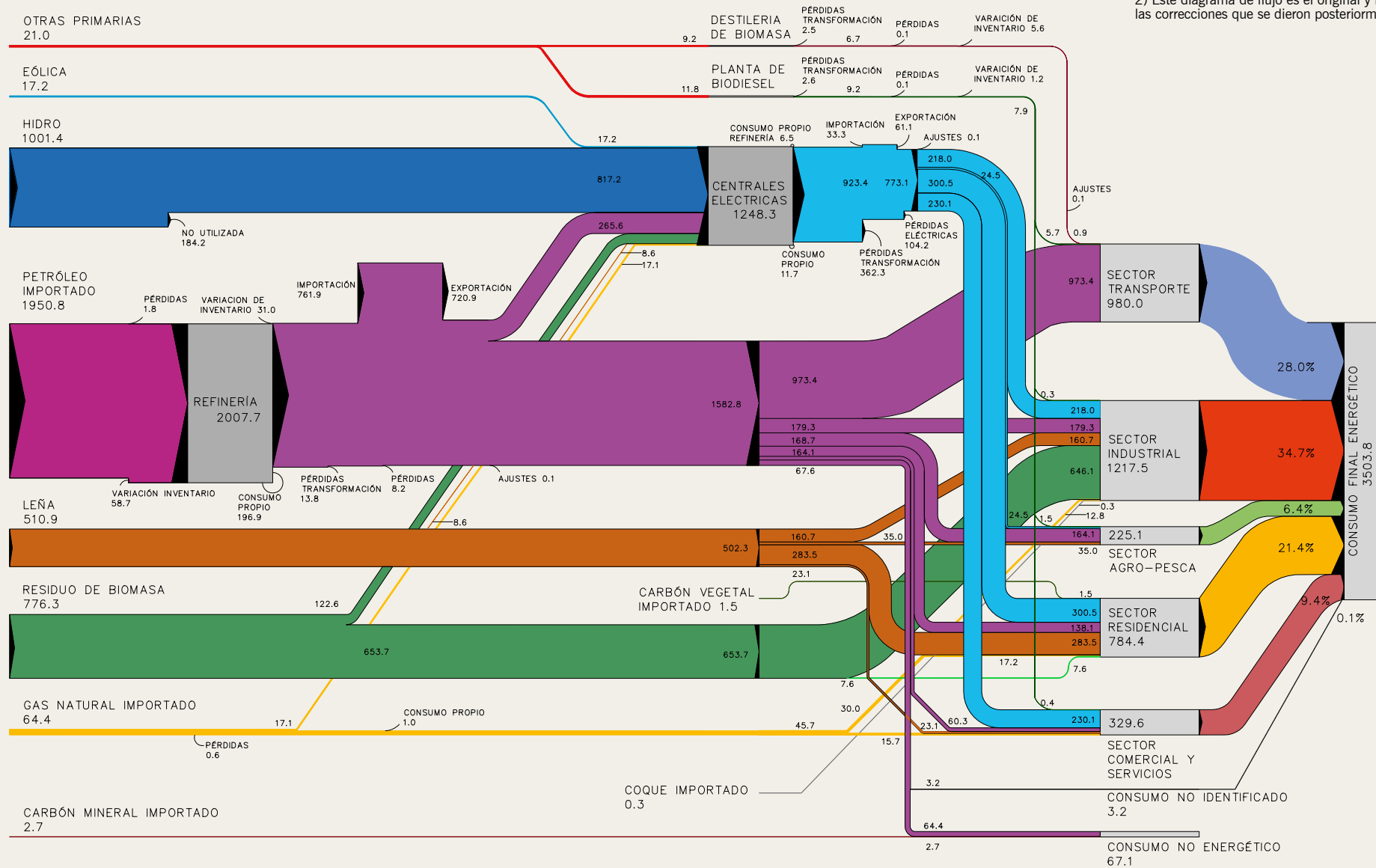
2010  
(ktep)

	▼ Energía primaria								▼ Energía secundaria														TOTAL	PÉRDIDAS TRANSFORMACIÓN	TOTAL			
	PETRÓLEO	CARBÓN MINERAL	GAS NATURAL	HIROENERGÍA	EÓLICA	LEÑA	RESIDUOS BIOMASA	BIOCOMBUSTIBLES	TOTAL	GLP	GASOLINA AUTOMOTRIZ	GASOLINA AVIACIÓN	QUEROSENO	TURBOCOMBUSTIBLE	DIÉSEL OIL	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	BIOETANOL	BIODIÉSEL				COQUE DE CARBÓN	CARBÓN VEGETAL	ELECTRICIDAD
PRODUCCIÓN				1.001,4	6,0	531,3	766,7	20,8	<b>2.326,2</b>	77,1	447,3		8,6	76,4	5,3	713,9	448,7	22,8	41,9	58,1	6,7	9,2				923,0	<b>2.839,0</b>	
IMPORTACIÓN	1.950,9	1,3	64,4						<b>2.016,6</b>	59,5	122,1	3,8		4,2	326,5	177,6	48,6	19,5					0,3	1,5		33,3	<b>796,9</b>	
EXPORTACIÓN										-8,5	-188,9	-0,2		-76,6	-1,8	-111,2	-333,6		-0,1							-61,1	<b>-782,0</b>	
PÉRDIDAS	-1,8		-0,6						<b>-2,4</b>	-2,4	-1,3	-0,1	-0,1			-0,5	-0,5		-3,3		-0,1	-0,1				-104,2	<b>-112,6</b>	
VARIACIÓN INVENTARIO	-43,7								<b>-43,7</b>	-1,5	17,0	-0,9	-0,4	-2,3	-2,1	7,2	25,3	-16,0	4,7		-5,6	-1,2					<b>24,2</b>	
NO UTILIZADA				-184,2					<b>-184,2</b>																			
AJUSTES																			0,1		-0,1					-0,1	<b>-0,1</b>	
<b>OFERTA</b>	<b>1.905,4</b>	<b>1,3</b>	<b>63,8</b>	<b>817,2</b>	<b>6,0</b>	<b>531,3</b>	<b>766,7</b>	<b>20,8</b>	<b>4.112,5</b>	124,2	396,2	2,6	8,1	1,7	1,4	935,9	317,5	55,4	62,8	58,1	0,9	7,9	0,3	1,5	790,9	<b>2.765,4</b>		
REFINERÍAS	-1.905,4								<b>-1.905,4</b>	77,1	447,3		8,6	76,4	5,3	713,9	448,7	22,8	41,9	58,1						<b>1.900,1</b>	-5,3	
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚBL.			-16,9	-817,2	-6,0	-7,0	-30,7		<b>-877,8</b>							-119,2	-142,9									851,7	<b>589,6</b>	-288,2
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.			-0,2			-1,6	-90,4		<b>-92,2</b>							-0,5	-0,4						0,0			71,3	<b>70,4</b>	-21,8
DESTILERÍAS DE BIOMASA								-9,0	<b>-9,0</b>												6,7					6,7	<b>6,7</b>	-2,3
PLANTAS DE BIODIÉSEL								-11,8	<b>-11,8</b>													9,2				9,2	<b>9,2</b>	-2,6
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	<b>-1.905,4</b>		<b>-17,1</b>	<b>-817,2</b>	<b>-6,0</b>	<b>-8,6</b>	<b>-121,1</b>	<b>-20,8</b>	<b>-2.896,2</b>	77,1	447,3		8,6	76,4	5,3	594,2	305,4	22,8	41,9	58,1	6,7	9,2			923,0	<b>2.576,0</b>	-320,2	
<b>OFERTA BRUTA</b>	<b>1.907,2</b>	<b>1,3</b>	<b>64,4</b>	<b>1.001,4</b>	<b>6,0</b>	<b>531,3</b>	<b>766,7</b>	<b>20,8</b>	<b>4.299,1</b>	126,6	397,5	2,7	8,2	1,7	1,4	936,4	318,0	55,4	66,1	58,1	1,0	8,0	0,3	1,5	895,1	<b>2.878,0</b>	<b>4.338,1</b>	
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>		<b>1,3</b>	<b>46,7</b>			<b>522,7</b>	<b>645,6</b>		<b>1.216,3</b>	124,2	396,2	2,6	8,1	1,7	1,4	816,2	174,2	55,4	62,8	58,1	0,9	7,9	0,3	1,5	790,9	<b>2.502,4</b>	<b>3.718,7</b>	
CONSUMO PROPIO			1,0						<b>1,0</b>		0,1				0,7	34,3	22,8		58,1						18,2	<b>134,2</b>	<b>135,2</b>	
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>		<b>1,3</b>	<b>45,7</b>			<b>522,7</b>	<b>645,6</b>		<b>1.215,3</b>	124,2	396,1	2,6	8,1	1,7	1,4	815,5	139,9	32,6	62,8		0,9	7,9	0,3	1,5	772,7	<b>2.368,2</b>	<b>3.583,5</b>	
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO		<b>1,3</b>							<b>1,3</b>		0,2		1,3					0,1	62,8								<b>64,4</b>	<b>65,7</b>
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>			<b>45,7</b>			<b>522,7</b>	<b>645,6</b>		<b>1.214,0</b>	124,2	395,9	2,6	6,8	1,7	1,4	815,5	139,9	32,5			0,9	7,9	0,3	1,5	772,7	<b>2.303,8</b>	<b>3.517,8</b>	
RESIDENCIAL			17,2			283,5	7,6		<b>308,3</b>	105,7	0,2		6,7		0,6	4,9	27,3			0,0	0,0			1,5	300,5	<b>447,4</b>	<b>755,7</b>	
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBL.			15,7			23,1			<b>38,8</b>	5,7	0,6		0,1		0,2	8,3	7,7			0,0	0,1				230,1	<b>252,8</b>	<b>291,6</b>	
TRANSPORTE										389,6	2,6			1,7	0,5	629,8	0,9			0,9	6,3					<b>1.032,3</b>	<b>1.032,3</b>	
INDUSTRIAL			12,8			181,1	638,0		<b>831,9</b>	12,8	0,3				0,1	14,9	103,1	32,5		0,0	0,2	0,3			217,6	<b>381,8</b>	<b>1.213,7</b>	
ACTIVIDADES PRIMARIAS					35,0				<b>35,0</b>		5,2					157,6	0,9			0,0	1,3				24,5	<b>189,5</b>	<b>224,5</b>	
NO IDENTIFICADO										0,0										0,0						<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	

SECTORES ▼

**NOTAS:**

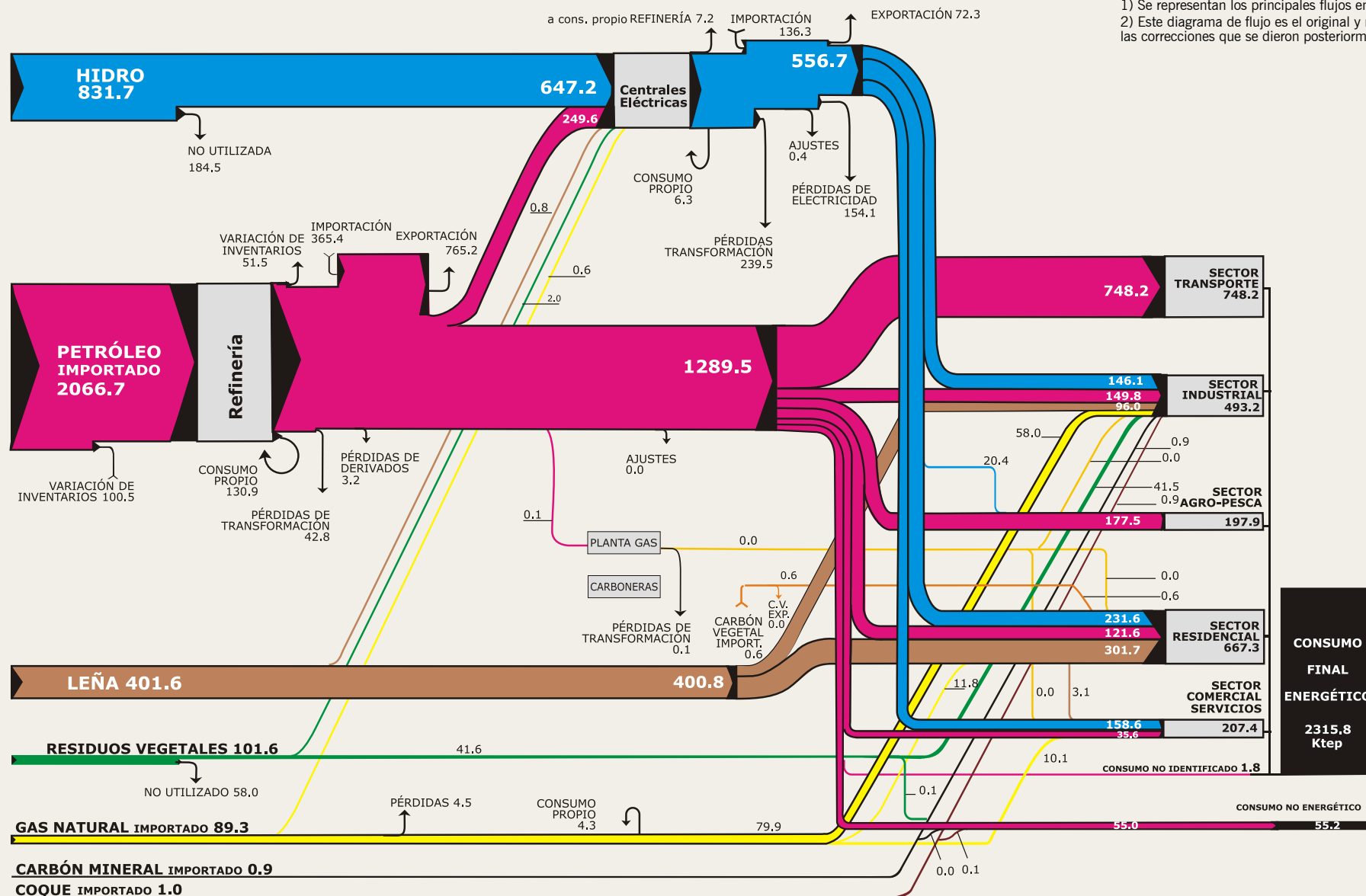
- 1) Se representan los principales flujos energéticos.
- 2) Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.





2005  
(ktep)

	▼ Energía primaria						▼ Energía secundaria														TOTAL	PÉRDIDAS TRANSFORMACIÓN	TOTAL				
	PETRÓLEO	CARBÓN MINERAL	GAS NATURAL	HIROENERGÍA	LEÑA	RESIDUOS BIOMASA	TOTAL	GLP	GASOLINA AUTOMOTRIZ	NAFTA LIVIANA	GASOLINA AVIACIÓN	QUEROSENO	TURBOCOMBUSTIBLE	DIÉSEL OIL	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	GAS MANUFACTURADO				COQUE DE CARBÓN	CARBÓN VEGETAL	ELECTRICIDAD	
PRODUCCIÓN				831,7	444,7	101,6	<b>1.378,0</b>	99,4	469,4		0,2	9,2	42,7	16,4	809,5	486,8	29,7	12,6	72,6	0,0				660,7	<b>2.709,2</b>		
IMPORTACIÓN	2.066,7	0,9	89,3				<b>2.156,9</b>	2,5	76,1		2,0				139,6	100,5	0,6	44,1			1,0	0,6		136,3	<b>503,3</b>		
EXPORTACIÓN								-6,8	-311,0				-42,2	-13,1	-126,7	-264,8		-0,6					0,0	-72,3	<b>-837,5</b>		
PÉRDIDAS			-10,9				<b>-10,9</b>	-0,2	-0,7	0,0	0,0		0,0			-1,7		-0,6						-154,1	<b>-157,3</b>		
VARIACIÓN INVENTARIO	100,7						<b>100,7</b>	1,7	-9,6	0,1	0,0	-0,4	1,0	-1,9	-3,4	15,4	23,1	-1,3							<b>24,7</b>		
NO UTILIZADA				-184,5		-58,0	<b>-242,5</b>																				
AJUSTES													-0,1											-0,4	<b>-0,5</b>		
<b>OFERTA</b>	2.167,4	0,9	78,4	647,2	444,7	43,6	<b>3.382,2</b>	96,6	224,2	0,1	2,2	8,8	1,4	1,4	819,0	336,2	53,4	54,2	72,6	0,0	1,0	0,6	570,2	<b>2.241,9</b>			
REFINERÍAS	-2.167,4						<b>-2.167,4</b>	99,4	469,4		0,2	9,2	42,7	16,4	809,5	486,8	29,7	12,6	72,6				657,1	<b>2.048,5</b>	-118,9		
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚBL.				-647,2			<b>-647,2</b>								-84,0	-165,0								3,6	<b>3,0</b>	-0,4	
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.			-0,6		-0,8	-2,0	<b>-3,4</b>								-0,3	-0,3											
PLANTAS DE GAS										-0,1										0,0					<b>-0,1</b>	-0,1	
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	-2.167,4		-0,6	-647,2	-0,8	-2,0	<b>-2.818,0</b>	99,4	469,4	-0,1	0,2	9,2	42,7	16,4	725,2	321,5	29,7	12,6	72,6	0,0			660,7	<b>2.459,5</b>	-358,5		
<b>OFERTA BRUTA</b>	2.167,4	0,9	89,3	831,7	444,7	101,6	<b>3.635,6</b>	96,8	224,9	0,1	2,2	8,8	1,4	1,4	819,0	337,9	53,4	54,8	72,6	0,0	1,0	0,6	724,3	<b>2.399,2</b>	<b>3.325,6</b>		
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>		0,9	77,8	443,9	41,6		<b>564,2</b>	96,6	224,2		2,2	8,8	1,4	1,4	734,7	170,9	53,4	54,2	72,6	0,0	1,0	0,6	570,2	<b>1.992,2</b>	<b>2.556,4</b>		
CONSUMO PROPIO			4,3				<b>4,3</b>		0,0			0,0			1,3	27,3	29,7		72,6				13,5	<b>144,4</b>	<b>148,7</b>		
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>		0,9	73,5	443,9	41,6		<b>559,9</b>	96,6	224,2		2,2	8,8	1,4	1,4	733,4	143,6	23,7	54,2		0,0	1,0	0,6	556,7	<b>1.847,8</b>	<b>2.407,7</b>		
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO		0,0				0,1	<b>0,1</b>	0,0	0,2			0,4			0,2			54,2				0,1			<b>55,1</b>	<b>55,2</b>	
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>		0,9	73,5	443,9	41,5		<b>559,8</b>	96,6	224,0		2,2	8,4	1,4	1,4	733,2	143,6	23,7			0,0	0,9	0,6	556,7	<b>1.792,7</b>	<b>2.352,5</b>		
<b>SECTORES</b>																											
RESIDENCIAL			11,8	301,7			<b>313,5</b>	88,7				7,4		0,8	0,1	24,6				0,0		0,6	231,6	<b>353,8</b>	<b>667,3</b>		
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBL.			10,1	3,1			<b>13,2</b>	2,8				0,1		0,3	25,1	7,3				0,0			158,6	<b>194,2</b>	<b>207,4</b>		
TRANSPORTE								214,6			2,2		1,4	0,1	529,9									<b>748,2</b>	<b>748,2</b>		
INDUSTRIAL		0,9	51,6	139,1	41,5		<b>233,1</b>	5,1	0,2		0,9		0,2	8,0	111,7	23,7				0,0	0,9		146,1	<b>296,8</b>	<b>529,9</b>		
ACTIVIDADES PRIMARIAS								7,4						170,1									20,4	<b>197,9</b>	<b>197,9</b>		
NO IDENTIFICADO								1,8																<b>1,8</b>	<b>1,8</b>		



**NOTAS:**

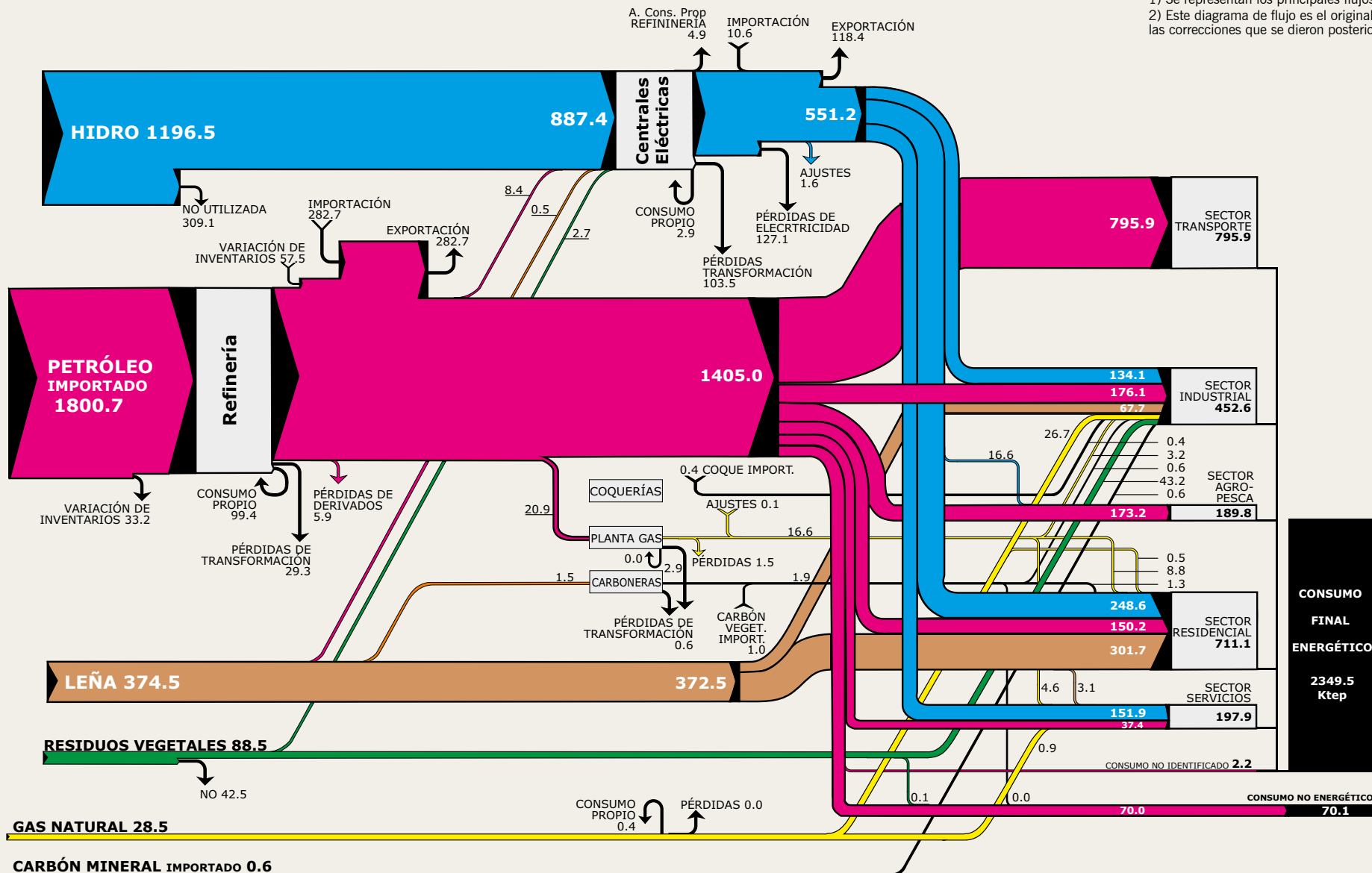
- 1) Se representan los principales flujos energéticos.
- 2) Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.

2001  
(ktep)

	▼ Energía primaria						▼ Energía secundaria														TOTAL	PÉRDIDAS TRANSFORMACIÓN	TOTAL			
	PETRÓLEO	CARBÓN MINERAL	GAS NATURAL	HIROENERGÍA	LEÑA	RESIDUOS BIOMASA	TOTAL	GLP	GASOLINA AUTOMOTRIZ	NAFTA LIVIANA	GASOLINA AVIACIÓN	QUEROSENO	TURBOCOMBUSTIBLE	DIÉSEL OIL	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	GAS MANUFACTURADO				COQUE DE CARBÓN	CARBÓN VEGETAL	ELECTRICIDAD
PRODUCCIÓN				1.196,5	393,6	88,5	<b>1.678,6</b>	95,5	303,3	10,1	0,5	23,9	55,5	4,1	578,5	490,3	24,0	118,0	34,5	11,2		0,3	795,5	<b>2.545,2</b>		
IMPORTACIÓN	1.800,7	0,6	28,5				<b>1.829,8</b>	37,8							225,4	0,1	0,4	17,1			0,4	1,0	10,6	<b>294,7</b>		
EXPORTACIÓN																										
PÉRDIDAS			0,0					-2,8	-1,1	0,0	-0,1	-0,2		-0,4	-277,2			-58,9					-118,4	<b>-657,2</b>		
VARIACIÓN INVENTARIO	-33,2						<b>-33,2</b>	-1,5	9,7	4,0	0,5	2,7	3,1	10,8	13,7	21,5		-6,9						<b>57,6</b>		
NO UTILIZADA				-309,1		-42,5	<b>-351,6</b>																			
AJUSTES											0,1	-0,1						0,1		0,1			-1,6	<b>-1,4</b>		
<b>OFERTA</b>	1.767,5	0,6	28,5	887,4	393,6	46,0	<b>3.123,6</b>	129,0	277,0	11,0	2,9	17,0	5,0	3,0	727,3	233,3	24,4	69,3	34,5	10,0	0,4	1,3	559,0	<b>2.104,4</b>		
REFINERÍAS	-1.767,5						<b>-1.767,5</b>	95,5	303,3	10,1	0,5	23,9	55,5	4,1	578,5	490,3	24,0	118,0	34,5					<b>1.738,2</b>	-29,3	
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚBL.				-887,4			<b>-887,4</b>								0,0	-3,8	-3,1						792,0	<b>785,1</b>	-102,3	
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.					-0,5	-2,7	<b>-3,2</b>																	3,5	<b>2,0</b>	-1,2
CARBONERAS					-0,5		<b>-0,5</b>																0,3	<b>0,3</b>	-0,2	
PLANTAS DE GAS								-3,5		-11,0										11,2				<b>-3,3</b>	-3,3	
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	-1.767,5			-887,4	-1,0	-2,7	<b>-2.658,6</b>	92,0	303,3	-0,9	0,5	23,9	55,5	4,1	574,4	486,0	24,0	118,0	34,5	11,2		0,3	795,5	<b>2.522,3</b>	-136,3	
<b>OFERTA BRUTA</b>	1.767,5	0,6	28,5	1.196,5	393,6	88,5	<b>3.475,2</b>	131,8	278,1	11,0	3,0	17,2	5,0	3,4	727,3	234,7	24,4	69,4	34,5	11,3	0,4	1,3	686,1	<b>2.238,9</b>	<b>3.168,9</b>	
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>		0,6	28,5		392,6	43,3	<b>465,0</b>	125,5	277,0	0,0	2,9	17,0	5,0	3,0	723,2	229,0	24,4	69,3	34,5	10,0	0,4	1,3	559,0	<b>2.081,5</b>	<b>2.546,5</b>	
CONSUMO PROPIO			0,4				<b>0,4</b>	0,8	0,0	0,0		0,0			1,2	38,8	24,0	0,1	34,5	0,0			7,8	<b>107,2</b>	<b>107,6</b>	
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>		0,6	28,1		392,6	43,3	<b>464,6</b>	124,7	277,0		2,9	17,0	5,0	3,0	722,0	190,2	0,4	69,2		10,0	0,4	1,3	551,2	<b>1.974,3</b>	<b>2.438,9</b>	
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO						0,1	<b>0,1</b>	0,0	0,2			0,4			0,2			69,2						<b>70,0</b>	<b>70,1</b>	
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>		0,6	28,1		392,6	43,2	<b>464,5</b>	124,7	276,8		2,9	16,6	5,0	3,0	721,8	190,2	0,4			10,0	0,4	1,3	551,2	<b>1.904,3</b>	<b>2.368,8</b>	
<b>SECTORES ▼</b>																										
RESIDENCIAL				0,5	301,7		<b>302,2</b>	108,8				15,1		2,0	1,2	26,5			5,8			1,3	248,6	<b>409,3</b>	<b>711,5</b>	
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBL.				0,2	3,1		<b>3,3</b>	3,0				0,2		0,5	27,3	9,0			3,6				151,9	<b>195,5</b>	<b>198,8</b>	
TRANSPORTE								265,3		2,9		5,0	0,0	522,3	0,4									<b>795,9</b>	<b>795,9</b>	
INDUSTRIAL		0,6	27,4		87,8	43,2	<b>159,0</b>	12,9	0,2		1,3		0,5	6,9	154,3	0,4			0,6	0,4			134,1	<b>311,6</b>	<b>470,6</b>	
ACTIVIDADES PRIMARIAS								9,1						164,1									16,6	<b>189,8</b>	<b>189,8</b>	
NO IDENTIFICADO								2,2															2,2	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	

**NOTAS:**

- 1) Se representan los principales flujos energéticos.
- 2) Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.

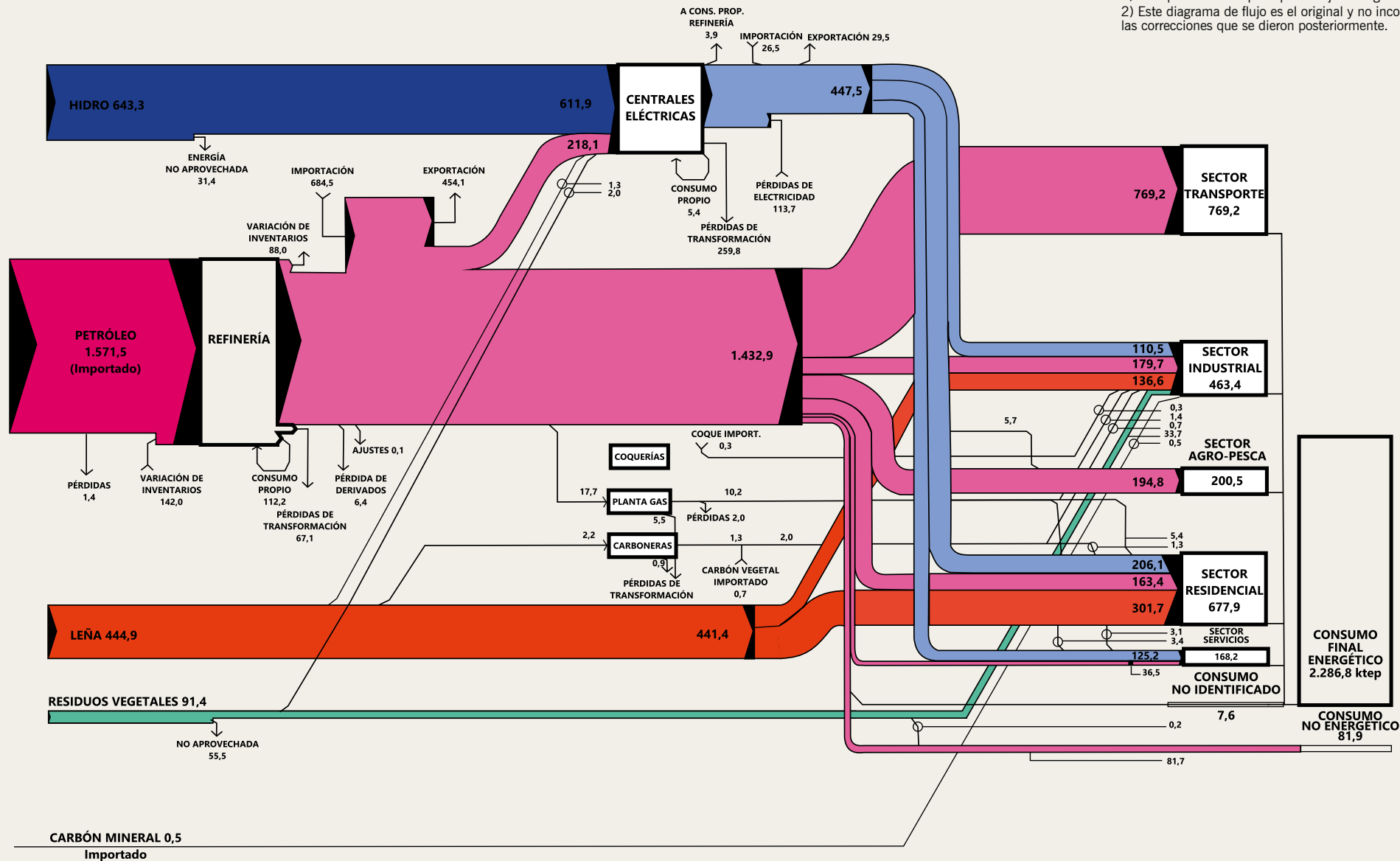


1996  
(ktep)

	▼ Energía primaria					▼ Energía secundaria															TOTAL	PÉRDIDAS TRANSFORMACIÓN	TOTAL		
	PETRÓLEO	CARBÓN MINERAL	HIROENERGÍA	LEÑA	RESIDUOS BIOMASA	TOTAL	GLP	GASOLINA AUTOMOTRIZ	NAFTA LIVIANA	GASOLINA AVIACIÓN	QUEROSENO	TURBOCOMBUSTIBLE	DIÉSEL OIL	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	GAS MANUFACTURADO	COQUE DE CARBÓN				CARBÓN VEGETAL	ELECTRICIDAD
PRODUCCIÓN			643,3	444,9	91,4	<b>1.179,6</b>	41,4	259,6	17,9	0,2	37,0	42,9	100,9	519,7	529,4	0,0	64,2	30,2	12,2		1,3	0,7	573,5	<b>2.230,4</b>	
IMPORTACIÓN	1.571,5	0,5				<b>1.572,0</b>	66,8	125,0		3,8			37,1	327,4	106,8	17,2				0,3		1,3	26,5	<b>712,0</b>	
EXPORTACIÓN								-29,5		-0,3		-35,0	-105,8	-80,3	-203,2		-0,5						-29,5	<b>-484,1</b>	
PÉRDIDAS	-1,4					<b>-1,4</b>	0,0	-3,2	-0,3	-0,2	-0,9	-0,5	-0,3		-0,8		-0,2		-2,0				-113,7	<b>-122,1</b>	
VARIACIÓN INVENTARIO	142,0					<b>142,0</b>	-1,3	-7,4	0,0	-0,5	-3,3	-2,5	-25,6	-49,9	2,8		-0,3							<b>-88,0</b>	
NO UTILIZADA			-31,4		-52,1	<b>-83,5</b>												0,0							
AJUSTES										-0,1														<b>-0,1</b>	
<b>OFERTA</b>	1.712,1	0,5	611,9	444,9	39,3	<b>2.808,7</b>	106,9	344,5	17,6	3,0	32,7	4,9	6,3	716,9	435,0	0,4	80,4	30,2	10,2	0,3	2,0	456,8	<b>2.248,1</b>		
REFINERÍAS	-1.712,1					<b>-1.712,1</b>	41,4	259,6	17,9	0,2	37,0	42,9	100,9	519,7	529,4	0,0	64,2	30,2					1.643,4	<b>-68,7</b>	
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚBL.			-611,9			<b>-611,9</b>								-52,2	-158,1								567,5	<b>357,2</b>	<b>-254,7</b>
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.				-1,3	-2,0	<b>-3,3</b>							0,0	-0,3	-7,5								6,0	<b>-1,8</b>	<b>-5,1</b>
CARBONERAS				-2,2		<b>-2,2</b>																1,3	<b>1,3</b>	<b>-0,9</b>	
PLANTAS DE GAS							-0,1	-17,6										12,2						<b>-5,5</b>	<b>-5,5</b>
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	-1.712,1		-611,9	-3,5	-2,0	<b>-2.329,5</b>	41,3	259,6	0,3	0,2	37,0	42,9	100,9	467,2	363,8	0,0	64,2	30,2	12,2		1,3	573,5	<b>1.994,6</b>	<b>-334,9</b>	
<b>OFERTA BRUTA</b>	1.713,5	0,5	643,3	444,9	91,4	<b>2.893,6</b>	106,9	347,7	17,9	3,2	33,6	5,4	6,6	716,9	435,8	0,4	80,6	30,2	12,2	0,3	2,0	570,5	<b>2.370,2</b>	<b>3.033,4</b>	
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>		0,5		441,4	37,3	<b>479,2</b>	106,8	344,5		3,0	32,7	4,9	6,3	664,4	269,4	0,4	80,4	30,2	10,2	0,3	2,0	456,8	<b>2.012,3</b>	<b>2.491,5</b>	
CONSUMO PROPIO							6,2	0,0			0,0		0,0	1,7	44,2		0,0	30,2	0,0			9,3	<b>91,6</b>	<b>91,6</b>	
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>		0,5		441,4	37,3	<b>479,2</b>	100,6	344,5		3,0	32,7	4,9	6,3	662,7	225,2	0,4	80,4		10,2	0,3	2,0	447,5	<b>1.920,7</b>	<b>2.399,9</b>	
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO		0,0			0,2	<b>0,2</b>		0,2			0,4			0,2			80,4				0,0	0,0		<b>81,2</b>	<b>81,4</b>
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>		0,5		441,4	37,1	<b>479,0</b>	100,6	344,3		3,0	32,3	4,9	6,3	662,5	225,2	0,4			10,2	0,3	2,0	447,5	<b>1.839,5</b>	<b>2.318,5</b>	
<b>SECTORES ▼</b>				301,7		<b>301,7</b>	98,5			30,8			3,1	6,6	24,4			5,4			1,3	206,1	<b>376,2</b>	<b>677,9</b>	
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBL.				3,1		<b>3,1</b>	0,3			0,3			0,7	29,1	6,1			3,4				125,2	<b>165,1</b>	<b>168,2</b>	
TRANSPORTE								330,1		3,0		4,9	0,0	431,1	0,0								<b>769,1</b>	<b>769,1</b>	
INDUSTRIAL		0,5		136,6	37,1	<b>174,2</b>	1,8	0,2		1,2			2,5	7,3	194,7	0,4			1,4	0,3	0,7	110,5	<b>321,0</b>	<b>495,2</b>	
ACTIVIDADES PRIMARIAS								11,3						183,5								5,7	<b>200,5</b>	<b>200,5</b>	
NO IDENTIFICADO								2,7						4,9									<b>7,6</b>	<b>7,6</b>	

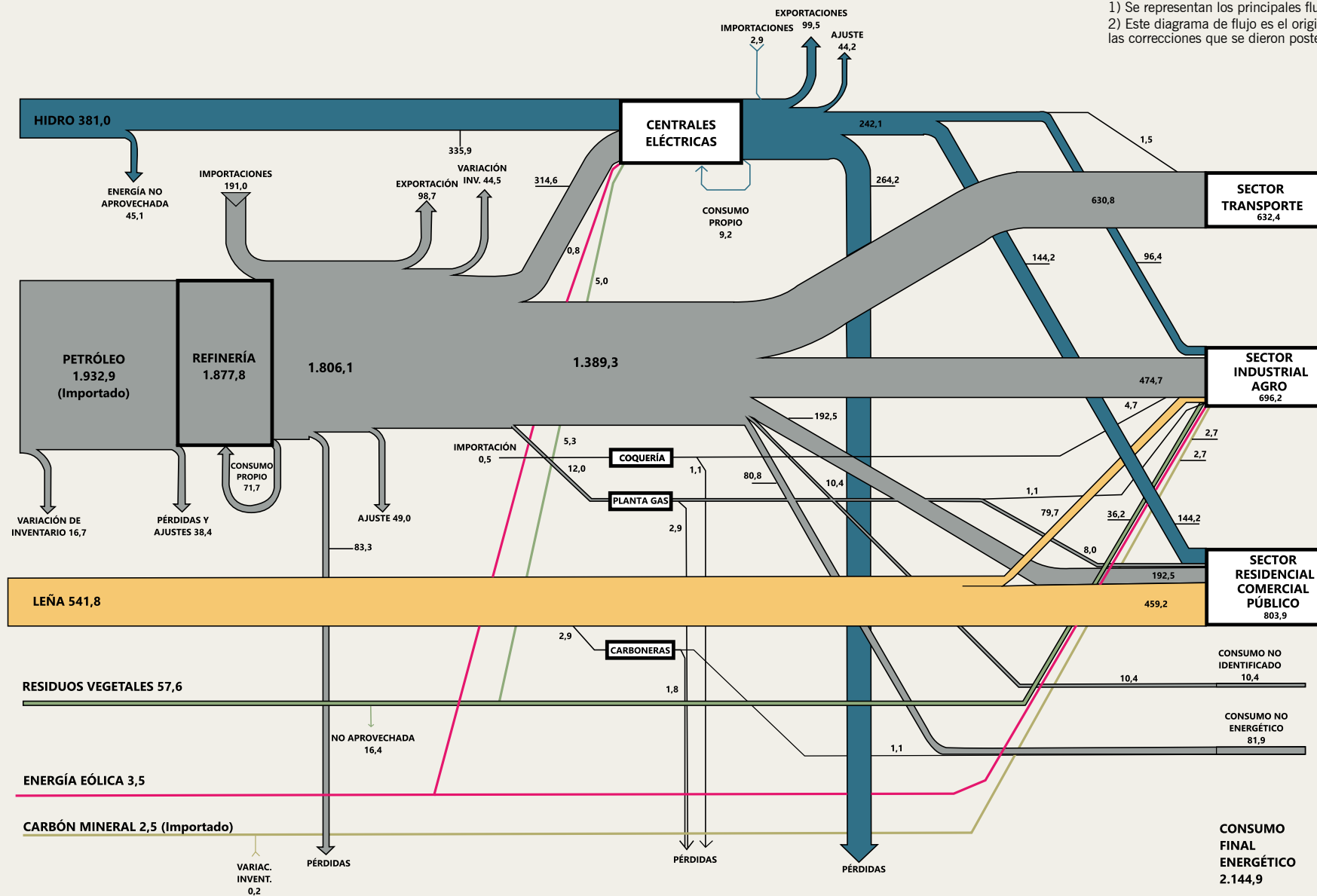
NOTAS:

- 1) Se representan los principales flujos energéticos.
- 2) Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.



1980  
(ktep)

	▼ Energía primaria					TOTAL	▼ Energía secundaria													TOTAL	PÉRDIDAS TRANSFORMACIÓN	TOTAL	
	PETRÓLEO	CARBÓN MINERAL	HIROENERGÍA	LEÑA	RESIDUOS BIOMASA		GLP	GASOLINA AUTOMOTRIZ	NAFTA LIVIANA	GASOLINA AVIACIÓN	QUEROSENO	DIÉSELOIL	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	GAS MANUFACTURADO	COQUE DE CARBÓN				CARBÓN VEGETAL
PRODUCCIÓN			381,0	426,5	54,7	<b>862,2</b>	44,4	240,8	13,1	0,9	154,5	88,8	397,1	760,9	10,8	62,2	26,0	8,8	4,2	1,1	292,6	<b>2.106,2</b>	
IMPORTACIÓN	1.899,9	2,5				<b>1.902,4</b>															2,9	<b>189,8</b>	
EXPORTACIÓN								-1,6	-2,0	-17,7	-38,5	-5,3	-32,8								-0,0	<b>-97,9</b>	
PÉRDIDAS	-6,2					<b>-6,2</b>	-1,0	0,0		-0,6	-0,7	-0,1		-0,3		-0,6					-47,3	<b>-50,6</b>	
VARIACIÓN INVENTARIO	-16,4	0,2				<b>-16,2</b>	0,5	17,0	1,8	1,7	3,2	-2,8	-17,5	-54,2	-9,3							<b>-59,6</b>	
NO UTILIZADA			-45,1		-14,1	<b>-59,2</b>	-0,2							-10,8	-3,9							<b>-14,9</b>	
AJUSTES	-31,6					<b>-31,6</b>	0,2	-6,6	-0,1	1,5	-6,2	-3,1	7,2	-42,3	2,2							<b>-47,2</b>	
<b>OFERTA</b>	<b>1.845,7</b>	<b>2,7</b>	<b>335,9</b>	<b>426,5</b>	<b>40,6</b>	<b>2.651,4</b>	<b>49,6</b>	<b>248,6</b>	<b>12,8</b>	<b>6,4</b>	<b>137,3</b>	<b>44,4</b>	<b>459,5</b>	<b>696,8</b>	<b>5,3</b>	<b>80,8</b>	<b>22,1</b>	<b>8,2</b>	<b>4,7</b>	<b>1,1</b>	<b>248,2</b>	<b>2.025,8</b>	
REFINERÍAS	-1.845,7					<b>-1.845,7</b>	44,4	240,8	13,1	0,9	154,5	88,8	397,1	760,9	10,8	62,2	26,0					<b>1.799,5</b>	-46,2
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚBL.			-335,9			<b>-335,9</b>								-23,3	-14,0	-217,8					283,2	<b>28,1</b>	-307,8
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.					-5,0	<b>-5,0</b>								-3,9	-34,5						9,4	<b>-29,0</b>	-34,0
CARBONERAS				-2,1		<b>-2,1</b>																<b>1,1</b>	-1,0
PLANTAS DE GAS								-12,8									8,8					<b>-4,0</b>	-4,0
COQUERÍAS														-5,3				8,8				<b>-1,1</b>	-1,1
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	<b>-1.845,7</b>	<b>-335,9</b>	<b>-2,1</b>	<b>-5,0</b>	<b>-2.188,7</b>	<b>44,4</b>	<b>240,8</b>	<b>0,4</b>	<b>0,9</b>	<b>154,5</b>	<b>65,5</b>	<b>379,2</b>	<b>508,6</b>	<b>5,5</b>	<b>62,2</b>	<b>26,0</b>	<b>8,8</b>	<b>4,2</b>	<b>1,1</b>	<b>292,6</b>	<b>1.794,7</b>	<b>-394,0</b>	
<b>OFERTA BRUTA</b>	<b>1.851,9</b>	<b>2,7</b>	<b>381,0</b>	<b>426,5</b>	<b>54,7</b>	<b>2.716,8</b>	<b>49,8</b>	<b>249,6</b>	<b>12,8</b>	<b>6,4</b>	<b>137,9</b>	<b>44,4</b>	<b>460,2</b>	<b>696,9</b>	<b>16,1</b>	<b>81,1</b>	<b>26,0</b>	<b>8,2</b>	<b>4,7</b>	<b>1,1</b>	<b>295,5</b>	<b>2.090,7</b>	<b>2.701,9</b>
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>		<b>2,7</b>		<b>424,4</b>	<b>35,6</b>	<b>462,7</b>	<b>49,6</b>	<b>248,6</b>		<b>6,4</b>	<b>137,3</b>	<b>21,1</b>	<b>441,5</b>	<b>444,5</b>	<b>80,8</b>	<b>22,1</b>	<b>8,2</b>	<b>4,7</b>	<b>1,1</b>	<b>248,2</b>	<b>1.714,1</b>	<b>2.176,8</b>	
CONSUMO PROPIO													44,4				0,0				9,2	<b>75,7</b>	<b>75,7</b>
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>		<b>2,7</b>		<b>424,4</b>	<b>35,6</b>	<b>462,7</b>	<b>49,6</b>	<b>248,6</b>		<b>6,4</b>	<b>137,3</b>	<b>21,1</b>	<b>441,5</b>	<b>400,1</b>	<b>80,8</b>		<b>8,2</b>	<b>4,7</b>	<b>1,1</b>	<b>239,0</b>	<b>1.638,4</b>	<b>2.101,1</b>	
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO															80,8						1,1	<b>81,9</b>	<b>81,9</b>
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>		<b>2,7</b>		<b>424,4</b>	<b>35,6</b>	<b>462,7</b>	<b>49,6</b>	<b>248,6</b>		<b>6,4</b>	<b>137,3</b>	<b>21,1</b>	<b>441,5</b>	<b>400,1</b>			<b>8,2</b>	<b>4,7</b>	<b>1,1</b>	<b>239,0</b>	<b>1.556,5</b>	<b>2.019,2</b>	
<b>SECTORES</b>																							
RESIDENCIAL			318,3			<b>318,3</b>	48,2			115,6	2,5	10,6	1,9				4,5				100,1	<b>283,4</b>	<b>601,7</b>
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBL.			26,1			<b>26,1</b>						0,8	14,2	11,3			2,7				44,1	<b>73,1</b>	<b>99,2</b>
TRANSPORTE								235,4		6,4	15,6	14,4	243,8	34,0							1,5	<b>551,1</b>	<b>551,1</b>
INDUSTRIAL		2,7	80,0	35,6	<b>118,3</b>	<b>1,4</b>	4,7				3,2	3,4	11,4	352,9			1,0	4,7			93,3	<b>476,0</b>	<b>594,3</b>
ACTIVIDADES PRIMARIAS								0,3					160,1									<b>160,4</b>	<b>160,4</b>
NO IDENTIFICADO								8,2				2,9	1,4									<b>12,5</b>	<b>12,5</b>



NOTAS:

- 1) Se representan los principales flujos energéticos.
- 2) Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.

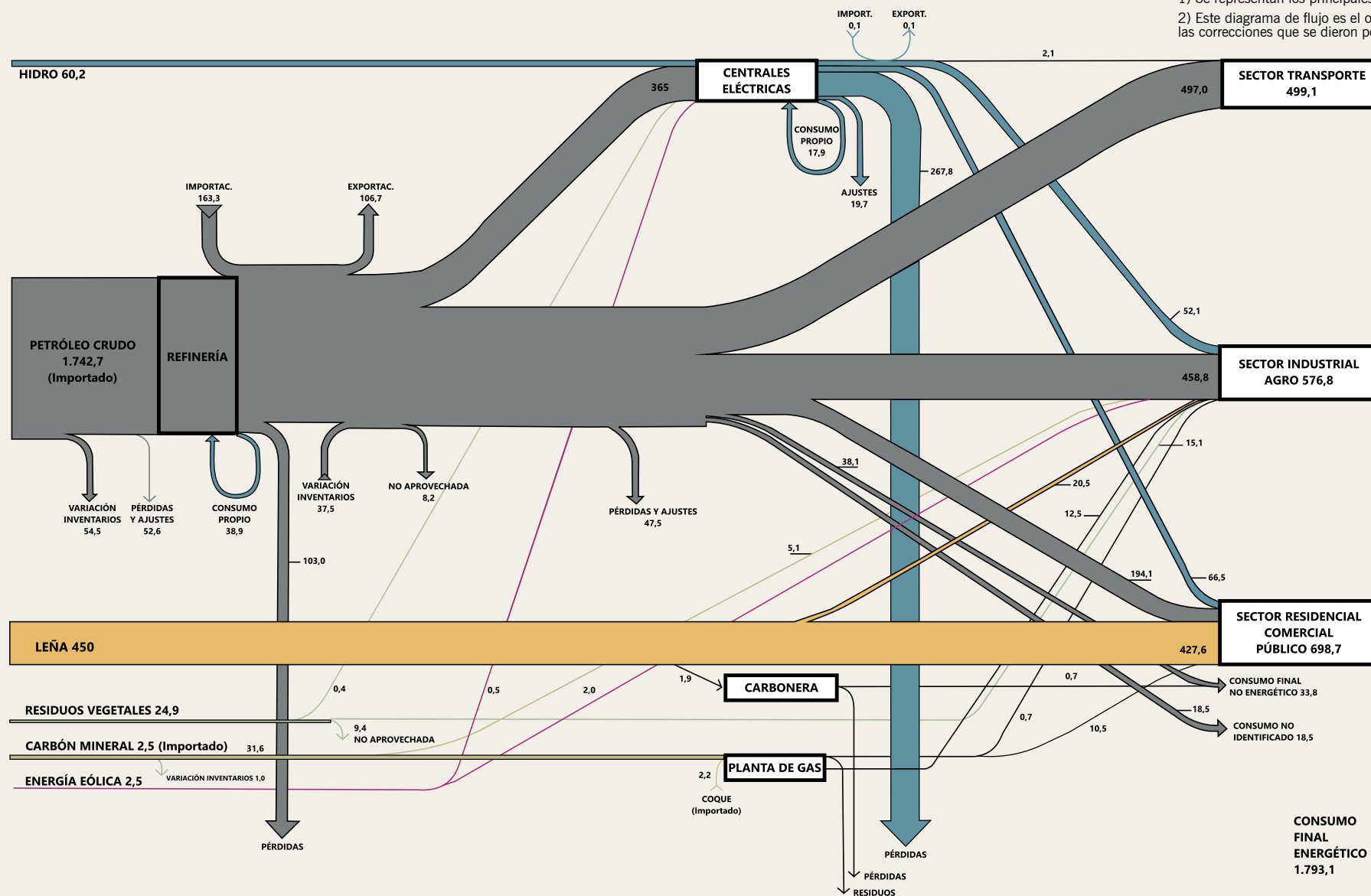


1965  
(ktep)

	▼ Energía primaria					TOTAL	▼ Energía secundaria											TOTAL	PÉRDIDAS TRANSFORMACIÓN	TOTAL	
	PETRÓLEO	CARBÓN MINERAL	HIROENERGÍA	LEÑA	RESIDUOS BIOMASA		GLP	GASOLINA AUTOMOTRIZ	QUEROSENO	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO	GAS FUEL	GAS MANUFACTURADO	COQUE DE CARBÓN	CARBÓN VEGETAL				ELECTRICIDAD
PRODUCCIÓN			60,2	357,2	24,0	<b>441,4</b>	21,1	290,7	177,9	301,2	683,2	7,5	18,6	7,3	11,2	10,2	0,7	147,5	<b>1.677,1</b>		
IMPORTACIÓN	1.712,9	32,6				<b>1.745,5</b>		16,5	6,1	8,8	111,1							0,1	<b>158,4</b>		
EXPORTACIÓN								-1,6	-4,1	-24,3	-71,5							-0,1	<b>-101,6</b>		
PÉRDIDAS	-41,7					<b>-41,7</b>		-0,8	-0,5	-0,8	-1,9		0,0		-1,1			-21,9	<b>-27,0</b>		
VARIACIÓN INVENTARIO	-53,5	-1,0				<b>-54,5</b>	-0,4	-0,8	-0,9	-5,8	26,9		0,8			1,3			<b>21,1</b>		
NO UTILIZADA					-8,5	<b>-8,5</b>	-0,1					-7,5		-1,1					<b>-8,7</b>		
AJUSTES	-9,9					<b>-9,9</b>	0,1	-0,1	7,6	0,4	-5,8		0,1			0,2			<b>2,5</b>		
<b>OFERTA</b>	<b>1.607,8</b>	<b>31,6</b>	<b>60,2</b>	<b>357,2</b>	<b>15,5</b>	<b>2.072,3</b>	<b>20,7</b>	<b>303,9</b>	<b>186,1</b>	<b>279,5</b>	<b>742,0</b>	<b>0,0</b>	<b>33,1</b>	<b>6,2</b>	<b>10,1</b>	<b>13,9</b>	<b>0,7</b>	<b>125,6</b>	<b>1.721,8</b>		
REFINERÍAS						<b>-1.607,8</b>	21,1	290,7	177,9	301,2	683,2	7,5	18,6	7,3					<b>1.507,5</b>	-100,3	
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚBL.			-60,2			<b>-60,2</b>					-32,7	-280,1						141,8	<b>-171,0</b>	-231,2	
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.					-0,4	<b>-0,4</b>					-4,6	-21,0						5,7	<b>-19,9</b>	-20,3	
CARBONERAS				-1,4		<b>-1,4</b>											0,7		<b>0,7</b>	-0,7	
PLANTAS DE GAS	-26,5					<b>-26,5</b>									11,2	10,2			<b>21,4</b>	-5,1	
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	<b>-26,5</b>		<b>-60,2</b>	<b>-1,4</b>	<b>-0,4</b>	<b>-1.696,3</b>	21,1	290,7	177,9	263,9	392,1	7,5	18,6	7,3	11,2	10,2	0,7	147,5	<b>1.348,7</b>	<b>-347,6</b>	
<b>OFERTA BRUTA</b>	<b>31,6</b>	<b>2,7</b>	<b>60,2</b>	<b>357,2</b>	<b>24,0</b>	<b>2.122,4</b>	<b>20,8</b>	<b>304,7</b>	<b>186,6</b>	<b>280,3</b>	<b>743,9</b>	<b>7,5</b>	<b>33,1</b>	<b>7,3</b>	<b>11,2</b>	<b>13,9</b>	<b>0,7</b>	<b>147,5</b>	<b>1.757,5</b>	<b>2.202,9</b>	
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>	<b>5,1</b>	<b>2,7</b>		<b>355,8</b>	<b>15,1</b>	<b>376,0</b>	<b>20,7</b>	<b>303,9</b>	<b>186,1</b>	<b>242,3</b>	<b>441,0</b>		<b>33,1</b>	<b>6,2</b>	<b>10,1</b>	<b>13,9</b>	<b>0,7</b>	<b>125,6</b>	<b>1.383,6</b>	<b>1.759,6</b>	
CONSUMO PROPIO											29,9			6,2	0,0	1,4		7,1	<b>44,6</b>	<b>44,6</b>	
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>	<b>5,1</b>	<b>2,7</b>		<b>355,8</b>	<b>15,1</b>	<b>376,0</b>	<b>20,7</b>	<b>303,9</b>	<b>186,1</b>	<b>242,3</b>	<b>411,1</b>		<b>33,1</b>		<b>10,1</b>	<b>12,5</b>	<b>0,7</b>	<b>118,5</b>	<b>1.339,0</b>	<b>1.715,0</b>	
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO													33,1				0,7		<b>33,8</b>	<b>33,8</b>	
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>	<b>5,1</b>	<b>2,7</b>		<b>355,8</b>	<b>15,1</b>	<b>376,0</b>	<b>20,7</b>	<b>303,9</b>	<b>186,1</b>	<b>242,3</b>	<b>411,1</b>				<b>10,1</b>	<b>12,5</b>		<b>118,5</b>	<b>1.305,2</b>	<b>1.681,2</b>	
<b>SECTORES ▼</b>																					
RESIDENCIAL				296,5		<b>296,5</b>	20,1		150,2	13,5	8,9				9,5			53,1	<b>255,3</b>	<b>551,8</b>	
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBL.				24,2		<b>24,2</b>												13,4	<b>13,4</b>	<b>37,6</b>	
TRANSPORTE								260,5	3,4	175,3	77,5							2,1	<b>518,8</b>	<b>518,8</b>	
INDUSTRIAL		5,1		35,1	15,1	<b>55,3</b>	0,6	5,6	7,0	7,3	324,7			0,6	12,5			49,9	<b>408,2</b>	<b>463,5</b>	
ACTIVIDADES PRIMARIAS								34,0	22,0	46,2									<b>102,2</b>	<b>102,2</b>	
NO IDENTIFICADO								3,8	3,5										<b>7,3</b>	<b>7,3</b>	

NOTAS:

- 1) Se representan los principales flujos energéticos.
- 2) Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.



---

# Balance Energético 2020



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