

# BALANCE ENERGÉTICO

ENERGY  
BALANCE  
2019



Ministerio  
de Industria,  
Energía y Minería



**BEN**  
BALANCE ENERGÉTICO  
NACIONAL URUGUAY

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

# BALANCE ENERGÉTICO

## ENERGY BALANCE 2019

SERIE HISTÓRICA  
1965-2019



Ministerio  
de Industria,  
Energía y Minería



**BEN**  
BALANCE ENERGÉTICO  
NACIONAL URUGUAY

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

---

**Balance energético 2019**  
**Energy Balance 2019**  
Serie histórica 1965 – 2019  
*Historical Series 1965 – 2019*  
ISSN: 2393-6592

---

Traducción al inglés  
*Translation into English:*  
**T.P./Mg. Lourdes Martino**  
Corrección de estilo  
del texto en español  
*Copyediting in Spanish:*  
**metodo.uy**

---

Diseño / *Design:*  
**metodo.uy**  
Impreso en / *Printed in:*  
**Gráfica Mosca**

## **Autoridades Authorities**

Presidente de la República  
*President of the Republic*  
**Dr. Luis Lacalle Pou**

Ministro de Industria,  
Energía y Minería  
*Minister of Industry,  
Energy and Mining*  
**Ing. Omar Paganini**

Subsecretario de Industria,  
Energía y Minería  
*Deputy Minister of Industry,  
Energy and Mining*  
**Walter Verri**

Director Nacional de Energía  
*National Director of Energy*  
**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 1965-2019 y se encuentra disponible en el sitio web / *The Ministry of Industry, Energy and Mining (MIEM) is responsible for preparing the National Energy Balance. This is done by the Planning, Statistics and Balance Area (PEB) of the National Directorate of Energy (DNE). This publication includes the historical series 1965-2019 and is available online:*

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

Ministerio de Industria,  
Energía y Minería (MIEM)  
*Ministry of Industry,  
Energy and Mining (MIEM)*

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

# TABLA DE CONTENIDOS

	<b>Prólogo</b>	08
1	<b>Introducción</b>	09
2	<b>Infraestructura del sistema energético uruguayo</b>	12
2.1	Sector de transformación eléctrica	12
2.2	Sector de hidrocarburos	14
2.3	Sector de biocombustibles	16
3	<b>Oferta de energía</b>	18
3.1	Abastecimiento de energía	19
3.1.1	Matriz primaria por fuente	19
3.1.2	Matriz primaria por origen	21
3.1.3	Matriz primaria por tipo	21
3.2	Generación de energía eléctrica	22
3.2.1	Matriz de insumos para generación de electricidad	24
3.2.2	Matriz de generación de electricidad por fuente	25
3.3	Producción de derivados de petróleo	25
4	<b>Demanda de energía</b>	27
4.1	Consumo final energético por fuente	27
4.2	Consumo final energético por sector	29
4.2.1	Sector residencial	30
4.2.2	Sector comercial/servicios/sector público	31
4.2.3	Sector transporte	32
4.2.4	Sector industrial	34
4.2.5	Sector agro/pesca/minería	37
5	<b>Emisiones de dióxido de carbono</b>	38
6	<b>Indicadores</b>	41
6.1	Intensidad energética final	41
6.2	Consumo de energía y de electricidad per cápita	42
6.3	Intensidad energética por sector	43
6.4	Emisiones de CO <sub>2</sub> por PIB y per cápita	44
6.5	Factor de emisión de CO <sub>2</sub> del SIN	45
6.6	Tasa de electrificación	46
6.7	Sendero energético	46

7	<b>Objetivo de desarrollo sostenible 7 (ODS 7)</b>	49
8	<b>Metodología</b>	50
8.1	Definiciones generales	50
8.2	Estructura	51
8.2.1	Balance de fuentes de energía primarias	52
8.2.2	Balance de centros de transformación	53
8.2.3	Balance de fuentes de energía secundarias	54
8.2.4	Oferta bruta y consumo	55
8.2.5	Distribución sectorial del consumo final energético	56
8.3	Unidades y formato de datos	59
8.4	Comentarios particulares	60
8.4.1	Energía hidroeléctrica	60
8.4.2	Energía eólica	60
8.4.3	Energía solar	60
8.4.4	Leña	62
8.4.5	Residuos de biomasa	63
8.4.6	Biomasa para biocombustibles	63
8.4.7	Biogás	65
8.4.8	Emisiones de CO <sub>2</sub>	65
8.4.9	Matriz de energía primaria (abastecimiento)	67
	<b>Anexo I. Tablas y gráficos</b>	125
1	Información complementaria	127
2	Oferta de energía	132
3	Demanda de energía	152
4	Emisiones de dióxido de carbono	174
5	Indicadores	182
6	Objetivo de desarrollo sostenible 7 (ODS 7)	196
	<b>Anexo II. Matrices</b>	201
	<b>Anexo III. Diagramas de flujo</b>	233

# TABLE OF CONTENTS

	<b>Foreword</b>	70
1	<b>Introduction</b>	71
2	<b>Infraestructure of the uruguayan energy system</b>	74
2.1	Power transformation sector	74
2.2	Hydrocarbon sector	76
2.3	Biofuel sector	77
3	<b>Energy supply</b>	79
3.1	Energy supply	80
3.1.1	Primary matrix by source	80
3.1.2	Primary matrix by origin	82
3.1.3	Primary matrix by type	82
3.2	Electricity generation	82
3.2.1	Matrix of inputs for electricity generation	84
3.2.2	Matrix of electricity generation by source	85
3.3	Production of oil products	85
4	<b>Energy demand</b>	87
4.1	Final energy consumption by source	87
4.2	Final energy consumption by sector	89
4.2.1	Residential sector	89
4.2.2	Commercial/services/public sector	90
4.2.3	Transport sector	92
4.2.4	Industrial sector	93
4.2.5	Agriculture/fishing/mining sector	96
5	<b>CO<sub>2</sub> emissions</b>	97
6	<b>Indicators</b>	100
6.1	Final energy intensity	100
6.2	Energy and electricity consumption per capita	101
6.3	Energy intensity by sector	102
6.4	CO <sub>2</sub> emissions per GDP and per capita	103
6.5	CO <sub>2</sub> emission factor of the SIN	104
6.6	Electrification rate	104
6.7	Energy path	105

7	<b>Sustainable development goal 7 (SDG 7)</b>	107
8	<b>Methodology</b>	108
8.1	General definitions	108
8.2	Structure	109
8.2.1	Balance of primary energy sources	110
8.2.2	Balance of transformation plants	111
8.2.3	Balance of secondary energy sources	112
8.2.4	Gross supply and consumption	113
8.2.5	Distribution of final energy consumption by sector	114
8.3	Units and data format	117
8.4	Special comments	118
8.4.1	Hydroelectric energy	118
8.4.2	Wind energy	118
8.4.3	Solar energy	118
8.4.4	Firewood	120
8.4.5	Biomass waste	120
8.4.6	Biomass for biofuels	121
8.4.7	Biogas	123
8.4.8	CO <sub>2</sub> emissions	123
8.4.9	Primary energy matrix (supply)	124
	<b>Annex I. Tables and charts</b>	125
1	Supplementary information	127
2	Energy supply	132
3	Energy demand	152
4	CO <sub>2</sub> emissions	174
5	Indicators	182
6	Sustainable Development Goal 7 (SDG 7)	196
	<b>Annex II. Matrices</b>	201
	<b>Annex III. Flow charts</b>	233



# PRÓLOGO

La Dirección Nacional de Energía presenta el Balance Energético Nacional (BEN), que reúne los principales resultados del sector energético a nivel nacional para el año 2019. 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 2019 se completan 55 años de una serie histórica (1965-2019) 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 2019 se logró una participación de 98% en la matriz de generación eléctrica relacionada a fuentes autóctonas y renovables. 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. Otro aspecto a destacar de la matriz eléctrica que contribuye a lo antes mencionado, es que, por tercer año consecutivo, la generación eléctrica de origen solar fotovoltaica superó la generación térmica fósil.

En lo que refiere a la matriz de abastecimiento o matriz primaria, la participación de fuentes renovables alcanzó el 63%, superando las metas fijadas. La participación de la biomasa superó a la de petróleo y derivados, por cuarto año consecutivo. Respecto a infraestructura, no hay cambios significativos en relación a 2018, las variaciones que se re-

gistraron en 2019 están asociadas a eólica y 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 14% en el último año y registró una superficie instalada de 87.430 m<sup>2</sup>, mientras que la solar fotovoltaica creció un 2% y alcanzó una potencia instalada de 254 MW.

Otro aspecto a resaltar del BEN 2019 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 DNE-MIEM. En particular, se menciona el censo realizado a los operadores ferroviarios que permitió corregir el consumo de transporte por vía férrea para la serie 2016 en adelante. A su vez, la revisión de metodologías hizo posible la reclasificación del consumo de propano en los subsectores del sector comercial/servicios/sector público para la serie 2014-2018, así como también la corrección de las estimaciones de porcentajes de mezcla para gasoil y biodiesel desde 2010. En tanto, se continuó con la mejora en la asignación del consumo de combustibles de actividades aero-agrícolas, accediendo a más empresas del rubro.

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), contándose con información desde el año 1965. Es así que, con el BEN 2019, se completan 55 años de una 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 han habido variantes significativas en lo que respecta a la presentación de la información. A continuación, se citan las modificaciones más relevantes desde 2006:

- 2006** Se empezaron a contabilizar las pérdidas no técnicas del sector eléctrico en el consumo final energético. Desde entonces, 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.
- 2008** Se incorporaron nuevas fuentes de energía:
  - Residuos forestales y de aserradero (aserrín, chips, etc.).
  - Energía eólica utilizada por aerogeneradores de gran porte conectados a la red.
- 2010** Se incorporaron los resultados de la actualización del “Estudio de consumos y usos de la energía” al año 2008 y se agregaron nuevas fuentes de energía y centros de transformación:
  - Biomasa para biocombustibles, bioetanol y biodiésel.
  - Destilería de biomasa y plantas de biodiésel.
- 2012** Se comenzó a informar las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) correspondientes a las industrias de la energía y sectores de consumo. A su vez, fueron incluidas como partidas informativas las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales.

**2013** Se comenzaron a realizar encuestas sectoriales utilizando la plataforma online de la Agencia de Gobierno Electrónico (AGESIC) de Presidencia de la República. Además, se presentó un nuevo formato de matriz, en el que se incorporaron energéticos, centros de transformación y actividades de oferta, así como se realizó una mayor desagregación en los sectores finales de consumo energético, pasando de 5 a 24 subsectores.

Se empezó a informar el consumo final energético con una mayor desagregación entre los siguientes sectores:

**Residencial:**

Discrimina Montevideo de interior.

**Comercial/servicios/sector público:**

Incluye los subsectores “alumbrado público”, “administración pública y defensa”, “electricidad, gas y agua” y “resto”.

**Transporte:**

Desagregado en “carretero”, “ferroviario”, “aéreo”, “marítimo y fluvial”.

**Industrial:**

Integra los subsectores “frigoríficos”, “lácteos”, “molinos”, “otras alimenticias”, “bebidas y tabaco”, “textiles”, “cuero”, “madera”, “papel y celulosa”, “química, caucho y plástico”, “cemento”, “otras manufactureras” y “construcción”.

**Agro/pesca/minería:**

Discriminado entre los subsectores de “agro y minería” y “pesca”.

**2014** Se comenzó a incluir la energía solar fotovoltaica en la matriz de resultados y se agregaron nuevos indicadores:

- Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Interconectado Nacional.
- Tasa de electrificación urbana y rural.
- Sendero energético.

**2015** Se comenzó a informar el consumo de centrales eléctricas de servicio público y de autoproducción por tipo de central: centrales térmicas (combustibles fósiles y biomasa) y generadores hidráulicos, eólicos y solares. Asimismo, se comenzó a incluir la energía solar térmica en la matriz de resultados.

**2016** Se incorporó la información del estudio de consumo y usos de energía del sector industrial, lo que permitió realizar un ajuste a las series estadísticas referidas al consumo de este sector. El mismo año se incorporó la serie de emisiones de CO<sub>2</sub> por fuente desde 2006.

- 2017** Se registraron mejoras en las estimaciones de energía solar térmica: a través de la “Encuesta de consumo de energía en el sector industrial”, se logró cuantificar la superficie instalada de colectores solares térmicos en dicho sector y, a través de relevamientos, se accedió a la producción nacional de colectores solares, valor estimado para BEN anteriores. Por su parte, se realizó una reclasificación del consumo de combustibles para actividades aero-agrícolas, que se venían considerando en “transporte” y se empezaron a considerar en el sector “agro”.
- 2018** Se continuó con la mejora en las estimaciones de energía solar térmica a nivel sectorial, a través del censo a principales consumidores comerciales y de servicios, así como también a partir de la encuesta industrial. Asimismo, en 2018 se logró un mejor relevamiento del consumo de combustibles para actividades aero-agrícolas, lo que permitió imputar el consumo del nuevo año y corregir los correspondientes a 2016 y 2017. Por su parte, se incorporó una mejora en el procesamiento de datos de bioetanol y gasolina automotora, que implicó una corrección del balance de dichos energéticos a partir del año 2010.
- 2019** Se realizó un censo a los operadores ferroviarios, lo que permitió mejorar las estadísticas de gasoil en el transporte ferroviario y corregir la serie desde 2016. A su vez, se realizó una reclasificación del consumo de propano en los subsectores del sector comercial/servicios/sector público para la serie 2014-2018 y se continuó con la mejora en la asignación del consumo de combustibles de actividades aero-agrícolas, accediendo a más empresas del rubro. Por su parte, se realizó una revisión de la metodología de cálculo para la mezcla de gasoil y biodiesel, que permitió corregir la serie desde 2010.

En lo que respecta al PIB, se consolidó la serie a precios constantes de 2005 para los años anteriores a 1997, completando así los 55 años desde 1965. Finalmente, para las emisiones de CO<sub>2</sub>, se incorporó un nuevo análisis de emisiones por fuente desagregadas por sector.

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).

## 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 como privados. 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 2019, Uruguay contaba con una potencia total instalada de 4.920 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 254 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).

### 2019: 4.920 MW de potencia instalada para generación eléctrica; de los cuales 76% de origen renovable.

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 2019, alcanzó un total de 4.920 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. La evolución de la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas fue creciente hacia el principio del período 1990-2019, 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% (2019).

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 2019 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>1</sup>

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 doce 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 2019.

<sup>1</sup>: <https://portal.ute.com.uy/noticias/ciclo-combinado-respaldo-menor-costos> (junio 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. Se menciona que 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 2019 fue de 31% en el total de potencia instalada.

## A diciembre 2019 se registraron 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 254 MW (2019). 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 2019 se registraron 125 nuevas instalaciones conectadas a la red por una potencia de 3,7 MW. La distribución sectorial fue la siguiente en orden de importancia: comercial/servicios (58%), industrial (20%), agro (16%), residencial (6%) y energía solar (5%) en la potencia instalada total.

### 2.2 Sector de hidrocarburos<sup>2</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.

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

La refinería 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 refinería luego de esta remodelación fue de 37.000 barriles/día (5.900 m<sup>3</sup>/d).

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 hidrotratamiento 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 refinería 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 febrero y setiembre de 2017, la refinería 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 refinería operó en forma habitual, con un nivel de procesamiento de petróleo crudo similar al de 2016 (2% superior).

## Se cuenta con dos gasoductos de 6.000.000 m<sup>3</sup>/día de capacidad total.

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.

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>3</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 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.

<sup>3</sup> Datos extraídos de <http://www.alur.com.uy/> (junio 2020), así como de contacto directo con la empresa.

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. La Planta N°2 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:

bioetanol: 96.000 m<sup>3</sup>/año

biodiésel: 80.000 m<sup>3</sup>/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<sup>4</sup>

La oferta bruta total de energía en el país fue de 5.661 ktep en 2019, 3% superior respecto al año anterior. Entre los principales energéticos que participaron en la oferta de energía en 2019 se menciona:

#### **Petróleo y derivados:**

En 2019, la oferta bruta de petróleo fue 2.102 ktep y registró una disminución de 5% respecto a 2018. La carga a la refinería presentó un comportamiento similar al de la oferta bruta. Durante el año 2019, se importó un total de 2.044 ktep de petróleo (2.389 miles de m<sup>3</sup>), 6% menos que en el año previo. Respecto a los derivados de petróleo, en 2019 la oferta bruta fue de 2.085 ktep, 2% menor a la de 2018. Dentro de las actividades de oferta, se registró un nivel de producción de 2.080 ktep e importaciones por 167 ktep (5% y 12% menores a 2018, respectivamente). Los derivados importados correspondieron a gasolina aviación, fueloil, coque de petróleo y productos no energéticos. Por su parte, la exportación de derivados de petróleo en 2019 fue de 7 ktep y correspondió a gasolina, propano y productos no energéticos. En el flujo de bunker internacional se dio un aumento de 2% en el último año, debido a mayores ventas de fueloil y gasoil.

#### **Gas natural:**

La importación de gas natural en 2019 fue de 81 ktep, 46% superior a la de 2018 y la mayor de los últimos once años. De todas formas, la participación del gas natural en la matriz energética del país siguió siendo marginal. En 2019, la importación de gas natural fue la mayor en los últimos once años.

**En 2019, la importación de gas natural fue la mayor en los últimos once años.**

#### **Hidroenergía:**

La oferta bruta de energía hidráulica es muy variada de un año a otro, debido a la dependencia de las características hidrológicas. En 2019 presentó un aumento de 43% respecto al año anterior; fue un año de buena hidraulicidad (23% por arriba del promedio de los últimos quince años). La cantidad de agua vertida (no utilizada) correspondió al 29% de la hidroenergía producida y fue más del doble que la del año anterior. Cabe aclarar que las estimaciones para la hidroenergía consideran las cotas diarias como aproximación de cálculo.

#### **Energía eólica y solar:**

En 2019, la oferta bruta de energía eólica fue similar a la del año anterior, mientras que la de energía solar creció 4%. Para ambas fuentes se registró un pequeño aumento en la potencia instalada para generación eléctrica en el último año (3 MW en eólica y 5 MW en solar fotovoltaica). 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.

**Biomasa:**

La oferta bruta de biomasa fue similar en 2019 respecto al año anterior. 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 2019 fue de 523 ktep, 2% inferior a la registrada en 2018 (534 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 leve aumento de 0,4% en 2019 (1.571 ktep) respecto a 2018 (1.564 ktep). En el caso de la biomasa para la producción de biocombustibles, la oferta bruta para 2019 fue igual a la de 2018 (115 ktep).

**Carbón y coque de carbón:**

En 2019 la oferta bruta de carbón mineral fue similar que en 2018 (3 ktep), mientras que no se registró consumo de coque de carbón.

**Electricidad importada/exportada:**

En 2019 hubo importación de electricidad solamente desde Brasil. Si bien la misma fue marginal, se dio en modalidad de “intercambio energético”, definido como energía de devolución sin costo asociado en el marco del convenio de interconexión.

Por su parte, en 2019 se registró el máximo histórico de exportación de electricidad desde 1965 (259 ktep). Además, las exportaciones anuales de los últimos seis años han sido mayores que el promedio de toda la serie; hecho que consolida a Uruguay como país netamente exportador de energía eléctrica.

## Electricidad: en 2019 la importación fue marginal y se registró la máxima exportación desde 1965.

### 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 136% entre 1990 y 2019; registró un valor récord en 2018 (5.396 ktep) y en 2019 decreció 0,2% (5.386 ktep).

#### 3.1.1 Matriz primaria por fuente

En 2019 y por cuarto año consecutivo, la biomasa volvió a ocupar el primer lugar en la matriz primaria (41%), 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 (41%), petróleo y derivados (36%), electricidad de origen hidráulico (13%), electricidad de origen eólico (8%) 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.

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 protagónico y se consolidó como la segunda fuente más importante en el abastecimiento energético de Uruguay. Este gran crecimiento se desaceleró entre 2010 y 2011 y retomó su fuerte crecimiento a partir de 2012, cuando pasó de 1.373 ktep (2012) a 2.214 ktep (2017) y alcanzó su mayor participación en la matriz primaria (43%). Entre 2017 y 2019, el abastecimiento de biomasa se redujo levemente (0,2%).

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 36% (2019) a lo largo de estos 55 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. 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, como se puede observar en la matriz de abastecimiento desde 1990 hasta el presente. Hasta 2007, la participación de la electricidad de origen hidráulico se alternó entre el segundo y tercer lugar; a partir de allí se consolidó como la tercera fuente en importancia en la matriz primaria. El año 2019 presentó mejores niveles de hidroelectricidad que el promedio histórico, pero 16% inferior al abastecimiento máximo registrado en 2014 (830 ktep).

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 aumentó a 409 ktep en el año 2019. 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, 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 2019, considerando a su vez las instalaciones de microgeneración y autoprodutores autónomos.

Las restantes fuentes que conformaron la matriz de abastecimiento de 2019 tuvieron una participación muy pequeña: gas natural (1%), solar (1%) y carbón y coque (<1%). En particular, se menciona que el abastecimiento de gas natural aumentó 46% en el último año y fue de 81 ktep en 2019.

### 3.1.2 Matriz primaria por origen

En el año 2019, el abastecimiento de energía fue 63% de origen local y 37% de origen importado. Teniendo en cuenta toda la serie, en los últimos cinco 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 3.354 ktep en 2019 (4% mayor a 2018).

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 2019 la energía importada fue 6% menor a 2018.

### 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 2019, las fuentes de energía renovables (biomasa, solar térmica y electricidad de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaico) tuvieron una participación de 63% en la matriz de abastecimiento, mientras que el restante 37% correspondió a las fuentes no renovables (petróleo y derivados, gas natural, carbón mineral y coque).

## Matriz primaria 2019: 63% 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.

El abastecimiento de energía renovable aumentó significativamente hacia el final del período 1990-2019 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%). Cabe mencionar una vez más, que los niveles de hidráulicidad y, por lo tanto, la cantidad de hidroelectricidad, influyen fuertemente en la participación de las diferentes fuentes en la matriz de abastecimiento y redundan en variaciones importantes a lo largo de la serie.

### 3.2 Generación de energía eléctrica

La potencia instalada del sistema eléctrico al final de 2019 fue de 4.920 MW y estuvo compuesta por 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 2019 la demanda de energía eléctrica se abasteció prácticamente en su totalidad con producción nacional. Se generaron 16.088 GWh de electricidad (1.384 ktep), lo que representó un aumento de 10% respecto al año anterior. La producción estuvo integrada por un 90% proveniente de centrales eléctricas de servicio público (1.239 ktep), mientras que el 10% fue generado por centrales eléctricas de autoproducción (145 ktep). Las variaciones respecto a 2018 fueron de +12% y -4% respectivamente.

## En 2019 la demanda de energía eléctrica se abasteció prácticamente en su totalidad con producción nacional.

En 2019 Uruguay exportó 3.010 GWh (259 ktep) de energía eléctrica, dos veces y media más que el año anterior y fue el año de mayor exportación desde 1965. A su vez, en los últimos seis años se ha registrado un nivel de exportación de electricidad superior que el promedio de los últimos 55 años. Teniendo en cuenta el destino, en el último año el 20% de las exportaciones de electricidad correspondieron a Brasil, mientras que el 80% 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.

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) registró una disminución de 1% respecto al año anterior. 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 2019 se registró el mayor consumo histórico de gas natural para generación eléctrica (26 ktep), asociado a las pruebas de operación de la nueva central de ciclo combinado.

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.

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 seis años experimentó un aumento muy importante en su participación dentro de la generación de electricidad, pasando de 144 GWh (2013) a 4.752 GWh (2019). 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 30% en 2019. Es de destacar que, si bien en 2018 no se incorporó potencia instalada de generadores eólicos, la generación a partir de dicha fuente creció 25% respecto al año previo. En 2019, tanto la potencia instalada como la generación eléctrica se mantuvieron prácticamente constantes.

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 que, por tercera vez consecutiva, en 2019 la generación eléctrica de origen solar fotovoltaico superó a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles; 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.

## Por tercer año consecutivo, en 2019 la electricidad de origen solar superó a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles.

En el caso de la microgeneración fotovoltaica conectada a la red, en el último período se registró un aumento muy importante, ya que pasó de 2.110 MWh (2014) a 29.916 MWh (2019). 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 (16%) y residencial (6%). A su vez, si se analiza la relación entre la electricidad entregada a la red o autoconsumida en 2019, 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 (78% y 66% respectivamente). Por su parte, en el sector industrial el 58% de la electricidad generada por microgeneración fotovoltaica fue autoconsumida, en tanto en el sector comercial/servicios fue repartido 50/50.

La generación de electricidad se puede analizar desde dos puntos de vista: por un lado, considerando los insumos para generación y, por el otro lado, teniendo en cuenta la energía eléctrica generada por fuente. Cabe destacar que la matriz de generación eléctrica presenta una estructura diferente a la matriz de insumos para generación, ya que considera las eficiencias de transformación para las distintas fuentes. En el año 2019 se registró una eficiencia global de transformación de 89%, con un crecimiento de tres puntos porcentuales respecto al año anterior. Esta mejora en la eficiencia global se logró con una mayor participación de fuentes de energía renovables en el mix de generación.

### 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 1.560 ktep (2019). 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 2019 la mayor participación en los insumos para generación correspondió a la hidroenergía (49%), seguida por la energía eólica (26%) y la biomasa (18%). En menor medida, se registraron participaciones de derivados de petróleo (3%: gasoil 2% y fueloil 1%), energía solar (2%) y gas natural (2%).

### 3.2.2 Matriz de generación de electricidad por fuente

La energía eléctrica generada en 2019 provino principalmente de la energía hidráulica (50%), que presentó un aumento de 24% (en términos absolutos) respecto a 2018. Por su parte, la producción de electricidad a partir de energía eólica se mantuvo similar al año anterior, sin embargo, volvió a ocupar el segundo lugar en la matriz de generación (30%). La biomasa decreció 2% en el último año y permaneció en el tercer lugar (15%). La electricidad a partir de energía solar fotovoltaica creció 2% en 2019 y, como se mencionó anteriormente, superó por tercer año consecutivo a la electricidad a partir de combustibles fósiles que disminuyó 20% respecto al año previo. Para estas últimas dos fuentes, la participación en la matriz eléctrica fue de 3% y 2% respectivamente.

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.

## Matriz de generación eléctrica 2019: 98% energía renovable.

En particular, se menciona que la disminución que se ha registrado en la hidroelectricidad en los últimos cuatro años previos a 2019, se ha logrado compensar año a año con el crecimiento en la electricidad de origen eólico y solar fotovoltaico. A su vez, se destaca que en 2018 la electricidad generada con fuentes renovables no tradicionales (eólica, solar fotovoltaica y biomasa) superó por primera vez la generación de electricidad de origen hidráulico; en 2019 volvió a ser algo menor. Consideradas en conjunto, las renovables participaron con un 98% en la matriz de generación eléctrica en 2019 y se registró un nuevo máximo absoluto para la electricidad generada a partir de este tipo de fuentes de energía (15.775 GWh).

### 3.3 Producción de derivados de petróleo

En el año 2019 la refinería operó de manera habitual. El procesamiento de petróleo crudo fue de 2.101 ktep que, si bien registró una disminución de 5% respecto al año previo, fue 4% mayor que el promedio anual de crudo procesado desde el año 2000 (sin considerar los años de paradas de la refinería por mantenimiento).

Por su parte, se produjeron 2.080 ktep de derivados de petróleo con 21 ktep de pérdidas de transformación. En el último año, el producto mayoritario fue gasoil (870 ktep), seguido por gasolinas automotoras (600 ktep) y fueloil (220 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 2019 se produjeron 68 ktep de gas fuel y 29 ktep de coque de petróleo. Estos consumos están contabilizados en la matriz de resultados bajo la denominación “consumo propio del sector energético”. En el caso del fuel gas, existe una cantidad que se reporta como “energía no aprovechada” y como “pérdidas”.

La estructura de producción de la refinería experimentó algunos cambios a lo largo de estos 55 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.

## 4. DEMANDA DE ENERGÍA<sup>5</sup>

Se entiende por “consumo final total de energía” al consumo de los siguientes sectores: residencial, comercial/ servicios/ sector público, transporte, industria, agro/ pesca/ minería. 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 2019 se alcanzó el valor récord de 4.822 ktep, 1% superior a 2018.

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 6% 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 2019 el consumo final no energético fue de 121 ktep, 1% inferior al año anterior. Dado que el consumo final para usos no energéticos es tan solo el 3% 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 2019, el consumo final energético fue liderado por la biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) que por quinto año consecutivo superó al de los derivados de petróleo (1.811 ktep y 1.782 ktep, respectivamente), con participaciones de 38% para cada una de las categorías. En tercer lugar, se registró el consumo de electricidad (973 ktep, 21%), mientras que la participación de gas natural y de biocombustibles fue muy pequeña en ambas fuentes. Cabe señalar que el valor de consumo de leña que figura en el balance energético para los diferen-

<sup>5</sup> En el Anexo I, a partir de la página 152, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a demanda de energía.

tes 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 2019 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 2019, el consumo fue 1.782 ktep, 2% mayor que el del año anterior.

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 (988 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>6</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.

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%, debido a las restricciones impuestas por el único proveedor (Argentina).

<sup>6</sup> Las pérdidas no técnicas están asociadas a consumos de electricidad no facturados.

<sup>7</sup> Hasta el BEN 2012 se denominaron etanol carburante y B100, respectivamente.

A partir de 2010 se incorporaron dos nuevas fuentes de energía secundarias como son el bioetanol y el biodiésel<sup>7</sup>, agrupadas en el término “biocombustibles”. Luego de presentar un 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). Sin embargo, los biocombustibles mantuvieron una participación de 2% en el consumo final energético para los últimos cinco años. Estas fuentes se consumen principalmente en mezclas con combustibles fósiles: gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel. En el año 2019, la mezcla promedio correspondió a 9,1% de bioetanol en las gasolinas automotoras y 5,4% 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.

## En 2019, la mezcla promedio (volumen) fue de 9,1% de bioetanol en las gasolinas automotoras y 5,4% de biodiésel en el gasoil.

Desde 2014 se incluye la energía solar térmica en la matriz de resultados. En 2019, el consumo final energético creció 14% respecto al año anterior y resultó en un valor de 4,8 ktep, que estuvo asociado a una superficie de colectores solares térmicos estimada de 86.420 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 trece años, el consumo final energético del sector industrial pasó de 626 ktep (2007) a 2.031 ktep (2019), 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.

#### 4.2.1 Sector residencial

El consumo final energético del sector residencial fue 845 ktep en 2019, 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.

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 (1965-2019); en 2019 registraron un consumo de 5 ktep y 10 ktep, respectivamente. A partir del año 2000 comenzó la utilización del gas natural en el sector residencial. Actualmente, su participación es apenas del 3% (22 ktep), porcentaje similar al que se dio en los últimos seis años previos a 2017. El gas manufacturado que se utilizaba en Montevideo fue sustituido por el gas natural a partir de principios de 2005.

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. En 2019, aproximadamente un tercio del consumo residencial correspondió al departamento de Montevideo (35%). 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 queroseno se registró en el interior (80% y 72%).

Desde el punto de vista regional, el consumo residencial de Montevideo fue más de la mitad de electricidad, seguido por leña, GLP, gas natural y finalmente queroseno. Respecto al interior del país, los principales energéticos consumidos en los hogares fueron electricidad y leña, seguidos en menor medida por GLP, residuos de biomasa y queroseno.

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.

#### 4.2.2 Sector comercial/ servicios/ sector público

El consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público fue de 308 ktep en 2019, 4% inferior al año anterior. 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 2019 se registró un consumo de 252 ktep con una participación de 83%, 5% inferior al consumo eléctrico de 2018, año en el que se registró el máximo absoluto (266 ktep). 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 2019. 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 cambios bruscos que presenta el consumo de leña en la serie 1965-2019 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 11% para 2019 y aumentaron 5% respecto al año anterior.



Dentro del sector comercial/servicios/sector público, desde 2013 se comenzó a informar el consumo en cuatro subsectores: “alumbrado público”, “administración pública y defensa”, “electricidad, gas y agua” y “resto”. Los dos primeros subsectores participaron con el 7% cada uno en la matriz de consumo del sector, mientras que “alumbrado público” registró tan solo el 3% del consumo en 2019. 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 (83%).

En todos los subsectores el principal energético consumido en 2019 fue electricidad, de hecho, en “alumbrado público” fue el único. Para “administración pública y defensa”, además de electricidad (77%) hubo consumo de leña (9%), fueloil (6%), gasoil (4%) y GLP (4%). En “electricidad, gas y agua” al consumo de electricidad (98%), 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 (80%), leña (8%), fueloil (3%), GLP (2%) 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 y queroseno por resultar en valores pequeños (menores a 1 ktep). Respecto al carbón vegetal, el consumo registrado en el sector comercial/servicios/sector público fue despreciable en 2019, asociado a la categoría “resto”.

#### 4.2.3 Sector transporte

El consumo final energético del sector transporte fue 1.295 ktep en 2019, lo que representó un aumento de 2% respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias, siendo el gasoil y las gasolinas automotoras las que predominaron.

La participación de las distintas fuentes fue variando entre 1965 y 2019. 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 y se mantuvo similar hasta 2019, en línea con la medida de desdieselización del parque automotor promovida en el marco de la política energética.

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 2019. El consumo pasó de 7 ktep a 72 ktep en los nueve 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.

En el sector transporte, el consumo final de gasolina automotora fue de 608 ktep y de gasoil 611 ktep en 2019, representando una participación de 47% para cada fuente. Si bien el consumo de gasoil ya había presentado aumentos y caídas en la serie, 2018 fue el primer año que el consumo de gasolina disminuyó luego de 14 años de crecimiento continuo; en 2019 registró un consumo similar a 2017. La tendencia de los últimos años hizo que en 2017 el consumo de ambos combustibles se igualara y se mantuviera con una leve variación hacia 2018-2019. 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 ha 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 que, si bien en el BEN presentó consumos en el sector transporte hasta 1992, actualmente se utiliza en el transporte público, así como en la flota de vehículos de UTE y vehículos particulares. 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. Para años anteriores, 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.

#### 4.2.4 Sector industrial

El consumo final energético del sector industrial fue 2.031 ktep en 2019, lo que significa un crecimiento de 1% respecto del año anterior. Cabe recordar que el sector industrial incluye la industria manufacturera y la construcción. La principal fuente consumida en el año 2019 correspondió a los residuos de biomasa y representó el 63% del consumo total de la industria. El siguiente consumo en orden de importancia correspondió a electricidad (15%), seguido por leña (9%) y fueloil (7%).

El sector industrial presentó grandes fluctuaciones en los consumos energéticos de las diferentes fuentes en el período entre 1965 y 2019. 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, 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 2019 un consumo máximo de 1.280 ktep. Como ya se ha mencionado, este gran crecimiento que tuvieron los residuos de biomasa desde 2008, fue lo que determinó que el sector industrial pasara a ser el sector de mayor consumo energético.

La electricidad registró su máxima participación en el consumo industrial en el año 2002 (29%) y descendió luego hasta un 15-16% en los últimos seis años. A pesar de este descenso porcentual, el consumo absoluto de electricidad experimentó un crecimiento neto y alcanzó un valor de 301 ktep en 2019, con un máximo histórico en 2018 (319 ktep).

Es importante destacar que, en la última década, el sector industrial ha mostrado un gran desarrollo en la autoproducción de electricidad, entendiendo por esta a la electricidad generada por los propios establecimientos, sin ingresar 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 cinco 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. Si bien el consumo de leña fue de 180 ktep en el último año, 17% inferior a 2011 (máximo histórico), se mantuvo en el orden del máximo registrado a fines de los años ochenta y principio de los años noventa.

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 2019, el 29% del fueloil consumido en la industria fue abastecido por un proveedor distinto a ANCAP (empresas ubicadas en zona franca).

### Consumo industrial 2019: el 48% de la electricidad fue autogenerada y el 29% del fueloil fue abastecido por un proveedor distinto a 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 2019. 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 83 ktep (2019). Por su parte, el propano 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 2019 se logró estimar un consumo de 0,1 ktep asociado a una superficie instalada de 2.373 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 por rama. La industria de “papel y celulosa” registró en 2019 el principal consumo de todo el sector (64%), seguida en menor medida por las siguientes ramas: “madera” (6%), “química, caucho y plástico” (5%), “cemento” (5%), “frigoríficos” (4%), “molinos” (3%), “lácteos” (3%), “bebidas y tabaco” (2%), “cuero” (1%), “textiles” (1%). Las ramas “otras alimenticias” y “otras manufactureras y construcción” tuvieron una participación de 4% y 2% en el consumo industrial de 2019, respectivamente.

Se destaca que las diferentes ramas industriales presentan patrones de consumo específicos. Respecto a “papel y celulosa” y “madera”, ambas ramas consumieron en 2019 principalmente residuos de biomasa (más de 80%) y en menor medida electricidad (10% aproximadamente). Por su parte, la rama “química, caucho y plástico” tuvo en 2019 un consumo basado en electricidad (64%), seguido por leña (21%) y residuos de biomasa (9%), en tanto “cemento” consumió mayoritariamente coque de petróleo (82%) y electricidad (10%). En el último año, la matriz de consumo de los “frigoríficos” estuvo compuesta por leña (51%), electricidad (35%), residuos de biomasa (7%) y fueloil (5%), mientras que “molinos” consumió principalmente residuos de biomasa (51%), leña (29%) y electricidad (17%).

En el subsector “lácteos”, el consumo de 2019 estuvo repartido entre tres fuentes básicamente: leña (38%), fueloil (31%) y electricidad (25%). Por su parte, “bebidas y tabaco” y “otras alimenticias” registraron un patrón de consumo similar: residuos de biomasa (33% y 29%, respectivamente), leña (32% y 31%) y electricidad (28% y 22%). En el caso de las ramas “textiles” y “cuero”, los consumos energéticos estuvieron liderados por leña (74% y 65% respectivamente) seguidos por electricidad (20% y 26%). Finalmente, para la rama “otras manufactureras y construcción” el consumo en 2019 estuvo repartido entre más cantidad de fuentes: electricidad (46%), fueloil (20%), gas natural (15%), gasoil (10%) y GLP (6%), entre otras.

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 2019, principalmente el licor negro de la industria de la celulosa. En el caso de la electricidad, el mayor consumido se dio en la industria de “papel y celulosa” (34%), seguida por la rama de la “química, caucho y plástico” (23%) y los “frigoríficos” (9%). Por su parte, la leña representó el tercer energético consumido por el sector industrial, siendo las ramas más importantes en consumo las siguientes: “frigoríficos” (22%), “química, caucho y plástico” (13%), “lácteos” (12%) y “papel y celulosa” (9%). Para el caso del fueloil, el consumo industrial se repartió principalmente entre la industria de “papel y celulosa” (74%), “lácteos” (13%) 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).

#### 4.2.5 Sector agro/ pesca/ minería

El consumo final energético del sector agro/pesca/minería fue de 223 ktep en 2019, 2% menor al año anterior. Gasoil fue el energético de mayor consumo (149 ktep) con una participación de 67%. 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 de consumo en 2019 correspondió a la leña (35 ktep), que se incorporó a partir de 2006, asociada principalmente a la generación de calor en la rama avícola. Una vez más, se aclara que esta modificación no se debió a un cambio en la estructura de consumo, sino a la incorporación de una nueva fuente que no se estaba teniendo en cuenta en este sector. El “Estudio de consumos y usos de la energía” de 2006 permitió, entre otras cosas, hacer este tipo de correcciones en el consumo final energético de los distintos sectores económicos.

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 2019 el consumo de electricidad disminuyó 17% respecto al año anterior y resultó en una participación de 10%.

Desde el año 2011, se registra el consumo de gas propano para el sector agro y minería. En 2019 dicho consumo fue de 8 ktep y resultó en una caída de 10% respecto al año anterior. Respecto a la gasolina automotora, en el último año participó con un 3% 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.

Por su parte, en el presente BEN se continuó con la mejora incorporada en BEN anteriores, respecto a la asignación del consumo de combustibles para actividades agro-agrícolas, que según la metodología aplicada corresponden al sector agropecuario. En la presente edición, además de incluir la asignación del consumo de turbocombustible y gasolina de aviación para 2019, se corrigió el valor para 2018 para este último.

A partir del año 2013, se comenzó a informar la apertura del sector agro/pesca/minería, desagregando el consumo del sector pesca del correspondiente para agro y minería. De esta manera, en el último año se registró un consumo de gasoil de 15,8 ktep asociado a la pesca industrial, así como de 2,2 ktep de gasolina en la pesca artesanal. Se aclara que el gasoil marino utilizado en barcos no incluye biodiésel. Por su parte, todo el consumo de leña y propano del sector se registró en los sectores agro y minería.

## 5. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO<sup>8</sup>

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”, “agro/ pesca/ minería”). 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 ocurrencia de emisiones de este gas (cuando se quema biomasa), existe un proceso de absorción del mismo (a través de la fotosíntesis) que realizan las especies vegetales durante su crecimiento y que resulta conveniente evaluar conjuntamente, para no extraer conclusiones engañosas a partir de resultados parciales. Por lo tanto, el cálculo relativo a la emisión y absorción de 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 2019, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> fueron 6.170 Gg<sup>9</sup>, 1% menores al año anterior. Las mismas estuvieron asociadas a las siguientes categorías en orden decreciente de importancia: transporte (3.671 Gg), industrial (916 Gg), agro/ pesca/ minería (485 Gg), consumo propio (424 Gg), residencial (398 Gg), centrales eléctricas de servicio público (187 Gg) y finalmente comercial/servicios/sector público (90 Gg).

**En 2019, las emisiones de CO<sub>2</sub> por quema de combustibles fueron 6.170 Gg, 25% menores al máximo histórico (2012).**

Es así que, en 2019, el 10% de las emisiones de CO<sub>2</sub> provinieron de las industrias de la energía (generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético) y el 90% 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> aumen-

<sup>8</sup> En el Anexo I, a partir de la página 174, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a emisiones de CO<sub>2</sub>.

<sup>9</sup> 1Gg (mil millones de gramos) equivale a 1kton (mil toneladas).

taron 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 (8.181 Gg). Los siguientes años presentaron una disminución neta en las emisiones de CO<sub>2</sub>, para llegar a 2019 con un nivel de emisiones 25% 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. El consumo de gasoil y fueloil 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, mientras que en 2019 volvieron a disminuir a valores similares a 2017. En especial, como fuera indicado anteriormente, en 2019 se dio un pico en el consumo de gas natural para generación eléctrica. En contrapartida, la disminución en el consumo de gasoil y fueloil resultó en una baja de emisiones de CO<sub>2</sub> en dichas centrales eléctricas. 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 cuanto a las emisiones provenientes de los sectores de consumo, la principal categoría ha sido históricamente el sector transporte, con una



participación promedio de 60% respecto a las emisiones sectoriales y de 48% 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). Desde 2005, 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 184%, mientras que para el gasoil solamente crecieron 15% en estos catorce años. Se menciona que, en 2005, 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 2019 (48%).

## Transporte fue la principal categoría responsable de emisiones de CO<sub>2</sub> en 2019.

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 2019 su participación fue de 30% de las emisiones de CO<sub>2</sub> totales. 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 916 Gg (2019) alcanzando el máximo desde 1990. 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 agro/pesca/minería, 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 bunkers internacionales, ya que no se consideran en los totales de acuerdo a la metodología aplicada. En 2019, las emisiones de la quema de biomasa fueron de 9.036 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 (70%), seguidos por la leña (27%) y en menor proporción por los biocombustibles (3%) y el carbón vegetal (<1%).

En la categoría bunkers 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 2019, las emisiones de bunkers internacionales fueron 798 Gg de CO<sub>2</sub>, lo que representó un aumento de 3% respecto a 2018. El 62% de estas emisiones se originaron en el transporte marítimo y fluvial, a través del consumo de gasoil marino y fueloil, mientras que el 38% restante correspondió al transporte aéreo, principalmente por consumo de turbocombustible.

## 6. INDICADORES<sup>10</sup>

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 bruto interno (PIB)<sup>11</sup> y de población<sup>12</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 1965-2019, 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 2019, la intensidad energética fue de 6,8 tep/M\$ 2005.

### Intensidad energética final 2019: 6,8 tep/M\$ 2005.

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 1965-2019, alternando años de crecimientos y otros de disminuciones donde la variabilidad registrada ha permitido identificar diferentes períodos.

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.

<sup>10</sup> En el Anexo I, a partir de la página 182, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a Indicadores.

<sup>11</sup> 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 y posteriores: Banco Central del Uruguay (BCU): "Serie anual a precios constantes referencia 2005", www.bcu.gub.uy (01/06/2020).

<sup>12</sup> Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2013), www.ine.gub.uy (20/03/2020).

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 esos 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 1.370 tep/1.000 hab. (2019). El mínimo histórico se dio en los años 1968 y 1985 (591 tep/1.000 hab.) y el máximo en el último año.

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 2019.

**2019:**  
**Consumo final per cápita: 1.370 tep/1.000 hab**  
**Consumo de electricidad per cápita: 3.216 kWh/hab.**

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.

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% respectivamente en el consumo eléctrico per cápita, 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 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.

En la serie industria/agro/pesca/minería 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. 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 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/agro/pesca/minería.

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).

<sup>13</sup> Elaboración propia en base a datos del Central del Uruguay (BCU): "Producto Interno Bruto por Industrias, Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme", www.bcu.gub.uy (01/06/2020).

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 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 2019, la intensidad energética alternó aumentos y caídas anuales, comportamiento que se mantuvo en valores entre 1,8 y 1,9 tep/M\$ 2005.

#### 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 1990-2019, este indicador presentó un descenso neto pasando de 12 a 9 tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005 y registró una 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 seis años se alcanzaron los valores más bajos desde 1997 (8-9 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.

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 2019 se dio un comportamiento similar a los años 2002-2003, 2007, 2010, 2013-2016, en cuanto a la buena disponibilidad de energía hidráulica, lo cual se vio reflejado en menores emisiones de CO<sub>2</sub> respecto a otros años con características de crónicas secas y sus correspondientes mayores consumos de derivados de petróleo para generación eléctrica.

En particular, se destacan los últimos cinco 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. Esta situación estuvo acompañada por un crecimiento del PIB por lo cual la intensidad de emisiones por unidad de PIB ha disminuido en los últimos años.

## 2019:

**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 1990-2019 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 seis años las emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita se mantuvieron relativamente constantes (1,7 - 1,8 tCO<sub>2</sub>/hab.).

### 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.

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 2019, el factor de emisión del SIN fue de 13 tCO<sub>2</sub>/GWh, lo que representó el menor valor en los últimos dieciséis años y el quinto desde 1990.

## Factor de emisión del SIN 2019: 13 tCO<sub>2</sub>/GWh.

### 6.6 Tasa de electrificación

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

La tasa de electrificación total pasó de 79,0% 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.

## 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%).

### 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 habi-

tantes (tep/1.000 hab.). El país presenta un sendero energético cuya evolución global entre 1965 y 2019 fue de crecimiento económico y disminución de intensidad energética. A lo largo de estos 55 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.

Por su parte, se menciona el período 2016-2018 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 2019, la intensidad energética creció 0,6%, mientras que el PIB per cápita disminuyó 0,1%, lo cual se tradujo en una nueva tendencia.

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 1.370 tep/1.000 hab. (2019) que prácticamente hizo duplicar su valor en estos últimos 15 años.

## 7. OBJETIVO DE DESARROLLO SOSTENIBLE 7<sup>14</sup> (ODS 7)<sup>15</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>14</sup> Datos extraídos de <http://www.ods.gub.uy/> (agosto 2020).

<sup>15</sup> En el Anexo I, a partir de la página 196, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados al ODS7.

## 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 y biomasa para biocombustibles.

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. 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:

*Oferta = Producción + Importación - Exportación - Pérdidas + Variación de inventario - Energía no utilizada + 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: supergás, propano, 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:

**Propano:**

Hasta el año 2010 inclusive, el consumo de propano en el sector agro/minería está incluido en el sector industrial. A partir de 2011, el consumo de propano asociado a la actividad agropecuaria y minería se contabiliza en el sector “agro/pesca/minería”.

**GLP:**

Agrupación supergás y propano.

**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 descriptos 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 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 y 2018. 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.

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 a 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 (CIIU Rev.4) y alumbrado público.

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

SECTOR COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBLICO	CIIU REVISIÓN 4 ASOCIADA
Alumbrado público	-
Administración pública y defensa	Sección O
Electricidad, gas y agua	Sección 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 bandera extranjera, cuyos consumos se contabilizan dentro de exportaciones hasta 2012 y dentro de búnker internacional a partir de 2013.

Desde 2013 se informan los consumos con la siguiente apertura:

SECTOR TRANSPORTE
Carretero
Ferroviano
Aéreo
Marítimo y fluvial

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

### **Sector industrial:**

Incluye la industria manufacturera y la construcción, correspondientes a las secciones C y F de la clasificación industrial CIIU 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	CIIU 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, cuyo consumo se considera en "consumo propio".

\*\* incluye todas las clases de la división 23 salvo las correspondientes a la rama "cemento".

### **Sector agro/pesca/minería:**

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.

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

SECTOR AGRO/PESCA/MINERÍA
Agro y minería
Pesca

En particular, 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.

En la presente publicación, se continúa con la implementación de la mejora en la asignación del consumo de combustibles de aviación en actividades aero-agrícolas, que se venía informando en el sector transporte y ahora se informa en el sector agro. Incluye consumos de gasolina de aviación y turbocombustible. Esta mejora fue posible mediante la realización de una encuesta a empresas del rubro y se realizó también para los años 2016, 2017 y 2018. Los datos se consideran de carácter preliminar, ya que al no lograrse el 100% de las respuestas, los mismos pueden estar sub-evaluados. En futuras ediciones se espera poder consolidar los resultados para la serie histórica.

#### **No identificado:**

Sexta categoría en la que se incluyen aquellos consumos a los que no se les identificó el sector en que se realizaron.

### 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).

$$\begin{aligned} 1 \text{ ktep} &= 1.000 \text{ tep} \\ 1 \text{ tep} &= 10.000.000 \text{ kcal} \end{aligned}$$

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

Finalmente, 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

A continuación, se presentan comentarios particulares respecto a la metodología utilizada en la elaboración del BEN para algunas fuentes de energía, así como criterios aplicados en la estimación de las emisiones de CO<sub>2</sub> y de la matriz de energía primaria.

### 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<sub>hidro</sub>**: Producción de hidroenergía (kWh/año)

**k**: Coeficiente para transformación de unidades

**β**: Densidad del agua (kg/m<sup>3</sup>)

**g**: Aceleración de la gravedad (m/s<sup>2</sup>)

**t**: Tiempo de operación de la central (horas/año)

**h**: Altura media de caída (m); se consideran las cotas diarias

**Q**: Caudal turbinado (m<sup>3</sup>/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.

### 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%:

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

Siendo:

**E<sub>solar térmica</sub>**: Producción de energía solar térmica (ktep/año)

**E<sub>f</sub>**: Eficiencia global (0,40)

**H<sub>o</sub>**: 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 del tipo de productores:

- Para el caso de las plantas solares conectadas a la red, se contabilizan los datos anuales suministrados por UTE.
- En el caso de los pequeños productores con potencias menores a 150 kW que vuelcan energía a la red, se utilizan los 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 a partir del dato de potencia instalada.
- En el caso de productores autónomos con potencias instaladas superiores a 150 kW, que no vuelcan a la red, los mismos son censados.
- En el caso de los pequeños productores autónomos con potencias instaladas menores a 150 kW que no vuelcan a la red, se utiliza la misma relación de energía generada y potencia instalada que los que productores que entregan a la red y cuyos datos son conocidos.

#### **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.

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 (Estadísticas Agropecuarias) 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”.

#### 8.4.5 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



ta 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)

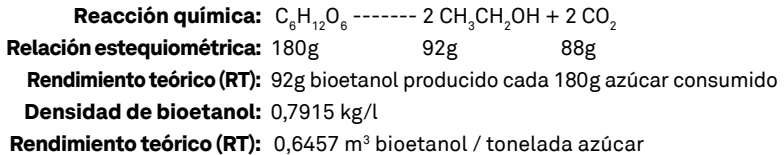
**REM:** Rendimiento de extracción-molienda

**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.



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

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

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”. En todos los casos, no se contabiliza al biogás como fuente primaria de donde se obtiene dicha electricidad. De cualquier manera, estos valores son muy pequeños con respecto al total (del orden de 0,1 ktep).

#### 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 bunkers internacionales, las que se presentan como partidas informa-

tivas 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
- Agro/pesca/minería
- 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.
- Bunkers internacionales: corresponde a emisiones provenientes de bunkers internacionales tanto marítimo como aéreo.

Para la estimación de las emisiones se utilizan los factores de emisiones (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: electricidad importada; gas natural; petróleo y derivados; carbón y coque



# ENERGY BALANCE

## BALANCE ENERGÉTICO 2019

HISTORICAL SERIES  
1965-2019



Ministerio  
de Industria,  
Energía y Minería



**BEN**  
BALANCE ENERGÉTICO  
NACIONAL URUGUAY

**República Oriental del Uruguay**  
Ministry of Industry, Energy and Mining  
National Directorate of Energy

## FOREWORD

The National Directorate of Energy presents the National Energy Balance (BEN), which includes the main results of the national energy sector for 2019. The BEN aims to provide information to aid the design and review of public policies, and issues relative to the energy planning process. It is addressed to all bodies, companies, and individuals involved in the energy sector. This information is expected to be useful to continue improving decision making in this area.

The BEN 2019 is the 55th balance in the historical series (1965-2019), published without interruption since 1981. Uruguay is one of the few countries in Latin America and the Caribbean to have such an extensive series.

One of the main elements in this Balance is the consolidation of the energy matrix diversification and the high share of local sources. In 2019, there was a 98% share in the electricity generation matrix regarding local and renewable sources. As Uruguay does not produce fossil fuels such as oil, every local source in the country is renewable, contributing to the decarbonization targets of our energy matrix. Another noteworthy aspect of the energy matrix that contributes to decarbonization is that photovoltaic solar electricity surpassed the amount of electricity generated from thermal fossil fuels for the third consecutive year.

Regarding the matrix of energy supply or primary matrix, the share of renewable sources reached 63%, surpassing the targets set. The share of biomass exceeded that of oil and oil products for the fourth consecutive year.

There are no significant changes regarding infrastructure compared to 2018; the variations recorded in 2019 are associated with wind and solar energy. Although the installed capacity related to photovoltaic solar energy and solar thermal energy remains

low, they have shown sustained growth in recent years. Solar thermal energy grew by 14% in the last year and recorded an installed area of 87,430 m<sup>2</sup>, while photovoltaic solar energy grew by 2% and reached an installed capacity of 254 MW.

Another landmark in the BEN 2019 is that 48% of the electricity consumed by the industrial sector was generated from auto-production; that is, the industrial establishments themselves generated almost half the power consumed.

Furthermore, regarding final consumption estimations by sector, improvements continue to be made through energy consumption and use surveys conducted by DNE-MIEM. The census of railway operators was essential, as it made it possible to correct rail transport consumption for the 2016 series onwards. Furthermore, by revising the methodologies implemented, it was possible to reclassify propane consumption in the subsectors of the commercial/services/public sector for the 2014-2018 series. It also made it possible to correct the estimated blend percentages for gas oil and biodiesel since 2010. Meanwhile, further work was done to improve the classification of fuel consumption by agricultural aircraft, as it was possible to access more companies in the sector.

Finally, we would like to acknowledge the official bodies and private institutions for their valuable information, which made this work possible.

Lic. **Fitzgerald Cantero Piali**  
National Director of Energy

# 1. INTRODUCTION

The National Energy Balance (BEN) is a statistical study that gathers information on different energy flows. It includes the supply, transformation, and sectoral consumption of energy (demand), which is expressed in a common unit and corresponds to one calendar year. It is a necessary tool for energy planning as it shows the structure of energy production and consumption in Uruguay. However, it must be related to other socioeconomic variables to be an efficient instrument for decision making in the area.

The National Directorate of Energy (DNE) of the Ministry of Industry, Energy and Mining (MIEM) prepares and publishes the annual BEN through the Planning, Statistics and Balance Area (PEB), including information available since 1965. This is how the BEN 2019 completes 55 years of the historical series. Uruguay is one of the few countries in Latin America and the Caribbean to have published such an extensive series of national energy balances in an uninterrupted and public way. This publication continues a series that started in 1981 with the “National Energy Balance - Historical Series 1965 1980”, developed with the support and methodology of the Latin American Energy Organization (OLADE).

The presentation of the information has significantly varied over the years. The improvements introduced since 2006 are listed below:

- 2006** The nontechnical losses of the electricity sector were first recorded under final energy consumption. Since then, social losses have been included in the residential sector; the other nontechnical losses are distributed according to the share of the remaining electricity consumption sectors.
- 2008** New energy sources were included:
  - Forestry and sawmill waste (sawdust, chips, etc.)
  - Wind energy used by the large wind turbines connected to the network
- 2010** The results of the “Energy use and consumption survey” updated to 2008 were included, as well as new energy sources and transformation plants:
  - Biomass for biofuels, bioethanol, and biodiesel
  - Biomass distillery and biodiesel plants
- 2012** The carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions of the energy industries and the consumption sectors were first reported. CO<sub>2</sub> emissions from biomass combustion and international bunkers were included as memo items.



**2013** Surveys by sector were first conducted using AGESIC's (National Agency for the Development of eGovernment and Information Society) online platform. Additionally, a new matrix format was presented, including energy sources, transformation plants, and supply activities, as well as a broader breakdown of final energy consumption by sector, going from 5 to 24 subsectors.

Final energy consumption was first reported with a broader breakdown of sectors:

**Residential:**

Montevideo and the rest of the country.

**Commercial/services/public sector:**

Includes subsectors "public lighting", "public administration and defense", "electricity, gas and water", and "others".

**Transport:**

Disaggregated into "road", "rail", "air", "sea and river".

**Industrial:**

Includes subsectors "slaughterhouses", "dairy industry", "mills", "other food industries", "beverages and tobacco", "textile", "leather", "paper and cellulose", "chemical, rubber and plastic", "cement", "other manufacturing industries" and "construction".

**Agriculture/fishing/mining:**

Divided into subsectors "agriculture and mining" and "fishing".

**2014** Photovoltaic solar energy was first included in the matrix of results. New indicators were added:

- CO<sub>2</sub> Emission Factor of the National Interconnected System
- Household and rural electrification rate
- Energy path

**2015** The consumption of power plants for public service was first reported as well as autoproduction by plant type: thermal power plants (fossil fuels and biomass) and hydraulic, wind, and solar generators. Additionally, solar thermal energy was first included in the matrix of results.

**2016** This edition included information from the energy use and consumption survey of the industrial sector, which allowed us to adjust the statistical series on this sector's consumption. This edition also included the series of CO<sub>2</sub> emissions by source and as of 2006.

- 2017** Estimations of solar thermal energy were improved: the installed area of solar thermal collectors in this sector was estimated through the main industry survey, which also made it possible to access the domestic production of solar collectors, a value that had been estimated for past BEN editions. In turn, the consumption of fuels for agricultural aircraft was reclassified: they were included under “transport” and are now included in the “agriculture” sector.
- 2018** Improvements in solar thermal energy estimates continued in the sector, through the survey conducted among major commercial and service consumers and the industrial survey. Additionally, in 2018, data were collected more efficiently through the survey of fuel consumption by agricultural aircraft. This made it possible to allocate consumption for the new year and correct the 2016/2017 data. Furthermore, bioethanol and motor gasoline data processing improved, which entailed correcting the balance of these energy sources from 2010.
- 2019** A census of railway operators was conducted, which helped improve gas oil statistics in rail transport and correct the series since 2016. In turn, propane consumption was reclassified in the subsectors of the commercial/services/public sector for the 2014-2018 series. Further work was done to improve the classification of fuel consumption by agricultural aircraft, as it was possible to access more companies in the sector. In addition, the calculation methodology for blended gas oil and biodiesel was revised, so it was possible to correct the series since 2010.

In terms of GDP, the series was consolidated at constant 2005 prices for the years before 1997, thus completing 55 years since 1965. Finally, a new analysis of emissions by source disaggregated by sector was included for CO<sub>2</sub> emissions.

It is necessary to compare the figures of the different sources that make up the energy supply—which have different heating values. Therefore, the values are expressed in ktoe (kilotonnes of oil equivalent), so one tonne of oil equivalent (toe) corresponds to 10 million kilocalories. The conversion of the magnitudes corresponding to each source to its expression in ktoe is done through the corresponding Lower Heating Value (LHV).

## 2. INFRASTRUCTURE OF THE URUGUAYAN ENERGY SYSTEM

The infrastructure of the Uruguayan energy system can be described through three main sectors: “power transformation”, “hydrocarbons” and “biofuels”.

### 2.1 Power transformation sector

Uruguay has four hydroelectric power plants; three are located on the Río Negro and one on the Río Uruguay (shared with Argentina). There are also thermal power plants operated with steam turbines, gas turbines and engines run on fossil fuels and private generators that use biomass. In addition, the power transformation sector includes both public and private wind and solar generators. The National Interconnected System (SIN) has interconnections with Argentina (2,000 MW) and Brazil (570 MW).

By the end of 2019, Uruguay had a total installed capacity of 4,920 MW, including the producers connected to the SIN and the off grid autoproducers. This capacity included 1,538 MW from hydropower, 1,514 MW from wind, 1,190 MW from thermal power (fossil fuels), 425 MW from thermal biomass, and 254 MW from photovoltaic solar generators. Considering the installed capacity by source, 76% corresponded to renewable energy (hydropower, biomass, wind, and solar), while the remaining 24% was nonrenewable energy (gas oil, fuel oil, and natural gas).

### 2019: 4,920 MW of installed capacity for electricity generation; of which 76% was renewable energy.

In the early 1990s, the generation park’s total capacity increased by 33%: from 1,571 MW (in 1990) to 2,085 MW (in 1995). This was mainly due to added capacity from fossil and hydropower sources (Uruguay began to use 50% of Salto Grande’s installed capacity). The following period had almost no new generators until 2005, when the total installed capacity had a net growth of 140%, reaching 4,920 MW towards the end of 2019. This growth was influenced by new local energy sources, which complemented the traditional sources and the diversification of the energy matrix over the last few years. Although the increase was net in the entire period, 2016 was the only year when the total installed capacity declined compared to the previous year, as fewer thermal plants operated, as detailed below. In 2017, installed capacity grew again, reporting a new historical maximum in 2019 caused by the combined cycle plant’s operational start-up in Punta del Tigre (2018) and a series of wind farms and photovoltaic plants in the last three years.

The evolution of the installed capacity in hydroelectric power plants increased until the beginning of the 1990-2019 period, given the gradual addition of power from the Salto Grande hydropower plant into Uruguay: from 1995, 50% of 1,890 MW corresponded to it. Since that year, Uruguay completed its installed capacity in large-sized hydraulic energy, which remains constant to this date. The share of hydraulic plants in the total capacity went from 76% (in 1990) to 31% (2019).

Regarding the thermal generators that run on fossil fuel, the installed capacity went from 350 MW (in 1990) to 551 MW (in 1995). This was mainly due to the installation of La Tablada thermal power plant. Since that year, the installed capacity has remained relatively constant, increasing significantly later on, between 2005 and 2014, when 600 MW corresponding to turbines and 179 MW corresponding to engines were incorporated (100 MW of which was rented). In 2013-2014, the maximum value of installed capacity from fossil fuels was reported. Then the trend changed, and the value decreased in the following two years. Between 2014 and 2015, thermal fossil generators' capacity decreased 170 MW because Sala B at Central Batlle, the turbine in Maldonado, and the engines rented since 2012 ceased to operate. Between 2015 and 2016, there was a 405 MW reduction because the 5th and 6th units of Central Batlle and the rented equipment APR A and APR B ceased to operate. Between 2017 and 2018, the three combined cycle turbines started running in Punta del Tigre (540 MW). This resulted in increased installed capacity from fossil fuels, which remained the same in 2019—and in a 24% share compared to the previous year's total installed capacity. This new plant in Punta del Tigre is rarely used but is essential to provide the system with the necessary security and reliability, not only to meet domestic demand but also as a source of energy that can be exported to neighboring countries and is considered the thermal backup for the next 30 years.<sup>1</sup>

Historically, the installed capacity of thermal generators using biomass did not exceed 22 MW until 2006, when a significant growth began. The electricity purchase contracts between UTE and private generators started to enter into force in 2007. As a result, there was a 410 MW growth in biomass installed capacity over the last twelve years. In particular, the increases recorded in 2007 and 2013 corresponded to the installation of cellulose plants. The share of biomass in the total generation capacity was 1% until 2006, reaching a maximum of 13% in 2013 and 9% in 2019.

In turn, large sized wind energy became part of the mix of energy generation in 2008, with the startup of the first wind farms in the country. Since that year, both private and public wind generators have been included. This energy source has developed significantly, mainly between 2014 and 2017. Until 2013, 59 MW of wind generators was installed, and as of 2014, between 300 and 400 MW came into operation each year. In this way, in December 2017, there were 43 large scale wind farms connected to the network. Their total installed capacity was 1,511 MW,

<sup>1</sup> <https://portal.ute.com.uy/noticias/ciclo-combinado-respaldo-menor-costo> (June 2020).

considered jointly with microgenerators and off-grid plants. In 2018, there were no new installations, and in 2019, 2.2 MW were installed. This corresponded to off-grid autoproducers (not connected to the SIN), and a single park expanded its power by 1 MW. The share of wind generators in 2019 was 31% of the total installed capacity.

## As of December 2019, more than 40 large-scale wind farms were registered.

Finally, photovoltaic solar energy must be mentioned. Although it has been used as a source in the country for many years, it still reports small values compared to other energy sources. Another highlight is the increase in installed capacity recorded from 2015, going from 4 MW (2014) to 254 MW (2019). During 2017 and 2018, 13 photovoltaic plants started operating for a total of 150 MW, which meant that solar energy had a 5% share in the total installed capacity in Uruguay. Small scale photovoltaic generation has also developed significantly in recent years, with 125 new facilities connected to the network and a total installed capacity of 3.7 MW for 2019. This was the sector specific distribution in order of importance: commercial/services (58%), industrial (20%), agriculture (16%), and residential (6%).

### 2.2 Hydrocarbon sector<sup>2</sup>

Regarding the hydrocarbon sector, Uruguay has only one refinery that belongs to ANCAP, the state oil company, located in Montevideo. It has a refining capacity of 50,000 barrels per day (8,000 m<sup>3</sup>/day) and, among other products, it produces mainly gas oil, gasoline, fuel oil, LPG (LP gas and propane), and jet fuels. Crude oil enters the country through Terminal Petrolera del Este, in José Ignacio, Maldonado. It enters through a buoy located 3,600 meters off the coast; it is transported to Montevideo's refinery through a 180 km oil pipeline. Fuels and other oil products are transported nationwide by road and sea, using the distribution plants located in Montevideo, Canelones, Colonia, Durazno, Paysandú and Treinta y Tres.

## The refinery has a capacity of 50,000 bbl/day.

The refinery started operating in 1937, and its equipment and oil processing capacity have evolved over the years. The highlight of this evolution was the 1993-1995 remodeling; there was no production throughout 1994. At that time, a new catalytic cracking unit and a new visbreaking unit were installed. Additionally, changes were promoted around the plant to increase the atmospheric distillation and vacuum units' energy efficiency. This remodeling increased the refinery's processing capacity to 37,000 barrels/day (5,900 m<sup>3</sup>/day).

In 1999, another significant remodeling period began, aiming to produce high-octane unleaded fuels. A gasoline hydro treating unit, an isomerization unit, and a continuous catalytic reforming unit were thus installed,

expanding the crude processing capacity to 50,000 barrels a day. Between September 2002 and March 2003 and between September 2011 and January 2012, the refinery was shut down for scheduled maintenance.

The desulfurization plant was in full operation in 2014 for the first time. It aimed at producing gas oil and gasoline with low sulfur content, in line with international fuel specifications. The plant can produce 2,800 m<sup>3</sup>/day of gas oil 50S and 800 m<sup>3</sup>/day of gasoline 30S, with a maximum concentration of 50 and 30 ppm of sulfur, respectively. Finally, the sulfur recovery plant has an installed capacity of 30 tonnes/day, obtaining liquid sulfur sold in the domestic market as raw material for fertilizers.

The refinery was shut down for most of 2017 for unit maintenance activities (between February and September). As a result, there was a decrease in crude oil imports and an increase in the import of oil products to meet demand. In 2018, the refinery had operated normally, with a crude oil processing level similar to 2016 (2% higher).

Finally, regarding natural gas supply, it is provided by Argentina through two gas pipelines with a total capacity of 6,000,000 m<sup>3</sup>/day. The coastal gas pipeline operated by ANCAP is located in the northwest of the country. It was opened in October 1998, and its laying begins in Entre Ríos (Argentina) and ends in the city of Paysandú. The pipeline has a total length of 27,200 meters (including distribution branches in Uruguay and the section over the international bridge) and supplies the local distribution network.

## There are two gas pipelines with a total capacity of 6,000,000 m<sup>3</sup>/day.

Furthermore, the second pipeline has been in operation since November 2002 in the southwestern part of the country and is operated by Gasoducto Cruz del Sur (GCDS). The system stretches from Punta Lara (Argentina) to the city of Montevideo and surroundings, going through the departments of Colonia, San José, and Canelones. It has two trunk pipelines: an underwater trunk for the Río de la Plata crossing (57 km approx.) and a land trunk (145 km approx.) between Colonia and Montevideo, as well as several side pipelines that feed many towns (200 km approx.).

### 2.3 Biofuel sector<sup>3</sup>

As of 2010, the BEN has included the production and consumption of biofuels, mainly used in the transport sector blended with gasoline and gas oil. Law 18.195 (14/Nov/2007) and its Regulatory Decree 523/008 (27/Oct/2008) established the legal framework for producing, marketing, and using agrofuels in Uruguay.

In turn, the Chilean market for the export of bioethanol was conquered in recent years, as well as the Dutch market for the export of biodiesel produced from recycling frying oil.

<sup>3</sup> Data taken from [www.alur.com.uy](http://www.alur.com.uy), (June 2020), as well as from direct contact with the company.

Regarding **bioethanol production**, ALUR currently has two production plants in the north of Uruguay. In 2006, ALUR began to manage the sugar factory belonging to cooperative CALNU in Bella Unión (Artigas), starting from an energy and food project that involved an industrial investment plan to set up a distillery to produce ethanol, among other actions. This agroenergy food complex produces bioethanol, sugar, electricity and animal feed, mainly from sugar cane juice and molasses, as well as sweet sorghum juice, to a lesser extent. The plant's capacity is 120 m<sup>3</sup>/day for bioethanol, operating from May to October (6 months). It has worked at higher than nominal capacity (140-190 m<sup>3</sup>/day) on many occasions.

In October 2014, a new ethanol production plant was opened in Paysandú, with an installed capacity of 70,000 m<sup>3</sup>/year. The plant can process grain sorghum, maize, wheat, and barley, operating non-stop throughout the year to produce bioethanol and animal feed. Katzen, a United States company, developed the selected technology. It stands out for being energy efficient, offering the possibility to use summer and winter crops, and has a low environmental impact.

Regarding **biodiesel production**, ALUR features two industrial complexes located in Montevideo. Plant N°1 is located in Paso de la Arena and has a biodiesel production capacity of 18,000 m<sup>3</sup>/year from refined oil, used oil for frying, and beef fat. Also, glycerin is produced as a byproduct. Plant N°2 is located in Capurro and has a biodiesel installed capacity of 62,000 m<sup>3</sup>/year from vegetable oil, used frying oil, and beef fat. The products are biofuel, olein, and glycerin.

**Installed capacity:**  
**Bioethanol: 96,000 m<sup>3</sup>/year.**  
**Biodiesel: 80,000 m<sup>3</sup>/year.**

An agreement was reached with the company COUSA to ensure the efficient production of biodiesel, whereby its infrastructure is available for use. In turn, the private company provides grain milling and oil production services, supplying the raw material for both biodiesel plants. Soybeans and canola seeds are received to produce crude degummed oil and protein meal.

In 2015, the industrial process of plants N°1 and N°2 and the final product were certified according to the European standard International Sustainability and Carbon Certification (ISCC) to produce biodiesel from frying oil and fat.

### 3. ENERGY SUPPLY<sup>4</sup>

The country's total gross energy supply in 2019 was 5,661 ktoe, which was 3% higher than the 2018 figure. The primary fuels included in the energy supply in 2019 were:

#### **Oil and oil products:**

In 2019, gross oil supply was 2,102 ktoe, and it decreased 5% compared to 2018. The load of the refinery had a behavior similar to the gross supply. In 2019, 2,044 ktoe of oil were imported (2,389 thousands of m<sup>3</sup>)—6% less than the previous year. In 2019, the gross supply of oil products amounted to 2,085 ktoe: a 2% decrease compared to 2018. Within supply activities, 2,080 ktoe were produced, and 167 ktoe were imported (5% and 12% less than 2018, respectively). Imported oil products were aviation gasoline, fuel oil, petcoke, and non-energy products. Meanwhile, the export of oil products in 2019 was 7 ktoe and corresponded to gasoline, propane, and non-energy products. As for the international bunker flow, there was a 2% increase in the last year due to higher fuel oil and gas oil sales.

#### **Natural gas:**

In 2019, 81 ktoe of natural gas were imported, 46% more than in 2018, and the highest amount in the last eleven years. In any case, the share of natural gas in the energy matrix remains marginal.

**In 2019, natural gas imports were the highest in the last eleven years.**

#### **Hydropower:**

Hydraulic energy gross supply varies a lot, as it depends on the hydrological characteristics of each year. In 2019, there was a 43% increase compared to 2018. It was a year with adequate rainfall levels (23% above the average for the last 15 years). The volume of water dumped (not used) was 29% of the hydropower produced: twice as much as in 2018. It should be noted that hydropower estimations consider daily water levels as an approximation.

#### **Wind and solar energy:**

In 2019, the gross supply of wind energy was similar to the 2018 figure, while solar energy grew 4%. Both sources had a small increase in the installed generating capacity for electricity in the last year (3 MW in wind energy and 5 MW in photovoltaic solar energy). As for solar energy, solar thermal and photovoltaic energy have been included in the matrix of results since 2014.

<sup>4</sup> Tables and charts related to energy supply are available in Annex I, as of page 132.



**Biomass:**

The 2019 gross biomass supply was similar to that of 2018. The different sources included must be disaggregated to analyze biomass behavior: firewood, biomass waste (rice husk, sugar cane bagasse, black liquor, odorous gases, methanol, barley husk, and waste from the timber industry), and biomass for biofuel production. The gross firewood supply for 2019 was 523 ktoe, 2% lower than the 2018 records (534 ktoe), thus maintaining the figures for the last few years. Regarding biomass waste, the gross supply increased 0.4% in 2019 (1,571 ktoe) compared to 2018 (1,564 ktoe). In the case of biomass for biofuel production, the gross supply for 2019 was the same as for 2018 (115 ktoe).

**Coal and coke of coal:**

En 2019 la oferta bruta de carbón mineral fue similar que en 2018 (3 ktep), mientras que no se registró consumo de coque de carbón.

**Imported/exported electricity:**

In 2019, electricity was imported from Brazil only. Although it was marginal, it was an exchange of energy, defined as “return energy”, with no associated cost within the interconnection agreement framework.

Additionally, 2019 set a new historical maximum export of electricity since 1965 (259 ktoe). In addition, annual exports over the past six years have been higher than the average for the entire series: this consolidates Uruguay as a net electricity exporter.

## Electricity: in 2019, imports were marginal and the highest exports since 1965 were recorded.

### 3.1 Energy supply

The country's primary energy matrix—also referred to as matrix of energy supply—has sustained a 136% net growth between 1990 and 2019, reaching a record value in 2018 (5,396 ktoe), and then decreasing 0.2% (5,386 ktoe).

#### 3.1.1 Primary matrix by source

In 2019 and for the fourth consecutive year, biomass took first place in the primary matrix (41%), after displacing oil and oil products in 2016, which have historically been the main supply source in the country. For the last year, energy supply was as follows, in order of importance: biomass (41%), oil and oil products (36%), electricity from hydraulic energy (13%), electricity from wind power (8%), and to a lesser extent, natural gas (1%) and solar energy (1%). Solar energy supply includes solar thermal energy and electricity from photovoltaic solar energy.

Over the last few years, there have been significant changes in the primary matrix, mainly due to diversification and a higher share of renewable energy sources. Biomass is one of the sources that has changed the most, not only in share but also in absolute magnitude. This category includes the production of firewood, biomass waste, and biomass for biofuels, as well as charcoal net imports. Between 1990

and 2007, biomass had a relatively constant share; however, in 2007, it started to have a more critical role, strengthening its position as the second source in importance in Uruguay's energy supply. This significant growth slowed down between 2010 and 2011 and recovered as of 2012, going from 1,373 ktoe (2012) to 2,214 ktoe (2017), thus achieving its highest share in the primary matrix (43%). Between 2017 and 2019, biomass supply decreased slightly (0.2%).

The supply of oil and oil products includes the imports of crude oil to produce oil products in the refinery and the net balance of foreign trade of oil products. This category's share in the primary matrix has varied, mainly according to the demand for oil products for electricity generation. In 1965, practically the entire primary matrix was formed by oil and oil products (79%). Interestingly, although the share fell to 36% (2019), supply has remained relatively constant in absolute terms over these 55 years, at an average of 1,900 ktoe. The last six years have recorded the lowest share levels for oil and oil products in the primary matrix; the historical minimum was recorded in 2019. Therefore, the growth recorded in the primary matrix since 1965 has been mainly due to the inclusion of new energy sources.

In turn, Uruguay has a highly variable hydroelectric supply from one year to the next, which depends heavily on the weather conditions, as can be seen in the matrix of supply from 1990 to date. Until 2007, electricity from hydraulic energy alternated between the second and third place, while from that year on, it consolidated as the third-largest source in the primary matrix. In 2019, hydroelectricity recorded higher levels than the historical average, but it was 16% lower than the maximum supply recorded in 2014 (830 ktoe).

It is important to highlight the evolution of wind power in the primary matrix. In 2008, the first year the country had large sized wind energy, the generation of electricity from wind power was 0.63 ktoe and increased to 409 ktoe in 2019. Between 2014 and 2018, the most considerable growth was recorded, and the share of electricity from wind power increased from 1% to 8%. Although its percentage in the matrix of supply is still small, wind energy had a remarkable share in the electricity generation matrix, as will be seen further on. It must be noted that 35 large sized wind farms began operations between 2014 and 2017, reaching 1,514 MW of installed capacity in 2019, considering microgeneration facilities and off-grid autoproducers.

The remaining sources in the matrix of supply in 2019 had a minimal share: natural gas (1%), solar (1%), and coal and coke (<1%). In particular, natural gas supply increased by 46% in the last year and amounted 81 ktoe in 2019.

### 3.1.2 Primary matrix by origin

In 2019, energy supply was 63% from local sources and 37% from imported sources. Considering the whole series, the last five years showed the largest shares of local energy in the supply: 2019 (63%), 2017 (62%), 2018 (60%), 2016 (59%), 2015 (57%). In absolute terms, it is essential to note the net increase in local origin energy supply over the last few years. In the 1990-2006 period, local origin energy supply remained between 913 ktoe (2006) and 1,309 ktoe (2002). Since 2007, there has been a net increase, reaching a value of 3,354 ktoe in 2019 (4% higher than 2018). Imported energy supply has varied throughout the period, reaching a maximum value of 3,025 ktoe (2012) and a minimum value of 1,220 ktoe (2002). In 2019, 6% less energy was imported than in 2018.

### 3.1.3 Primary matrix by origin type

Regarding energy supply, sources are also classified into renewable and nonrenewable. In 2019, renewable energy sources (biomass, solar thermal energy, hydropower, wind electricity and photovoltaic solar energy) had a 63% share in the matrix of supply, while 37% corresponded to nonrenewable sources (oil and oil products, natural gas, coal and coke).

## 2019 primary matrix: 63% renewable energy.

There is a strong correlation between energy origin and energy type. Renewable energy supply comes mainly from local sources, and the country imports energy to cover the supply of nonrenewable sources. Renewable energy supply grew significantly towards the end of the 1990-2019 period—the average recorded over the 15 years before 2005 increased almost threefold. In 2019, the maximum historical supply of renewable sources was recorded both in absolute terms (3,356 ktoe) and in share (63%). Once again, rainfall levels and the amount of hydroelectricity have a strong influence on the share of the different sources in the matrix of supply, which results in significant variations throughout the series.

### 3.2 Electricity generation

The installed capacity of the electric grid by the end of 2019 was 4,920 MW and consisted of 31% hydraulic generators, 31% wind generators, 24% thermal power plants (fossil fuels), 9% thermal power plants (biomass), and 5% solar generators. In 2019, electricity demand was entirely covered with domestic production. A total of 16,088 GWh of electricity was generated (1,384 ktoe), amounting to a 10% increase compared to the previous year. This generation included 90% from power plants for public service (1,239 ktoe), while 10% was generated in autoproduction power plants (145 ktoe). The variations regarding 2018 were +12% and -4% respectively.

## In 2019, electricity demand was entirely covered with domestic production.

In 2019, Uruguay exported 3,010 GWh (259 ktoe) of electricity, two and a half times more than the previous year. It recorded the highest export figure since 1965. However, in the last six years, electricity exports have been higher than the average for the last 55 years. Regarding export destination, in 2019, 20% of the electricity was exported to Brazil, while the remaining 80% to Argentina. As for Argentina, October 2017 marked the first exports of electricity from wind power by generating agents other than UTE, amounting to 1% of the 2019 total exports.

Additionally, final electricity consumption (calculated as generation plus imports minus exports, technical losses, and own use) reported a 1% increase compared to the previous year. The final energy consumption supplied from the SIN (excluding the electricity generated by autoproduction power plants) was similar.

Historically, hydraulic energy has been essential in electricity generation in Uruguay. In particular, as of 1979, its share began to increase in the matrix of generation with the installation of the Salto Grande plant on the Río Uruguay. It was not until 1995 that the right to 50% of the power and production was granted as per convention with Argentina.

There is also a complementarity between hydraulic energy availability and the consumption of fossil fuels for generation. Therefore, in years with good rainfall, such as 1998, 2001, 2002, 2010, 2014, and 2015, lower amounts of fossil fuels were used to generate electricity. In turn, in years with lower rainfall, such as 1989, 2004, 2006, 2008, and 2012, the country had to generate electricity with more fossil fuels. In particular, it should be noted that 2019 recorded the highest historical consumption of natural gas for electricity generation (26 ktoe), associated with the new combined cycle power plant's operational tests.

Another characteristic of energy generation is the diversification of sources, which has occurred over the last few years. Therefore, from 1965 to 2000 approximately, the country had three energy sources with a significant stake in the matrix of generation: hydropower, fuel oil, and gas oil. However, over the last few years, new energy sources started to be used for electricity generation, some of which are still marginal but show a growing consumption trend (biomass waste, wind, and solar energy). Though natural gas appeared in the last few years, its share has been marginal.

Regarding wind energy, it became part of the matrix of generation in 2008 and had a slow increase in the first years of its development. However, there has been a significant increase in electricity generation in the last six years: from 144 GWh (2013) to 4,752 GWh (2019). In 2016, electricity generated from wind energy became the second source in the matrix of generation. It continued to increase until reporting a 32% share in the matrix in 2018, which amounted to 30% in 2019. Although there was no additional installed capacity from wind generators in 2018, generation from this source grew 25% compared to the previous year.

In 2019, both installed capacity and electricity generation remained virtually constant. Regarding biomass, it became more relevant in 2008 as a raw material for electricity production. This was caused by the fact that the contracts between UTE and private producers connected to the SIN— related to the purchase of electricity from biomass—came into force. This included mainly biomass waste for electricity generation in the cellulose pulp industry. Over the last few years, electricity generation with biomass has increased significantly, tripling its value in ten years. Despite this steady growth, in 2016, biomass lost its 2014 second place in the energy matrix, displaced to the third position by wind energy.

Solar energy is an input for electricity generation that has gained momentum despite having a small share over the last few years compared to other sources. For the third consecutive time in 2019, photovoltaic solar electricity generation surpassed the amount of electricity generated from fossil fuels, thus consolidating the development of solar energy in the country, which almost tripled its installed generating capacity in the last three years.

### For the third consecutive time in 2019, photovoltaic electricity generation surpassed the electricity generated from fossil fuels.

Photovoltaic microgeneration connected to the network has increased significantly in recent years: from 2,110 MWh (2014) to 29,916 MWh (2019). There follows the distribution according to sectors in order of importance for the last year: commercial and services (58%), industrial (20%), 16% (agriculture), and residential (6%). In turn, the analysis of the relationship between electricity delivered to the grid and electricity for own use in 2019 shows that most of the electricity from photovoltaic microgeneration was delivered to the grid in the agricultural and residential sectors (78% and 66%, respectively). In the industrial sector, 58% of the electricity from photovoltaic microgeneration was for own use, while in the commercial/services sector, it was distributed 50/50.

Electricity generation can be analyzed with two approaches: considering the inputs for generation and considering the electricity generated by source. It is essential to point out that the electricity generation matrix has a different structure than the matrix of inputs for generation since it considers transformation efficiency for the various sources. In 2019, a global transformation efficiency of 89% was recorded, with a growth of three percentage points compared to the previous year. This improvement in overall efficiency was achieved with a higher contribution of renewable energy sources in the matrix of generation.

#### 3.2.1 Matrix of inputs for electricity generation

The series of inputs for generation had a net growth for the whole period, going from 399 ktoe (1965) to 1,560 ktoe (2019). The lowest consumption was recorded in 1966 (315 ktoe) and the maximum in 2012 (1,632 ktoe). The matrix of inputs for generation has had significant variations

throughout the years and the diversification of energy sources towards the end of the period, as already mentioned. In 2019, hydropower had the highest share in inputs for generation (49%), followed by wind energy (26%), and biomass (18%). To a lesser extent, the following were also present: oil products (3%: gas oil 2% and fuel oil 1%), solar energy (2%) and natural gas (2%).

### 3.2.2 Matrix of electricity generation by source

The electricity generated in 2019 came mainly from hydraulic energy (50%), which reported a 24% increase (in absolute terms) compared to 2018. In turn, electricity generation from wind energy remained similar to the 2018 figure, but remained the second most important source in the matrix of generation (30%). Biomass went down 2% in the last year and remained in the third position (15%).

Electricity from photovoltaic solar energy grew 2% in 2019, and as mentioned above, it surpassed electricity from fossil fuels for the third consecutive year, which decreased 20% compared to the previous year. These two sources had a share of 3% and 2%, respectively, in the energy matrix. The evolution of the matrix of electricity generation by source also reflects the characteristics mentioned above: variability, complementarity, and diversification of sources. Until the 1980s, electricity generation came mainly from fossil fuels, and as of 1979, hydroelectricity had high shares in the matrix of generation. Additionally, over the last few years, new energy sources have been included.

## 2019 electricity generation matrix: 98% renewable energy.

In particular, the decline in hydroelectricity over the last four years before 2019 was offset every year by the growth in wind and photovoltaic solar electricity. It is also important to note that electricity generated from non-traditional renewable sources (wind, photovoltaic solar, and biomass) surpassed electricity generation from hydraulic energy; in 2019, it was somewhat lower. Renewable energies taken together had a 98% share in the electricity generation matrix in 2019; a new absolute maximum was recorded for electricity generated from this energy source (15,775 GWh).

### 3.3 Production of oil products

In 2019, the refinery operated normally. Crude oil processing amounted to 2,101 ktoe. Although this entailed a 5% decrease compared to the previous year, it was 4% higher than the average crude oil processed since 2000 (excluding the years in which the refinery did not operate due to maintenance shutdowns).

Furthermore, 2,080 ktoe of oil products were produced, resulting in 21 ktoe of transformation losses. In 2019, the main product was gas oil (870 ktoe), followed by motor gasoline (600 ktoe) and fuel oil (220 ktoe). To a lesser extent, there was production of LPG (LP gas and propane), kerosene, and jet fuel, among others.

The refining process supplies products that are directly consumed in the process. In 2019, 68 ktoe of fuel gas and 29 ktoe of petcoke were produced. This consumption is recorded in the matrix of results under “own use”, in the energy sector. In the case of fuel gas, there is an amount of energy that is reported as “not used” and another amount recorded as “losses”.

The refinery’s production structure has changed over these 55 years. Until the early 1980s, the main production corresponded to fuel oil. However, as of 1983, gas oil was the main manufactured product (except for specific years). In turn, motor gasoline has come in third in terms of share, while gasoline production has exceeded that of fuel oil since 2011, moving to second place in the structure of production. In the years when the refinery had maintenance shutdowns, there was a decrease in crude oil processing and in the production of oil products.

## 4. ENERGY DEMAND<sup>5</sup>

“Total final consumption” is understood as the consumption of the following sectors: residential, commercial/services/public sector, transport, industrial, agriculture/fishing/mining. It does not include the consumption of the energy sector used for energy generation or transformation (energy consumption of refineries, power plants, etc.), also called “own use” of the sector (it is not the input for transformation). Final energy consumption may apply to energy uses (cooking, lighting, process heat, driving force, etc.) or non-energy uses (lubrication, cleaning, etc.).

Total final consumption increased from 1,715 ktoe in 1965 to 2,677 ktoe in 1999. As of that year, total final consumption started to decrease until including 2003, when it reached a relative minimum of 2,251 ktoe due to Uruguay’s economic crisis at the beginning of the 21st century. This downward trend was reversed in 2004 when it started to grow again; the consumption values prevailing before the crisis were only surpassed in 2007. In 2019, there was a record value of 4,822 ktoe, 1% higher than in 2018.

As mentioned above, since 2004, the total final energy consumption has had an upward trend, with an annual average rate of 6%. This value exceeded the historical trend, as the decade with the highest increase, before this one, was the 1990s, with an average rate of 4%. In 2008, there was a 17% increase in total final consumption, mainly associated with the significant growth of the cellulose industry.

In 2019, non-energy final consumption was 121 ktoe, 1% lower than the previous year. As final consumption for non-energy uses is only 3% of the total final consumption, it is not worth analyzing by source. There follows the analysis of final energy consumption and its breakdown by source and by sector.

### 4.1 Final energy consumption by source

The energy sources consumed in the different activity sectors mainly include oil products, biomass, electricity, biofuels, and natural gas. In 2019, the final energy consumption of biomass (firewood, charcoal, and biomass waste) was led by biomass for the fifth consecutive year. It surpassed oil products (1,811 ktoe and 1,782 ktoe, respectively), with shares of up to 38% in each category. Electricity consumption came in third (973 ktoe, 21%), while the share of natural gas and biofuels was minimal in both sources. It should be noted that the consumption value of firewood that appears in the energy balance for the different sectors is obtained from statistical studies conducted by DNE-MIEM.

Biomass consumption (firewood, charcoal, and biomass waste) has been included in the full historical series, and, over the last few years, it increased its share in the matrix. In 2019, it reported the highest consumption level. This was determined by biomass waste consumption. Biomass waste includes forestry and sawmill waste, black liquor, sugar

<sup>5</sup> Tables and charts related to energy demand are available in Annex I, as of page 152.



cane bagasse, rice husk, sunflower husk, barley husk, and others. As of 2007, there has been a significant increase in waste consumption in the cellulose industry, mainly black liquor. For 2007 and 2008, the increase rates in biomass waste consumption were 91% and 447%, respectively. This happened again in 2014 and 2015, with increase rates of 30% and 28%. Furthermore, in 2011, consumption fell (3%), which can be explained by the decrease in the gross domestic product in the paper and timber industries, which account for approximately 80% of the biomass waste consumption in the industrial sector.

Historically, as per oil products, they have had the highest share in the matrix of final energy consumption. Over the last 19 years, they have behaved similarly to electricity. Their consumption was affected during the crisis at the beginning of the century, with negative rates until 2003. As of 2004, the consumption of oil products increased again, with annual growth rates between 0.4% and 8%. In 2019, consumption was 1,782 ktoe, 2% higher than the previous year.

Electricity consumption has increased steadily since 1965, except for a slight decrease in 1972, 1982, 1989, and the fall at the beginning of the century for reasons already explained. The analysis of the last 10 years of the series shows that the growth rate was always positive, with an average of 4%, except for 2017 and 2019, when electricity consumption decreased. The historical maximum of electricity consumption was recorded in 2018 (988 ktoe). In particular, the 2006 increase in electricity consumption is associated with a change in the methodology of evaluation of nontechnical losses<sup>6</sup>, which have been included in the final consumption sectors since that year. The social losses were included in the residential sector. The rest of the nontechnical losses were distributed according to the percentage of share in electricity consumption of the other sectors.

Although natural gas has been part of the energy matrix for almost 20 years, its penetration has been marginal since its appearance in 1998. The highest consumption was recorded in 2006 (84 ktoe) with a 3% share in the matrix of final energy consumption. However, since 2009, the share of natural gas in the matrix of consumption has been 1% given the restrictions imposed by the only supplier: Argentina.

From 2010, two new secondary energy sources were bioethanol and biodiesel<sup>7</sup>, grouped under “biofuels”. After increasing consumption since their first year, in 2016, they recorded a maximum consumption (85 ktoe), which decreased in 2017 and 2018, and rose again in 2019 (80 ktoe). However, biofuels have had a 2% share of final energy consumption for the past five years. These sources are mainly consumed in blends with fossil fuels: gasoline-bioethanol and gas oil-biodiesel. In 2019 and in terms of volume, the average blend corresponded to 9.1% bioethanol in motor gasoline and 5.4% biodiesel in gas oil. Including biofuels made it possible to meet the demand and to reduce fossil fuel consumption.

<sup>6</sup> Nontechnical losses are associated with consumption of electricity which is not billed.

<sup>7</sup> Until BEN 2012, they were called “fuel ethanol” and “B100”, respectively.

In 2019, the average blend (volume) was 9.1% bioethanol in motor gasoline and 5.4% biodiesel in gas oil.

Solar thermal energy has been included in the matrix of results since 2014. In 2019, final energy consumption grew by 14% compared to the previous year, reaching 4.8 ktoe, associated with an area of solar thermal collectors covering approximately 86,420 m<sup>2</sup>.

#### 4.2 Final energy consumption by sector

Historically, final energy consumption has been distributed among three sectors with similar shares (residential, transport, and industrial), with the residential sector recording the highest consumption. However, in 1994, transport became the leading consumption sector, closely followed by the residential sector until 2008, when the consumption structure changed again with the industrial sector's significant growth.

From 2007-2008, the industrial sector's consumption began to grow exponentially, almost doubling in just one year. Over the last thirteen years, the final energy consumption of the industrial sector went from 626 ktoe (2007) to 2,031 ktoe (2019), with two clear growth periods (2008-2010 and 2014-2015) due to the startup of the new cellulose plants in the country.

It is noted that, although the startup of the plants had a significant impact on the energy matrix, they are self-sufficient, as over 90% of their consumption comes from their own energy sources. In turn, part of the electricity generated in these plants is delivered to the SIN.

Additionally, as of 2013, final energy consumption has been reported with a broader breakdown of sectors. The breakdown of sectoral consumptions lower than 1 ktoe are not reported since they are marginal values, except when they correspond only to one subsector. In other cases, there is no breakdown if the data correspond only to one company by sector (group consumption must then be reported) or if there is no relevant information for its classification.

##### 4.2.1 Residential sector

The residential sector's final energy consumption was 845 ktoe in 2019, 3% higher than the previous year. Although the consumption of the residential sector includes a wide variety of sources, the main ones are three or four. In the first years of the historical series, between 1965 and 1980, the highest consumption corresponded to firewood, followed by kerosene and, to a lesser extent, electricity, and LPG (mainly LP gas). However, electricity and LPG consumption have increased throughout the years, along with constant consumption of firewood and decreasing consumption of kerosene. In this way, as of 2010, the primary energy source consumed in the residential sector has been electricity, followed by biomass (firewood and biomass waste) and LPG.

Once again, it is worth noting that firewood and biomass waste consumption are evaluated through surveys. Therefore, the drop in biomass consumption reported since 2006 is not connected to changing consumption patterns but to a change in the evaluation methodology. In the case of firewood and until 2005, the value recorded in the 1988 survey (302 ktoe) remained the same. As of 2006, the results of the Energy Use and Consumption Survey (295 ktoe) were included. As of 2008, the consumption included in the updated version of the survey was also considered (284 ktoe). Biomass waste was included in 2006, considering data from the survey mentioned above. In turn, a new residential survey was conducted in 2013, which reported firewood and biomass waste consumption results similar to previous years.

Other sources used in the residential sector are gas oil and fuel oil, primarily for heating and water heating. Their joint share has been between 2% and 6% throughout the period (1965-2019) surveyed, with a consumption of 5 ktoe and 10 ktoe, respectively, in 2019. Natural gas was first used in the residential sector in 2000. Currently, its share is barely 3% (22 ktoe), a percentage similar to that of the six years before 2017. In early 2005, the manufactured gas used in Montevideo was replaced by natural gas.

Residential consumption is reported for Montevideo and the rest of the country following the disaggregation implemented in 2013. In 2019, approximately one third of residential consumption corresponded to Montevideo (35%). Regarding electricity and LPG (LP gas and propane), consumption was similar in Montevideo and in the rest of the country (higher than 40% and lower than 60%, respectively). In comparison, most of the natural gas was consumed in the capital (91%) and most of the firewood and kerosene consumption was reported outside the capital (80% and 72%).

From a regional standpoint, over half of Montevideo's residential consumption was electricity, followed by firewood, LPG, natural gas, and finally, kerosene. Regarding the rest of the country, the main energy sources used in households were electricity and firewood and, to a lesser extent, LPG, biomass waste, and kerosene.

In the case of solar, gas oil, fuel oil, and charcoal consumption of the residential sector, there was no breakdown for Montevideo and the rest of the country as data were insufficient for this classification. For other energy sources (such as gasoline and biodiesel), there was no breakdown because their consumption was lower than 1 ktoe.

#### 4.2.2 Commercial/ services/ public sector

The final energy consumption of the commercial/services/public sector was 308 ktoe in 2019, 4% lower than in 2018. Before 2006, the sector's final energy consumption corresponded mainly to secondary energy sources, reaching 98% shares. In 2006, firewood consumption information arising from the results of the "Energy Use and Consumption Survey" was included. Because of this modification, the share of secondary

energy decreased, whereas the share of primary energy grew, mainly firewood, as natural gas had no significant variations. It must be noted that firewood consumption has been recorded since 2006. It is associated with a change of methodology (including a source not considered before) and not with a modification in the sector's consumption patterns.

The analysis of the commercial/services/public sector's global consumption shows the importance of electricity. It has been historically the primary energy source, presenting a steady net increase throughout the series. In 2019, consumption reached 252 ktoe with a share of 83%, 5% lower than the electricity consumption of 2018, the year which recorded the historical maximum (266 ktoe). Since 2006, the share of electricity in the sector's final consumption has remained above 80%.

To a lesser extent, firewood consumption was 22 ktoe in 2019. This value has remained constant over the last seven years and corresponds to the results arising from the 2013 survey by sector. It is worth noting that sudden changes in firewood consumption in the 1965-2019 series respond to modifications in the methodology and not to changes in consumption patterns.

The other energy sources currently consumed in the sector (solar, gas oil, fuel oil, LPG, gasoline, kerosene, and natural gas) had, as a whole, an 11% share in 2019, 5% higher than the previous year.

Consumption has been reported in four subsectors within the commercial/services/public sector as of 2013: "public lighting", "public administration and defense", "electricity, gas and water", and "others". The first two subsectors had a 7% share in the sector's consumption matrix, while "public lighting" recorded only 3% of consumption in 2019. Additionally, the subsector "others", which includes all energy consumption items that do not correspond to the previous categories, accounted for the majority of consumption in the sector (83%).

In all subsectors, the leading energy consumed in 2019 was electricity; indeed, it was the only one in "public lighting". For "public administration and defense", in addition to electricity (77%) there was consumption of firewood (9%), fuel oil (6%), gas oil (4%) and LPG (4%). A minimal consumption share of firewood and fuel oil was added to electricity consumption (98%) under "electricity, gas and water". In turn, the subsector "others" recorded the following consumption matrix: electricity (80%), firewood (8%), fuel oil (3%), LPG (2%), and gas oil (2%). Regarding sources, most of them recorded over 80% of their consumption in the subsector "others".

It is essential to mention that there is no breakdown for solar energy and kerosene due to their small values (less than 1 ktoe). Charcoal consumption in the commercial/services/public sector was negligible in 2019, thus included in the "Others" category.

### 4.2.3 Transport sector

The final energy consumption of the transport sector was 1,295 ktoe in 2019: 2% higher than the previous year. It corresponded entirely to secondary energy sources, mainly gas oil and motor gasoline.

The share of the different energy sources has varied dramatically from 1965 to 2019. At the beginning of the period, the source with the highest consumption was motor gasoline. However, this has changed since 1972, and gas oil has become the most consumed source in the sector. This situation remained constant until 1980-1981, when both consumptions were almost equal. However, the gap increased as of 1982, following an increase in gas oil consumption. With the 2002 crisis, the demand for both fuels dropped, more significantly in the case of gasoline. This situation set a more definite difference in the consumption of both sources. As of 2004, the upward trend resumed for both sources, and gasoline had the highest growth rates. This reduced the difference between gasoline and gas oil once again. This behavior is directly influenced by the fleet of vehicles, both in size and share according to the fuel used. Over the past 15 years, annual sales of new vehicles have grown by 340%. Regarding the type of fuel, in 2005, 75% of sales were for gasoline vehicles, and this share grew to 99% in 2010. It remained similar until 2019, in line with the vehicle fleet's de-dieselization promoted under the energy policy.

Biofuels (bioethanol and biodiesel) have been included in the final consumption matrix since 2010. Their share in the transport sector increased from 1% (2010) to 6% (2015) and remained constant until 2019. For both biofuels, consumption went from 7 ktoe to 72 ktoe in these nine years. These sources are mainly consumed in blends with fossil fuels, gasoline-bioethanol, and gas oil-biodiesel; this made it possible to meet the demand and reduce fossil fuel consumption.

In 2019, the transport sector had a final consumption of 608 ktoe of gasoline and 611 ktoe of gas oil, representing a 47% share for each fuel. Although gas oil consumption had already shown increases and falls in the series, 2018 was the first year in which gasoline consumption decreased after 14 years of continuous growth; in 2019, consumption was similar to 2017. The trend of recent years has entailed that in 2017 the consumption of both fuels remained the same, with a slight variation towards 2018-2019. The same trend is observed when fossil fuels are considered blended with biofuels (gasoline-bioethanol and gas oil-biodiesel).

The rest of the sources used in the transport sector are jet fuels and aviation gasoline. In the last few years, we have worked to improve the estimation of the consumption of fuels for agricultural aircraft through surveys conducted in the sector. Therefore, each new BEN includes the estimates for the new year and the reclassification and correction of consumption from the transport sector to the agricultural sector, if applicable. Although the change has been small in absolute values (around 1 ktoe), it is a significant percentage regarding each fuel's final energy consumption (approximately 20% for jet fuel and 50% for aviation gasoline).

Electricity is also mentioned. Although the BEN presented the consumption of electricity in the transport sector until 1992, it is currently used for public transport, by UTE's fleet of vehicles, and private vehicles. The estimation of electricity consumption in the transport sector from 2016 onwards is resumed and included in the BEN. These values remain low compared to other energy sources. In previous BENs, these consumptions were recorded in the residential and commercial/services/public sector.

Consumption in the transport sector has been reported since 2013, with a breakdown by means: "road", "rail", "air", "sea and river". Road transport consumption represented almost the total consumption of the sector (99%) of gas oil and gasoline blended with biofuels. In turn, jet fuel and aviation gasoline consumption corresponded entirely to air transport. In the case of rail, air, and sea transport, consumption corresponded to gas oil. In 2019, no fuel oil was consumed in the transport sector, which was the case in previous years for sea and river transportation.

#### 4.2.4 Industrial sector

The final energy consumption of the industrial sector was 2,031 ktoe in 2019, 1% higher than the previous year. Please note that the industrial sector includes the manufacturing industry and the construction sector. The main source consumed in 2019 was biomass waste, representing 63% of the total industrial consumption. The following consumption in order of importance corresponded to electricity (15%), followed by firewood (9%) and fuel oil (7%).

In the 1965-2019 period, the industrial sector recorded a significant fluctuation in its energy consumption of the different sources. In the first years of this period, fuel oil was the most widely used energy source by the industry, with a 70% share. It is important to note the years when the consumption of firewood and electricity was higher than other sources (1986-1995 and 2003-2007, respectively) and the complementarity between fuel oil and firewood consumption throughout the years.

Historically, biomass waste has recorded low consumption in the industry, with shares below 14% until and including 2007. In 2008, there was a peak in biomass waste consumption, mainly due to the growth of black liquor consumption in the cellulose industry. Additionally, the consumption of forestry and sawmill waste, which was not recorded in previous BEN editions, was first recorded in 2008. In 2010, the consumption of biomass waste alone (638 ktoe) already exceeded the industrial sector's total consumption in 2007 (626 ktoe). In later years, the consumption of said source continued to increase until it reached 1,280 ktoe in 2019. As already mentioned, this significant growth experienced by biomass waste since 2008 has transformed the industrial sector into the leading sector of energy consumption.

Electricity reported its maximum share in industrial consumption in 2002 (29%) and then decreased to 15-16% in the last six years. Des-

pite this percentage decrease, absolute electricity consumption has grown steadily, reaching its maximum value in 2018—319 ktoe—and 301 ktoe in 2019.

In the last decade, electricity autoproduction has developed significantly in the industrial sector; this is the electricity generated by the establishments themselves, without joining the grid. Between 1965 and 1980, the share of electricity from autoproduction remained between 10% and 15% compared to industrial electricity consumption and then fell to shares lower than 10% for almost 30 years. From 2008, the share of electricity from autoproduction grew to between 30% and 35%, and from 2014 to values greater than 40% of the industry's electricity consumption. Therefore, in the last five years, industrial establishments generated almost half the electricity they consumed (47%-49%).

Firewood consumption has increased over the last few years, reaching 29% in 2006 and decreasing to 9% in 2019. This value remained the same in 2019. Though firewood consumption was 180 ktoe in the last year, 17% lower than 2011 (record high), it remained at levels similar to the maximum reported at the end of the 1980s and beginning of the 1990s.

Regarding fuel oil, historically, its highest consumption has been in the industrial sector, with shares over 70%. Its consumption has been especially significant within this sector in the first years of the series, as mentioned above, with shares lower than 10% from 2010. In 2019, 29% of the fuel oil consumed in the industry was supplied by a provider other than ANCAP (companies located in a free trade zone).

### Industrial consumption in 2019: 48% of the electricity was autoproduced and 29% of the fuel oil was supplied by a provider other than ANCAP.

Natural gas was introduced in Uruguay at the end of 1998. In 2004, it had a 12% share of the industrial consumption and then decreased to 1% in 2010. This percentage remained the same until 2019. The reduction can be partly explained by the decrease in consumption and the increase in the sector's total consumption. As already mentioned, we must consider the difficulties entailed by Argentina's natural gas supply (sole provider of this source).

Other energy sources consumed by the industry have been gas oil, petcoke, LPG (LP gas, and propane). Petcoke consumption has remained relatively stable in recent years, with a 3%-4% share. However, it doubled in absolute terms in the last five years, going from 36 ktoe (2013) to 83 ktoe (2019). In turn, propane consumption has increased in the previous few years, but it remains marginal concerning the industrial sector's total consumption.

In the case of solar energy, in 2019, it was possible to estimate consumption at 0.1 ktoe, corresponding to an installed area of solar thermal collectors covering 2,373 m<sup>2</sup>. This value was derived from the annual surveys conducted on industrial facilities and information about the equipment imported by companies in the sector. This is a preliminary value, as solar energy information is difficult to collect in sector specific surveys because the size of the sample fails to capture the population that uses this technology.

Since 2013, consumption in the industrial sector has been reported with a breakdown by industrial area. The paper and cellulose industry had the highest consumption in the sector in 2019 (64%), followed to a lesser extent by “wood” (6%), “chemicals, rubber and plastic” (5%), “cement” (5%), “slaughterhouses” (4%), “mills” (3%), dairy industry (3%), “beverages and tobacco” (2%), “leather” (1%), “textile” (1%). “Other food industries”, “other manufacturing industries and construction” had a 4% and 2% share in industrial consumption in 2019.

It should be noted that different industrial sectors have specific consumption patterns. In 2019, both “paper and cellulose” and “wood” consumed mainly biomass waste (more than 80%) and, to a lesser extent, electricity (approximately 10%). Furthermore, “chemicals, rubber and plastic” had an electricity-based consumption in 2019 (64%), followed by firewood (21%) and biomass waste (9%), while “cement” consumed mostly petcoke (82%) and electricity (10%). In the last year, consumption in “slaughterhouses” was formed by firewood (51%), electricity (35%), biomass waste (7%), and fuel oil (5%), while “mills” mainly consumed biomass waste (51%), firewood (29%) and electricity (17%).

In the “dairy industry” subsector, 2019 consumption was divided into three sources: firewood (38%), fuel oil (31%), and electricity (25%). In turn, “beverages and tobacco” and “other food industries” recorded a similar consumption pattern: biomass (33% and 29% respectively), firewood (32% and 31%), and electricity (28% and 22%). In the “textile” and “leather” sectors, energy consumption was led by firewood (74% and 65%, respectively) followed by electricity (20% and 26%). Finally, the 2019 consumption of “other manufacturing industries and construction” was divided into more sources: electricity (46%), fuel oil (20%), natural gas (15%), gas oil (10%), and LPG (6%), among others.

As per the energy sources consumed and as mentioned above, biomass waste has been the source with the highest consumption in the industry sector in 2019, mainly black liquor in the cellulose industry. In the case of electricity, the highest consumption was recorded in the paper and cellulose industry (34%), followed by the chemical, rubber, and plastic sector (23%) and slaughterhouses (9%). Firewood represented the third energy source consumed by the industrial sector, and the following are the main consuming sectors: slaughterhouses (22%), chemicals, rubber and plastic (13%), dairy products (12%) and paper and cellulose (9%). As for fuel oil, industrial consumption was mainly divided between the



paper and cellulose industry (74%), dairy (13%), and to a lesser extent, chemical, rubber and plastic (3%).

The rest of the energy sources had a smaller share of industrial consumption. It is important to note that petcoke consumption came exclusively from the cement industry. There was no breakdown of gasoline, solar energy or biofuels given their small values (lower than 1 ktoe).

#### 4.2.5 Agriculture/ fishing/ mining sector

The agriculture/fishing/mining sector's final energy consumption was 223 ktoe in 2019, 2% lower than the previous year. The most consumed source was gas oil (149 ktoe), with a 67% share. This source has had variations in consumption throughout the series: its maximum amount was recorded in 1996 (186 ktoe). It must be noted that, since 2010, the gas oil reported in this sector has included blended biodiesel. The second most consumed source in 2019 was firewood (35 ktoe), included since 2006, and mainly associated with heating in the poultry sector. Once again, this was not caused by a change in the consumption structure, but by including a new source not previously considered in this sector. The "2006 Energy Use and Consumption Survey" allowed for this kind of corrections to be made in the final energy consumption of the different economic sectors, among other things.

Furthermore, electricity consumption increased until 2012 (29 ktoe), reaching a share of 13%, and decreasing again to 11% in 2015 (23 ktoe). In 2019, electricity consumption decreased by 17% compared to the previous year, resulting in a 10% share. The consumption of propane gas in the agriculture and mining sector has been recorded since 2011. In 2019, said consumption was 8 ktoe, entailing a 10% reduction compared to the previous year. Motor gasoline had a 3% share of the sector's consumption in the last year, while fuel oil reported a very low figure (< 1%). There has been no record of kerosene consumption in this sector since 1993. In turn, this BEN edition included a more accurate allocation of fuel consumption for agricultural aircraft, as did the previous BEN. The methodology implemented includes it in the agricultural sector. This edition includes the consumption of aviation gasoline and jet fuel for 2019, in addition to the corrected value for jet fuel in 2018. The agriculture/fishing/mining sector has been reported with the breakdown since 2013, separating the fishing sector from the agriculture and mining sectors. Therefore, and during the last year, a gas oil consumption of 15.8 ktoe was reported, which was associated with industrial fishing and 2.2 ktoe of gasoline in non-industrial fishing. Marine gas oil used in ships does not include biodiesel. All the firewood and propane consumption in this sector is reported in the agriculture and mining sectors.

## 5. CO<sub>2</sub> EMISSIONS<sup>8</sup>

The BEN includes carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions from fuel-burning activities in the energy industries (“power plants for public service” and “own consumption”) and the final consumption sectors (“residential”, “commercial/services/public sector”, “transport”, “industrial”, “agriculture/fisheries/mining”). The series begins in 1990, when Uruguay started to have data from the National Greenhouse Gas Inventories (INGEI).

CO<sub>2</sub> emissions are calculated according to the “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”. According to said methodology, CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion of biomass are not considered in the totals, despite clearly being a combustion activity with energy purposes. The reason for this is that, simultaneously with these gas emissions (when biomass is burned), there is an absorption process (through photosynthesis) in plant species during their growth. It is necessary to evaluate both things simultaneously to avoid drawing misleading conclusions from partial results. Therefore, the calculation of CO<sub>2</sub> emission and absorption from biomass is recorded in the “Agriculture, Forestry, and Other Land Use sector” (AFOLU) of the INGEI mentioned above. However, it is interesting to estimate CO<sub>2</sub> emissions from biomass combustion (firewood, biomass waste, biofuels, etc.), presented as memo items in the energy sector (without adding them up in the totals, as explained above).

Total CO<sub>2</sub> emissions in 2019 amounted to 6,170 Gg<sup>9</sup>, 1% lower than in 2018. They were recorded in the following categories in decreasing order of importance: transport (3,671 Gg), industrial (916 Gg), agriculture/fishing/mining (485 Gg), own use (424 Gg), residential (398 Gg), power plants for public service (187 Gg), and finally commercial/services/public sector (90 Gg).

### In 2019, CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion were 6,170 Gg, 25% lower than the historical maximum (2012)

This is how, in 2019, 10% of CO<sub>2</sub> emissions came from energy industries (electricity generation and own use of the energy sector), and 90% corresponded to fuel combustion activities in the different final consumption sectors.

If the whole period under study is considered, CO<sub>2</sub> emissions increased from 3,630 Gg in 1990 to 6,437 Gg in 1999, when they started to decrease until they reached 4,043 Gg in 2003. This drop coincides with the decrease in energy demand caused by the country’s crisis at the beginning of the century and with adequate rainfall years. As of 2004, emissions once again reported a net upward trend, until they reached the maximum levels of the period in 2012 (8,181 Gg). The following years

<sup>8</sup> Tables and charts related to CO<sub>2</sub> emissions are available in Annex I, as of page 174.

<sup>9</sup> 1 Gg (gigagram) equals 1 ktonne (one thousand tonnes)

had a net decrease in CO<sub>2</sub> emissions; 2019 had an emission level 25% lower than the historical maximum. Regarding energy industries, the emissions from electricity generation power plants presented significant variations as they are closely linked to the country's rainfall conditions. For dry years with low hydroelectricity figures, the consumption of oil products in power plants is high, thus contributing to the total CO<sub>2</sub> emissions. In the last 15 years, the greatest records corresponded to 2008, 2009, and 2012, with shares of 36%, 31%, and 36% in the total emissions, respectively. Similarly, in 2010 and as of 2013, there were excellent hydropower contributions for electricity generation, with a subsequent lower consumption of oil products. In particular, hydroelectricity decreased between 2014 and 2018, while the significant increase in electricity from wind power and photovoltaic solar energy made it possible to counteract the situation without resorting to fossil fuel consumption. Gas oil and fuel oil consumption for electricity generation decreased between 2015 and 2017; therefore, associated CO<sub>2</sub> emissions dropped as well. In 2018, there was a 73% increase in CO<sub>2</sub> emissions in this category, while in 2019 they decreased again to values similar to 2017. In particular and as mentioned above, 2019 had a peak in natural gas consumption for electricity generation. In contrast, the decrease in gas oil and fuel oil consumption resulted in lower CO<sub>2</sub> emissions in these power plants. It must be noted that 2017 and 2019 had the lowest CO<sub>2</sub> emissions from power plants of the last 15 years.

In turn, emissions from the energy sector's own use come mainly from refinery operations. These have remained relatively constant throughout the period, with shares between 5%-8% in the total CO<sub>2</sub> emissions. In particular, in 2017, emissions decreased significantly in this category due to the refinery's maintenance shutdown, as it happened in 1994. In 2018 and 2019, normal operations resumed, and CO<sub>2</sub> emissions from the energy sector's own use returned to the level of previous years.

Regarding emissions from consumption sectors, transport has been the main category within CO<sub>2</sub> emissions historically, with an average share of 60% regarding the sector's emissions and 48% regarding total emissions. The evolution of emissions has mirrored the energy consumption trend in the sector, with a steady growth until 1999, a subsequent drop for four years, and a new net increase in emissions until and including 2019 (there was a slight reduction in 2018). Since 2005, the increase in CO<sub>2</sub> emissions in the transport sector was mainly caused by increasing emissions due to gasoline consumption, with a rise of 184%, while gas oil CO<sub>2</sub> emissions grew only 15% in the last 14 years. In 2005, CO<sub>2</sub> emissions associated with gasoline consumption in transport were only 27%, while this share practically halved in 2019 (48%).

## Transport was the main category responsible for CO<sub>2</sub> emissions in 2019.

CO<sub>2</sub> emissions in the rest of the consumption sectors as a whole were similar to those coming from transport in 1990. Emission trends in these

sectors grew less than in the transport sector. For this reason, in 2019, their share was 30% of total CO<sub>2</sub> emissions. Although the industrial sector has remained relatively constant throughout the period, it is important to note that, over the last nine years, CO<sub>2</sub> emissions grew from 583 Gg (2010) to 916 Gg (2019), the highest figure since 1990. This was mainly due to increased fuel oil and petcoke consumption in the industry. CO<sub>2</sub> emissions from the residential, commercial/services/public sector and agriculture/fishing/mining sectors have been low compared to the rest of the sectors. They have remained relatively constant throughout the years.

Finally, CO<sub>2</sub> emissions from biomass combustion and international bunkers were included as memo items because, according to the methodology applied, they are not considered in the totals. In 2019, emissions from biomass combustion amounted to 9,036 Gg of CO<sub>2</sub>, similar to the situation in the two previous years. As per fuels, biomass waste had the highest share (70%), followed by firewood (27%) and, to a lesser extent, biofuels (3%), and charcoal (<1%).

The international bunkers category reports CO<sub>2</sub> emissions either from sea/river navigation or from aviation, including inbound trips and outbound trips to other countries. In 2019, international bunkers' emissions were 798 Gg of CO<sub>2</sub>: a 3% increase compared to 2018. Of these emissions, 62% came from sea and river transportation through marine gas oil and fuel oil consumption, while the remaining 38% corresponded to air transportation, mainly jet fuel.

## 6. INDICATORS<sup>10</sup>

This chapter presents several indicators that relate energy and CO<sub>2</sub> emissions variables, among others, to economic and demographic variables. It refers to the GDP<sup>11</sup> and population<sup>12</sup> statistical series published by the Central Bank of Uruguay (CBU) and the National Statistics Institute (INE), respectively.

### 6.1 Final energy intensity

Final energy intensity is represented as the ratio between final energy consumption and GDP. It is expressed in tonnes of oil equivalent per millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices (toe/M\$ 2005).

The final energy intensity showed a net decrease in the entire 1965-2019 period, reflecting considerable variability. In 1972, the historical maximum was recorded (9.1 toe/M\$ 2005), and in 2005, the minimum (5.7 toe/M\$ 2005). In 2019, energy intensity was 6.8 toe/M\$ 2005.

### Final energy intensity in 2019: 6.8 toe/M\$ 2005.

To better understand this indicator's evolution, GDP and the final energy consumption individual series are analyzed, taking as a base equal to 100 the values of both variables for 1965. Both series have behaved similarly in terms of their evolution in the 1965-2019 period, alternating years of growth and others of decline. The variability recorded has made it possible to identify different periods.

The years 1972 and 1983 recorded sharp increases in energy intensity compared to previous years. In the first case, final energy consumption grew, while GDP decreased; for the second, both variables fell; however, GDP did so at a much higher rate. Although final energy consumption and GDP recorded a net growth between 1985 and 1999, it was higher for GDP. Therefore, energy intensity fell sharply (with specific years of growth). Energy demand declined between 2000 and 2003, after which it resumed the upward trend. In turn, GDP recorded negative growth rates between and including 1999 and 2002. Therefore, both series had an upward trend until 2019.

As of 2005, energy consumption grew at higher rates than GDP for the 2005-2009 period. In particular, final consumption in the industrial sector grew significantly in 2008 (67% compared to 2007). This changed the country's consumption structure. For these years, energy intensity increased. In 2010, 2011, and 2012, there was the opposite trend. Althou-

<sup>10</sup> Tables and charts related to indicators are available in Annex I, as of page 182.

<sup>11</sup> Source for 1996 and before: Bonino, Nicolás, Román, Carolina and 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. Source for 1997 and thereafter: Central Bank of Uruguay (CBU): "Serie anual a precios constantes referencia 2005", www.bcu.gub.uy (01/Jun/2020).

<sup>12</sup> Source: National Statistics Institute (INE). Total projected population (2013 revision), www.ine.gub.uy (20/Mar/2020).

gh energy consumption and GDP increased, final energy consumption evolved at lower rates, leading to lower energy intensity. Meanwhile, between 2013 and 2016, final energy consumption showed increasing annual growths, mainly due to higher consumption in the industrial sector associated with a new cellulose plant. However, GDP grew at favorable but lower rates year by year and reflected increasing energy intensity.

In 2017 and 2018, the behavior recorded was similar to that of the 2010-2012 period, with increases in final consumption and GDP, but at higher rates for the latter and downward energy intensity. For 2019, both variables grew at rates lower than 1%, and resulted in an energy intensity 0.6% higher than in 2018. This behavior is typical of economic slowdowns in a pivotal year, which does not imply structural changes.

## 6.2 Energy and electricity consumption per capita

Energy consumption per capita is obtained as the ratio between total final energy consumption and the number of inhabitants, expressed in tonnes of equivalent oil per 1,000 inhabitants (toe/1,000 inh). This indicator has recorded a net growth throughout the period under study, rising from 637 toe/1,000 inh (1965) to 1,370 toe/1,000 inh (2019). The historical minimum was recorded in 1968 and 1985 (591 toe/1,000 inhabitants) and the maximum, last year.

After the 1968 minimum, energy consumption per capita increased for eleven years, reaching a relative high in 1979, followed by six years of decline. From 1986, energy consumption per capita grew steadily; this growth was interrupted by the economic crisis at the turn of the century. However, this changed in 2004, when the upward trend began. In 2007, the consumption peak of 1999 (pre-crisis) was surpassed, and energy consumption per capita kept growing until 2019.

### 2019: Energy consumption per capita: 1,370 toe/1,000 inh. Electricity consumption per capita: 3,216 kWh/inh.

In turn, electricity consumption per capita is obtained as the ratio between electricity consumed and the number of inhabitants and expressed in kilowatt-hour per inhabitant (kWh/inh). Throughout the whole period, electricity consumption per capita had, in general, an upward trend, except for specific years where it decreased. The economic crisis affected electricity consumption per capita, as well as the remaining indicators.

Electricity consumption per capita increased from 512 kWh/inh (1965) to a maximum of 1,917 kWh/inh (2000), and then it dropped to a minimum of 1,788 kWh/inh (2003). From that year onwards, the trend was reversed again, and the indicator began to grow. In 2017 and 2019, electricity consumption per capita decreased 3% and 2%, respectively, while in 2018, there was a maximum historical consumption of 3,275 kWh/inh.

### 6.3 Energy intensity by sector

Energy intensity is represented as the ratio between a sector's energy consumption and its added value<sup>13</sup>. It is expressed in tonnes of oil equivalent per millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices (toe/M\$ 2005). It represents the amount of energy required to generate a unit of added value. If, instead of analyzing the energy consumption globally compared to GDP, it is analyzed by sector concerning the added value of that sector, different patterns are observed depending on the sector. There follows the analysis of the energy intensity of three sectors for the 1997-2019 period.

The series industrial/agriculture/fishing/mining clearly shows the impact of the new cellulose industries entering the market. This also caused a surge in the energy intensity in 2008 and 2014. Until 2007, the sector's energy intensity remained between 5.8 and 6.4 toe/M\$ 2005 and grew 48% in 2008. From that year, energy intensity has reported an upward trend, except in 2009, 2011, and 2012, which reported a small reduction associated with the slower growth of energy consumption in the industrial sector compared to economic growth. The year 2012 was an exception, as energy consumption decreased compared to the previous year. Between 2013 and 2016, both energy consumption and added value increased, reflecting the recovery of energy intensity. In the last three years, the significant growth in energy consumption has slowed down. Although the added value of the sector decreased, the energy intensity of the industrial/agriculture/fishing/mining sector increased.

Regarding energy intensity in the commercial/services/public sector, the series does not present significant variations and remained relatively constant in the period studied (1997-2019), with a net decrease. The maximum value was reached in 2007 (1 toe/M\$ 2005), and since 2008, there has been a downward trend, although both energy consumption and added value of the sector increased in said years. This explains why the sector's energy consumption has presented a growth rate that is lower than the added value, which could be the result of implementing energy efficiency measures in the sector. The last five years have reported the lowest historical values of energy intensity in the commercial/services/public sector (0.70 toe/M\$ 2005 in 2019).

In turn, the energy intensity of the transport sector is analyzed in two different ways, using, on the one hand, the sector's added value and, on the other, the global GDP. The latter approach is essential as transport is a cross-cutting sector in the economy.

The energy intensity of transport per unit of added value in this sector reached its historical lows in 2000 and 2008 (33.5 toe/M\$ 2005) and varied over most of the period under review, with positive and negative growth rates. The growth (8%) recorded in energy intensity between 2008 and 2009 may have been caused by the international crisis because the added value generated in transport was barely higher than the previous year, while energy consumption maintained a historical growth. The last two years were relevant because the growth in energy con-

sumption and the decrease in added value resulted in increases of 14% and 11% in the transport sector's energy intensity. In 2018 and 2019, energy intensity grew again (2%), after the fall recorded in 2017 (2%).

Finally, the energy intensity of transport per GDP unit behaved quite differently from the previous analysis, not only in its trend but also in the magnitude of values. Energy consumption in the transport sector and GDP developed similarly between 1997 and 2019, in terms of net growth over the whole period, with a sharp decline at the turn of the century caused by the crisis. Energy intensity peaked in 1999 (2.1 toe/M\$ 2005), followed by a decrease until 2005 (1.8 toe/M\$ 2005), as energy consumption declined at rates higher than GDP. From that year until 2019, energy intensity alternated annual increases and falls, a behavior that remained at values between 1.8 and 1.9 toe/M\$ 2005.

#### 6.4 CO<sub>2</sub> emissions per GDP and per capita

CO<sub>2</sub> emission intensity is defined as the ratio between CO<sub>2</sub> emissions and the GDP. It is expressed in tonnes of CO<sub>2</sub> per millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices (tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005). In the 1990-2019 period, this indicator showed a net decrease from 12 to 9 tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005 and recorded variability throughout the series. The years with the highest intensity levels in emissions were 1999 and 2008 (15 tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005), while the lowest records since 1997 were reported in the last six years (8-9 tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005).

In turn, to better understand this indicator's evolution, the individual series of the GDP and the CO<sub>2</sub> emissions on account of fuel combustion activities are analyzed, taking as a base equal to 100 the values of both variables for 1990. Although CO<sub>2</sub> emissions have presented some variability throughout the series, they have accompanied GDP evolution. This behavior is also reflected in the intensity of CO<sub>2</sub> emissions. Significant variations in the total CO<sub>2</sub> emissions were strongly associated with the variation of emissions from thermal power plants for electricity generation due to the consumption of oil products for electricity generation to complement hydroelectricity. Similarly to 2002-2003, 2007, 2010, and 2013-2016, in 2019, there was a good availability of hydraulic energy, resulting in lower CO<sub>2</sub> emissions compared to other years with chronic drought characteristics and their corresponding higher consumption of oil products for energy generation.

It is important to note the last five years, which recorded a large increase in wind and photovoltaic electricity that offset the decrease in hydroelectricity. This resulted in lower consumption of oil products and the resulting decline in CO<sub>2</sub> emissions for electricity generation. Uruguay's GDP grew, so the intensity of emissions per GDP unit has decreased in recent years.

**2019:**  
CO<sub>2</sub> emission intensity: 9 tCO<sub>2</sub>/M\$ 2005  
CO<sub>2</sub> emissions per capita: 1.8 tCO<sub>2</sub>/inh.

Meanwhile, CO<sub>2</sub> emissions per capita are represented as the ratio between total CO<sub>2</sub> emissions and population and are expressed in tonnes



of CO<sub>2</sub> per inhabitant (tCO<sub>2</sub>/inh). Net growth was recorded for the 1990-2019 period, which showed significant variability. This behavior, which alternates maximum and minimum records, is correlated with a variation in fossil fuel consumption in thermal power plants.

The minimum CO<sub>2</sub> emissions per capita were recorded in 1990 (1.2 tCO<sub>2</sub>/inh), while in 2012, emissions reached their maximum levels (2.4 tCO<sub>2</sub>/inh). Over the last six years, CO<sub>2</sub> emissions per capita remained relatively constant (1.7-1.8 tCO<sub>2</sub>/inh).

## 6.5 CO<sub>2</sub> emissions factor of the SIN

The emission factor of the SIN represents the amount of CO<sub>2</sub> that is generated per GWh of electricity produced for the electricity grid. It is determined as the ratio of CO<sub>2</sub> emissions from power plants for public service and the electricity generated by said generators and delivered to the SIN. The emission factor varies from one year to another according to the blend of fuels used for electricity generation delivered to the grid.

The emission factor has presented considerable variability throughout the whole period. This effect is associated with the significant influence of rainfall levels on electricity generation in the country and the resulting amount of fossil fuels used, as mentioned above. In recent years, the generation of electricity from renewable sources has increased significantly, particularly for wind energy and, to a lesser extent, for photovoltaic solar energy. This seems to indicate that these sources and hydroelectricity have reduced the use of fossil fuels for such purposes.

The maximum emission factor at the SIN was reported in 2008, with a 335 tCO<sub>2</sub>/GWh value, followed in importance by 2006 (304 tCO<sub>2</sub>/GWh) and 2012 (301 tCO<sub>2</sub>/GWh). The minimum figures were recorded between 2001 and 2003, with values lower than 3 tCO<sub>2</sub>/GWh when almost 100% of the electricity was generated from hydraulic energy. In 2019, the emission factor of the SIN was 13 tCO<sub>2</sub>/GWh: the lowest value in the last 16 years and the fifth since 1990.

## 2019 emission factor of the SIN: 13 tCO<sub>2</sub>/GWh.

## 6.6 Electrification rate

The electrification rate expresses the percentage of households with electricity compared to the total number of households with dwellers. This indicator is developed for urban areas, rural areas, and the country total.

The total electrification rate went from 79.0% to 99.8% between 1975 and 2017 and remained constant until 2019. When analyzing the indicator separated by urban and rural areas, the most remarkable evolution is observed in the rural electrification rate, which has increased from 25.1% in 1975 to 98.9% in 2019. The urban electrification rate went from 89.0% to 99.9% in this period.

## The total electrification rate went from 79.0% to 99.8% between 1975 and 2017, and remained constant until 2019.

That is to say, of the total number of occupied households in 2019, only 0.2% did not have electricity, either provided by UTE or its own (generator and/or battery charger via a wind or solar generator), corresponding to 2,310 homes. The distribution was 1,599 housing units in the urban environment (0.1%) and 711 in rural areas (1.1%).

### 6.7 Energy path

The energy path is a graphic representation that relates two indicators: final energy intensity and GDP per capita. The energy intensity is expressed in tonnes of oil equivalent per millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices (toe/M\$ 2005). The GDP per capita is expressed in thousands of Uruguayan pesos at constant 2005 prices per inhabitant (thousand \$ 2005/inh). Also, the energy path includes the constant final energy consumption per capita represented with isoquant curves and expressed in tonnes of oil equivalent per 1,000 inhabitants.

Between 1965 and 2019, Uruguay's energy path had an overall evolution towards economic growth and a decrease in energy intensity. Throughout these 55 years, it is possible to identify different behaviors associated with specific stages Uruguay has gone through.

In the 1965-1970 period, energy intensity fell, and GDP per capita increased. In 1971 and 1972, a particular behavior was recorded: energy demand grew. The decrease in GDP resulted in a significant increase in energy intensity that reached its all-time high (9.1 toe/M \$ 2005). After that and for nine consecutive years, energy intensity decreased at an average annual rate of 3%, while the economy recorded sustained growth.

In turn, 1982 and 1983 recorded another particular feature: decreased GDP per capita and an increase in energy intensity, which caused a downturn in the energy path. Over the 1983-1998 period, the evolution of indicators varied to some extent, but with a marked downward trend in energy intensity and GDP growth per capita.

In the following years, it is possible to identify the country's economic crisis at the beginning of the century through a further downturn of the energy path, marked by a decrease in GDP per capita and an almost constant energy consumption per GDP unit.

The 2002-2005 period was characterized by economic growth without significant structural changes. The construction sector does not show economic recovery in this post-crisis period. The production system's evolution did not involve investment in equipment and infrastructure as existing idle capacity was used. Additionally, energy demand declined until and including 2003, after which it resumed its upward trend. As GDP grew at a higher rate than energy consumption, energy intensity declined over this period.

The share of the industrial sector in GDP grew by one point in the 2005-2009 period. Within the industry, the share of the paper and cellulose branch increased from 9% to 19%. This robust industrial growth associated with the new cellulose plant, together with the development of the construction sector, caused energy demand to soar. The industrial sector doubled its energy consumption; its final energy consumption, which had recorded annual growth rates of 3% and 4%, reached 17% in 2008. This significant change in the economic and energy structure led to considerable growth in energy intensity.

In turn, 2009-2012 corresponded to a period in which economic and energy consumption structures remained virtually constant. For this reason, the decrease in energy intensity could be linked to the implementation of energy efficiency projects and measures.

In the 2012-2016 period, energy demand underwent structural changes once again. The share of industrial consumption increased from 34% to 43% of total final energy consumption; this was strongly associated with the new cellulose plant. Regarding the economic structure, there is no significant change overall, given that the industrial sector continued to account for 15% of GDP. However, the analysis of industrial sub-sectors shows structural changes, as the added value of the paper and cellulose sector grew from 19% to 28% compared to the whole industry. This behavior was similar to that recorded in the 2005-2009 period.

Additionally, the 2016-2018 period was similar to 2009-2012 in terms of energy intensity and GDP per capita and showed an economic slowdown. In 2019, energy intensity grew 0.6%, while GDP per capita decreased by 0.1%, reflecting a new trend.

Finally, the third indicator represented in the energy path has already been mentioned in previous sections. It is interesting to observe its net growth evolution throughout the period, which alternates years of increases and decreases. Since 1965 and for 40 years, final consumption per capita has remained between 600 and 800 toe/1,000 inh. However, since 2005 there has been sustained growth of 718 toe/1,000 inh (2005) to 1,370 toe/1,000 inh. (2019) which practically doubled its value in the last 15 years.

## 7. SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOAL 7<sup>14</sup> (SDG 7)<sup>15</sup>

The Sustainable Development Goals (SDG) approved by the United Nations (UN) in 2015 contemplate, in an integrated manner, the challenges around the three dimensions of sustainable development that are key to the future of the planet: economic, social and environmental. The Government of Uruguay as a whole, working transversally at all the ministries, autonomous bodies and decentralized services, has assumed the responsibility of guiding its public policies regarding the attainment of the SDGs to advance them towards 2030.

In particular, SDG 7 aims to ensure access to affordable, safe, sustainable, and modern energy for all; the MIEM is the relevant body in this regard.

By 2015, the country already had an Energy Policy that was first developed in 2005, in permanent dialogue with all the public stakeholders involved in energy. Although it was adopted in 2008, it had already been partially implemented. Furthermore, in 2010, it was endorsed by a multi-party commission formed by representatives of the entire political sector, thus becoming state policy. Although the Energy Policy was conceived and designed based on the country's reality and institutional capacities, it matches the content and timeframe (2030) that the United Nations defined for attaining the SDGs. This explains why by 2015, Uruguay already had indicators that reflected a transformed energy landscape that aimed at achieving SDG 7.

In this way, while Uruguay implements the 2030 Energy Policy, it is on the path defined by the United Nations to ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all.

In 2018, Uruguay reaffirmed its commitment to fulfilling the 2030 Agenda by submitting the second country report to the UN voluntarily. On that occasion, five SDGs were reported, including SDG 7: Affordable and clean energy.

### **SDG 7 indicators:**

- 7.1.1. Proportion of population with access to electricity
- 7.1.2. Proportion of population with primary reliance on clean fuels and technology
- 7.2.1. Renewable energy share in the total final energy consumption
- 7.3.1. Energy intensity measured in terms of primary energy and GDP

For more information, please refer to “Uruguay’s 2018 National Voluntary Review”.

<sup>14</sup> Data taken from [www.ods.gub.uy](http://www.ods.gub.uy) (August 2020).

<sup>15</sup> Tables and charts relative to SDG 7 are available in Annex I, as of page 196.

## 8. METHODOLOGY

### 8.1 General definitions

**Primary energy source:**

Energy source provided directly by nature, like hydraulic and wind energy; after going through a mining process like hydrocarbons, natural gas and coal; and through photosynthesis like firewood and biomass waste (from urban, agricultural and agro-industrial activities).

**Secondary energy balance:**

Energy obtained from a primary source or from another secondary source after undergoing a physical-chemical process that modifies its original characteristics.

**Gross energy:**

Primary or secondary energy to which the following deductions have not been applied: losses caused by transformation, transmission, transportation, distribution or storage, and amount of unused energy.

**Net energy:**

Primary or secondary energy for consumption purposes, from which the losses mentioned above have been deducted, and the unused energy.

**Final energy:**

Primary or secondary energy directly used by socioeconomic sectors. It is the energy that enters the consumption sector and is different from the previous one because of the energy sector's own use. It includes energy and non-energy consumption.

**Transformation plant:**

Facilities where primary or secondary energy undergoes processes that modify their properties or original nature through physical-chemical changes to transform it into energy more suitable for consumption. They are classified into: primary, if they only process primary sources, and secondary, if primary and/or secondary sources enter the transformation plant.

**Consumption sector:**

Part of the socioeconomic activity where final energy for its use converges. Own use is considered separately. It corresponds to the energy consumed by the energy sector for production, transformation, transportation, and distribution of energy (it does not include the energy used as input for transformation into other kinds of energy).

## 8.2 Structure

The National Energy Balance (BEN) provides a representation of the energy system's structure and operation. It does it in an organized and systematic manner, summarizing the information in a general summary matrix, also called a "consolidated matrix". This matrix makes it possible to analyze all the processes and transformations of a specific source throughout the whole system and each category and the magnitude corresponding to each source. The general summary matrix includes the following five sub-matrices:

- Primary energy balance
- Balance of transformation plants (primary and secondary)
- Secondary energy balance
- Gross supply and net consumption
- Distribution of final energy consumption by sector

The following image shows how these sub-matrices are located in the summary matrix. There follows an analysis of each one of them.

ENERGY BALANCE	Primary sources	Secondary sources	Losses	TOTAL
Primary energy	(1)			
Transformation plants		(2)		
Secondary energy		(3)		
Gross supply and net consumption	(4)			(4)
Final energy consumption	(5)			(5)

#### NOTES:

1) Primary energy balance (2) Balance of transformation plants (3) Secondary energy balance  
(4) Gross supply and net consumption (5) Distribution of the final energy consumption by sector

The matrix summary has the same format for all the historical series; however, it is modified as new energy sources appear or when more detailed information is available, hiding or showing the relevant fields. It is important to mention the greater disaggregation in the consumption sectors (available from 2013) and the breakdown by source for power plants for public service and autoproduction (available from 2010).

### 8.2.1 Balance of primary energy sources

It corresponds to the supply of primary energy sources. This BEN edition includes crude oil, coal, natural gas, hydropower, wind energy, solar energy, firewood, biomass waste, and biomass for biofuels.

There follows additional information about some of the primary sources:

**Coal:**

It includes anthracite, peat, soft coal tar, and pitch.

**Natural gas:**

The data are considered under standard conditions (1 atm and 15°C).

**Hydropower:**

The summary matrices include the theoretical equivalent. However, the “supplementary information” section includes a table of hydropower considering the thermal equivalent.

**Solar energy:**

It includes photovoltaic solar energy and solar thermal energy.

**Biomass waste:**

It includes rice and sunflower husk, sugar cane bagasse, black liquor, odorous gases, methanol, barley husk, and timber industry’s waste.

**Biomass for biofuels production:**

It includes sugar cane, sweet sorghum, soy, sunflower, canola, fat, etc. The primary energy balance includes eight categories: production, import, export, losses, stock change, not used, adjustments, and supply. Since the categories also apply to the secondary energy balance, the definitions for both cases are listed below:

**Production:**

The amount of primary energy extracted from nature or the amount of secondary energy coming from a transformation center.

**Import:**

the primary or secondary energy that comes from abroad.

**Export:**

The primary or secondary energy that is sent abroad. Exports to the free trade zone are not considered exports; they are included in the final consumption as sales in the domestic market.

**Losses:**

The energy losses caused by transportation, storage, transmission, and distribution (technical losses). Until 2005, nontechnical losses in the electricity sector were recorded as losses. Since 2006, they have been recorded in final consumption, considering the social losses within the residential sector. The remaining nontechnical losses have been distributed according to the share percentage in the other sectors’ consumption of electricity.

**Stock change:**

The difference between the stock of an energy source by December 31 of year  $i - 1$  and December 31 of year  $i$ .

**Energy not used:**

The amount of energy that is not currently being used given the technical and/or economic nature of its exploitation.

**Adjustments:**

Statistical adjustment that makes supply and consumption data compatible, as well as the differences due to the rounding of figures.

**Supply:**

The total energy really available for consumption.

It is obtained with the following equation:

*Supply = Production + Import - Export - Losses + Stock change - Energy not used + Adjustments.*

**NOTES:**

In the summary matrices, the values "export", "losses" and "energy not used" appear with a negative sign, so the "supply" value is obtained algebraically adding these values to the ones corresponding to "production", "import", "stock change" and "adjustments".

## 8.2.2 Balance of transformation plants

It reflects the activity of both primary and secondary transformation plants. Negative signs indicate income (inputs), and positive signs indicate expenditure (products). Because of the processes carried out in these plants, there are transformation losses obtained by algebraically adding the income to the spending.

Transformation plants include:

**Refinery:**

Industrial facilities where crude oil undergoes physical and chemical transformation processes to obtain compounds and products of higher market value.

**Power plants for public service:**

They include power plants that deliver the electricity generated to the grid, for example, hydroelectric power plants, wind, photovoltaic solar and thermoelectric plants.

**Autoproduction power plants:**

Power plants where the electricity produced is to be consumed by the autoproducer himself, excluding delivery to the grid.

**Biomass distilleries:**

Industrial plants where bioethanol is produced.

**Biodiesel plants:**

Industrial plants where biodiesel is produced.



**Coal plants:**

Transformation plants where charcoal is produced from firewood.

**Gas plants:**

Transformation plants where gas is manufactured from light naphtha.

**Coke-oven plants:**

Transformation plants where coke of coal is produced.

Cogeneration plants have a global efficiency of between 70% and 85%. Such efficiency depends on the type of technology used and how the energy is used. Global efficiency is defined as the ratio of the total energy produced by the system (electricity and heat) versus the energy consumed.

### 8.2.3 Balance of secondary energy sources

It corresponds to the supply of secondary energy sources. The following secondary energy sources are included in this BEN edition: LP gas, propane, motor gasoline, aviation gasoline, kerosene, jet fuel, gas oil, fuel oil, petcoke, non-energy products, fuel gas, bioethanol, biodiesel, coke of coal, charcoal, and electricity. Other secondary sources are light naphtha, diesel oil, and manufactured gas, which, though not currently used in the country, are included in the years of the historical series when applicable.

There follows additional information about some of the secondary sources:

**Propane:**

Until and including 2010, agriculture/mining consumption was included in the industrial sector. As of 2011, propane consumption associated with agriculture and mining activities has been recorded under its sector: Agriculture/Fishing/Mining.

**LPG:**

It includes LP gas and propane.

**Motor gasoline:**

Bioethanol is not included. It is informed separately.

**Gas oil:**

Biodiesel is not included. It is informed separately.

**Petcoke:**

It includes scorched and non-scorched petcoke, and refinery coke. Until and including BEN 2012, it was referred to as "other energy products". Scorched petcoke is recorded as non-energy use.

**Non-energy products:**

It includes solvents, lubricants, and asphalts. Liquid sulfur has been included as a new non-energy product since 2013, with the startup of the desulfurization plant.

**Fuel gas:**

Until and including 2012, production was considered equal to own use. The “not used” volume and the “losses” have been included since 2013; as a result, production is greater than the refinery’s “own use”. This change in methodology has been applied since 2013.

**Coke of coal:**

It corresponds to coke of soft coal. Until the BEN 2012, it was referred to as “coke”.

**Electricity:**

Electricity consumption related to transport over the last few years includes captive and private fleets.

The categories that correspond to the secondary energy balance are the same as the ones previously described for primary energy, except for an additional category:

**International bunker:**

The energy sold to sea vessels and aircraft on international journeys, that is, journeys that leave one country and reach another. This activity is included under exports until 2012 and is represented independently from 2013 onwards.

#### 8.2.4 Gross supply and consumption

This sub-matrix presents the gross energy supply and the total net consumption with the itemization of its components.

**Gross supply:**

The supply of each energy source exactly as found in the corresponding balance, plus the losses and amounts not used (reported in the same balance).

Unlike other rows in the matrix, the total gross supply is not obtained by adding the primary and the secondary energy sources, as such an addition would result in duplicates: the production of secondary sources plus the primary sources from which they were obtained. Therefore, the correct way to calculate it is by deducting the production of secondary sources from the addition.

**Total net consumption:**

Formed by the total final consumption plus the energy sector’s own use.

**Own use:**

The amount of primary and/or secondary energy that the energy sector uses for its own operation, including the production, transformation, transportation, and distribution of energy. It does not include the energy used as input to transform it into another kind of power at transformation plants.

**Total final consumption:**

The addition of the final energy consumption and the non-energy consumption.

### 8.2.5 Distribution of final energy consumption by sector

This last part of the consolidated matrix indicates the distribution of final energy consumption among the different socioeconomic activity sectors. Since the compilation of the BEN 2013, the collection of consumption data has improved through sector surveys. The traditional survey on firewood and biomass waste consumption became part of the industrial survey (which covers other energy sources). It was conducted in 2011, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, and 2018. Energy consumption surveys were also conducted in the residential sector in 2013 and the commercial/services/public sector in 2013, 2014, and 2015. It must be noted that the results of the latest survey will be included in future editions.

Additionally, final energy consumption was first reported in 2013, with a broader disaggregation of sectors. The disaggregation of sectoral consumptions lower than one ktoe is not reported since they are marginal values, except when they correspond only to one subsector. In other cases, data are not disaggregated if they correspond only to one company by sector or if there is no available information for classification.

The classification adopted for sectors and subsectors is the following:

**Residential sector:**

It includes the consumption of rural and urban families, of caloric, electric and mechanic kind, in order to meet the energy needs of households. The consumption from personal transportation is not included here but in the transport sector.

Consumption was first reported in 2013 with the following criteria:

RESIDENTIAL SECTOR
Montevideo
Rest of the country

In the case of firewood and LPG, the information is disaggregated according to the results of the consumption survey in the sector in 2013. In contrast, for electricity, kerosene, and natural gas, administrative data are used. As per biomass waste, total consumption is associated

with the rest of the country. The breakdown of the other energy sources has not been reported since 2013 because there was no information for its adequate classification (solar, gas oil, fuel oil, charcoal).

**Commercial/services/public sector:**

It includes tertiary sector activities such as schools, hospitals, stores, hotels, restaurants, public lighting, public administration, etc. It includes section D to section U according to the International Standard Industrial Classification (ISIC) revision 4 and public lighting.

Consumption was first reported in 2013 with the following breakdown:

COMMERCIAL/SERVICES/PUBLIC SECTOR	ASSOCIATED ISIC REVISION 4
Public lighting	-
Public administration and defense	Section O
Electricity, gas and water	Sections D and E
Others	Sections G, H*, I, J, K, L, M, N, P, Q, R, S, T and U

NOTE:

\* This includes only consumption within the establishments.

**Transport sector:**

It includes public transportation of people and cargo carried by air, road, or water. It does not include internal transportation within the establishments that are included in the other sectors. Foreign-flagged air and fluvial transportation is not included. Their consumption is recorded under exports until 2012 and within international bunkers as of 2013.

Consumption was first reported in 2013 with the following breakdown:

TRANSPORT SECTOR
Road
Rail
Air
Sea and river

Private vehicles are considered in the results obtained from the consumption surveys in the residential and industrial sectors in 2013, which collected this information.

**Industrial sector:**

It includes the manufacturing industry and the construction sector, corresponding to Sections C and F in the industrial classification ISIC Rev. 4, respectively. It is essential to mention that agro-industries and the fishing industry are considered within this sector.

This sector's consumption was first reported in 2013, with the following breakdown:

INDUSTRIAL SECTOR	ASSOCIATED ISIC REVISION 4
Slaughterhouses	Group 101
Dairy products	Group 105
Mills	Class 1061
Other food industries	Groups 102, 103, 104, 107 and 108
Beverages and tobacco	Divisions 11 and 12
Textile	Divisions 13 and 14
Leather	Division 15
Wood	Division 16
Paper and cellulose	Divisions 17 and 18
Chemical, rubber and plastic	Divisions 19*, 20, 21 and 22
Cement	Classes 2394 and 2395
Other manufacturing industries and construction	Division 23** / Divisions 24 to 33 / Section F

## NOTES:

\* Excluding refinery; its consumption is considered under "Own use".

\*\* Including all the classes of division 23 except for the ones corresponding to the "Cement" section.

**Agriculture/fishing/mining sector:**

the production of agriculture, cattle and timber extraction plus commercial deep sea, littoral, coastal and estuary fishing, including that of factory ships and fleets devoted to fishing and to manufacturing the resulting products. Mining is also included.

This sector's consumption was first reported in 2013, with the following breakdown:

AGRICULTURE/FISHING/MINING SECTOR
Agriculture and mining
Fishing

In particular, the estimations obtained for industrial fishing are highlighted (obtained from administrative data of fuel sales). They have been compared to the volume declared in the National Directorate for Water Resources (DINARA) registries of the Ministry of Livestock, Agriculture and Fisheries (MGAP), through a sample analysis of the 2013 records. In the case of non industrial fishing, as of 2014, the administrative data used come from the General Registry of Fishing and the existing tax exemption agreement to purchase fuel.

This publication also includes the improved classification of fuel consumption by agricultural aircraft: they were considered under transport and are now included in the agricultural sector. It includes the consumption of aviation gasoline and jet fuel. This improvement was possible after conducting a company survey in 2016, 2017, and 2018. The data are considered preliminary, as the survey did not elicit responses from 100% of respondents, so the data might be underrepresenting reality. It is hoped that the results for the historical series will be confirmed in future editions.

#### **Not identified:**

A sixth category is added to the consumption sectors. This category includes consumption coming from unidentified sectors.

### 8.3 Units and data format

The unit adopted to express the energy flows comprising the National Energy Balance is the ktoe (thousands of tonnes of oil equivalent).

**1 ktoe = 1,000 toe**  
**1 toe = 10,000,000 kcal**

The conversion of the magnitudes corresponding to each source to its expression in toe is done through its respective Lower Heating Value (LHV). In the case of electricity, the 0.086 toe/MWh technical criterion is applied. Please note that the possible decimal differences in the values informed in tables, charts, and text are the result of the rounding of figures. In turn, the addition of subtotals may not reproduce the exact total for the same reason.

Finally, when a value is represented as “0” (zero), it means it exists and is minimal (less than 0.1). When the cell appears empty, it means that the flow does not correspond to Uruguay or that the information necessary to quantify the magnitude is not available.

## 8.4 Special comments

Special comments are presented regarding the methodology used in the preparation of the BEN for some energy sources, as well as the criteria applied in the estimation of CO<sub>2</sub> emissions and the primary energy matrix.

### 8.4.1 Hydroelectric energy

Two approaches can be used to evaluate hydropower: the theoretical equivalent and the thermal equivalent. In the first case, turbine flow is considered to determine the energy that enters primary transformation plants (hydroelectric power plants).

Hydropower production is calculated as follows:

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

Where:

**E<sub>hydro</sub>**: Hydropower production (kWh/year)

**k**: Ratio for the transformation of units

**β**: Water density (kg/m<sup>3</sup>)

**g**: Gravity acceleration (m/s<sup>2</sup>)

**t**: Operational time of the plant (hours/year)

**h**: Average fall height (m); the height of the daily water levels is considered.

**Q**: Turbine flow (m<sup>3</sup>/s)

The other approach (thermal-equivalent approach) evaluates hydropower production from the electricity generated at the hydroelectric power plants, considering the amount of hydrocarbons that would be needed to produce it at a conventional thermal power plant. This fictitious thermal power plant's performance is considered equal to the average performance of the existing thermal power plant, which operates in normal conditions.

The theoretical equivalent approach is used in the “general summary matrix”.

### 8.4.2 Wind energy

As of 2008, many wind farms connected to the country's grid began to operate. This is why wind energy is included in the balance matrix from that year. No values are included for wind energy for previous years because current estimations about the number of windmills and wind turbines vary greatly depending on the information source.

The methodology applied by OLADE is used to determine wind energy. This is done from the generation of electricity of each farm/wind turbine, considering the same value as the electricity generated as “wind energy produced”. Data on electricity generated from wind power, both large-scale and from micro-generation, are supplied by UTE.

### 8.4.3 Solar energy

The BEN 2014 included solar energy estimations for the first time, as well as solar thermal and photovoltaic energy.

#### **Solar thermal energy:**

The total aperture area of both imported and domestically manufactu-

red equipment is obtained to make solar thermal energy estimations. The lack of stock for a few months is considered to estimate the solar thermal energy. Therefore, what was imported/produced in one year is installed practically in the same year. The estimated shelf life is 15 years; this is considered to determine the cumulative equipment installed.

In 2017, local manufacturers were surveyed to determine the domestic production of solar thermal collectors. Therefore, the area of domestic production installed has been reported since that year. Up to and including 2016, the share of national producers is estimated to be 20% of the total.

The energy generated is calculated from the annual average irradiance on a horizontal plane and the installed area, considering a global efficiency of 40%:

$$E_{\text{solar thermal}} = Ef \times H_o \times A \times \frac{0.086 \left( \frac{\text{toe}}{\text{MWh}} \right)}{1,000,000}$$

Where:

**E<sub>solar thermal</sub>**: Production of solar thermal energy (ktoe/year)

**Ef**: Global efficiency (0.40)

**H<sub>o</sub>**: Annual average irradiance on a horizontal plane (kWh/m<sup>2</sup>-year)

**A**: Aperture area of solar thermal collectors/heaters (m<sup>2</sup>)

The solar thermal energy generated corresponds to the energy available for heating water. From the balance standpoint, it can be interpreted as a “potential” since it is not the energy consumed but the energy captured by the equipment. In practice, not all this energy may be consumed.

Until 2016, the sector allocation of the final energy consumption is theoretical, as it considers the typical shares in the literature: 85% residential sector, 14.5% commercial/services/public sector, and 0.5% industrial sector. This information cannot be collected in the periodic surveys by sector because the samples' size does not reflect the population that uses this technology.

Since 2017, an industrial consumption value associated with the area surveyed in the annual industrial survey has been estimated; since 2019, it has been supplemented with the imports of industrial companies. The theoretical share for the commercial/services/public sector was maintained, and the balance was closed with the residential sector.

Furthermore, reference is made to the solar technology census conducted in 2018 among companies and institutions in the commercial and services areas. Only the subsectors most likely to own solar equipment under the Solar Thermal Energy Law (Law 18.585 of September 2009) were surveyed. The results of the census and other surveys conducted



in the sector, made it possible to estimate an installed area of 5,783 m<sup>2</sup> of solar thermal collectors, equivalent to 0.3 ktoe. A higher value was verified for the theoretical estimate applied to the commercial/services/public sector. For this reason, the data collected in these statistical studies are correctly included in the calculation since the total number of companies in the industry using this technology is unknown.

#### **Photovoltaic solar energy:**

The methodology applied by OLADE and other international bodies is used to determine photovoltaic solar energy. This methodology considers the same value as the electricity generated as “photovoltaic energy produced”. This methodology has been applied since BEN 2015 for the series since 2014.

The generation of electricity with photovoltaic panels is determined in different ways depending on the producer type:

- For solar plants connected to the grid, the annual data provided by UTE are recorded.
- For small producers with installed capacities lower than 150 kW that deliver energy to the grid, UTE's annual microgeneration data are used. As of 2019, there are no yearly generation data provided by UTE, so a theoretical generation is estimated from the installed capacity data.
- Off-grid producers with an installed capacity greater than 150 kW are surveyed.
- For small off-grid producers with installed capacities lower than 150 kW, we use the same relation between energy generated and installed capacity of the producers who do deliver to the grid and whose data are known.

#### **8.4.4 Firewood**

Regarding firewood, production is considered the total energy consumption of firewood. The firewood used in the following transformation plants: power plants for public service, autoproduction power plants, and coal plants. For the industrial sector, firewood consumption is estimated based on surveys conducted annually by DNE-MIEM. If the industrial survey is not conducted in a given year, firewood use is estimated based on previous years' consumption. For the rest of the sectors, this survey is not annual. In years with no survey, the consumption value of the last survey is used.

Firewood entering power plants for public service and autoproduction power plants is estimated based on the surveys conducted by DNE-MIEM each year. The firewood that enters coal plants is estimated based on the non-imported charcoal, which has not happened again since 2004.

#### **8.4.5 Biomass waste**

The production of biomass waste is recorded as the addition of energy consumption and the inputs of transformation plants. There is no information to estimate the unused production of other kinds of biomass waste, such as forestry waste. This criterion has been applied since 2008, and it must be noted that it is widely used in other countries. In previous years, the production of biomass waste was estimated considering the annual production of the crops that generate them (i.e., rice, sunflower, barley) and the proportion of waste within the total

weight, taking as the source of information the statistical yearbooks of the Agricultural Statistics Office (DIEA) of the MGAP. Production was significantly higher than the consumption of these energy sources following these criteria. Additionally, as of 2008, consumption of forestry and sawmill waste (chips, sawdust, etc.) has been recorded, which was not the case in previous BEN editions.

In the case of the industrial sector and power plants for public service and autoproduction, biomass waste consumption is estimated based on data-collection surveys administered annually by DNE-MIEM to companies that use this source as energy. As for the residential sector, in the last few years, the “2006 Energy Use and Consumption Survey” results and the “2013 Residential Survey” have been used.

#### 8.4.6 Biomass for biofuels

The primary energy source called “biomass for biofuels” includes the consumption of primary energy sources (grains, crude oils, sugarcane juice, etc.) associated with biofuel production. It has been included in BEN since 2010. It must be noted that the consumption of biomass for biofuels is taken as an estimation to include biofuels in the energy matrix. These values will be somewhat different from the values obtained with the application of other methodologies not described in this document.

##### **Biomass for bioethanol production:**

The production of bioethanol considered corresponds to the Bella Unión and Paysandú plants.

- Bella Unión sugar factory:

As there are no reliable values of sugar consumption in the sugarcane juice with a breakdown of the real consumption of each process, the amount of primary source used for bioethanol is estimated using the production data of bioethanol/sugar, taking into account the average performance of the sugar-alcohol factory (fermentation + distillation), as well as other factors (stoichiometric factors, density, heating value, etc.).

Biomass estimation for the production of bioethanol from sugar cane is made using the equation below (Eq. 1):

$$\text{Biomass for bioethanol (ktoe)} = \frac{\text{Bioethanol prod. (m}^3\text{)}}{(\text{TP} \times \text{AFP} \times \text{EMP})} \times \frac{\text{LHV sugar (kcal/kg)}}{10,000,000}$$

Where:

**TP:** Theoretical Performance (m<sup>3</sup> bioethanol / t sugar)

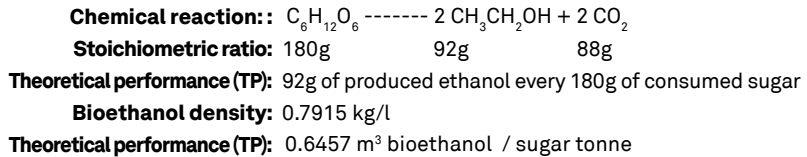
**AFP:** Average performance of sugar-alcohol factory (fermentation + distillation)

**EMP:** Extraction-milling performance ratio

**LHV sugar:** Lower heating value of reducing sugars, taking the value of 4,000 kcal/kg (data from the literature)

Determination of the theoretical performance of ethanol production (TP):

The chemical reaction of ethanol production is considered from the reducing sugars and their stoichiometric ratio. Then, the TP is determined from ethanol density in the adequate units for its use in the equation above.



Therefore, Eq. 1 results in the following simplified equation (Eq.2):

$$\text{Biomass for bioethanol (ktoe)} = \frac{[4 \times \text{Bioethanol production (m}^3\text{)}]}{[\text{TP} \times \text{EMP} \times 6,457]}$$

The sugar-alcohol sector reported the data corresponding to ethanol production, the average performance of the sugar factory, and the extraction-milling performance ratio. Additionally, in recent years, the amount of sweet sorghum used for bioethanol production was negligible compared to the total amount of sugar cane, so it is considered similar.

- Paysandú sugar factory:

Primary source consumption for the production of bioethanol from grains is directly estimated using the real amount of grains processed, considering the average humidity and the heating value for this raw material. Both grain consumption and average humidity are provided by the sugar factory, while a heating value of 4,000 kcal/kg is considered for grains (data from the literature). The following grains are processed: sorghum, wheat, and maize.

#### **Biomass for biodiesel production:**

In the case of biodiesel, the kind of grain and the heating values included in the literature are considered to estimate the primary sources. In the last few years, biodiesel production has been mainly from soy and rapeseed, and sunflower was not used. Fat is also considered a primary source for biodiesel production, as well as crude oil and cooking oil. These are the reference values used for the heating values:

- Soy: 2,050 kcal/kg
- Sunflower: 5,189 kcal/kg
- Fat: 9,200 kcal/kg
- Rapeseed: it is calculated considering a 44% oil content in the seed and an oil heating value of 8,811 kcal (data from the literature).

- Other oils: without specific composition data, the heating value of a blend 80% of sunflower oil and 20% of soy was considered, thus resulting in a value of 8,527 kcal/kg.

#### 8.4.7 Biogas

The electricity generated with biogas produced from urban waste in Las Rosas plant, in Maldonado (since 2005), was not recorded in the value corresponding to the electricity supply until 2007. In 2008 it was first included in electricity production at power plants for public service. In 2004, the second generator of electricity produced from biogas was included. It was produced by treating the effluents of a wool washing plant. In 2019, the third generator of electricity produced from biogas was included. It was produced from the treatment of effluents of a dairy farm. The three generators are included within electricity production at “power plants for public service”. In all cases, biogas is not accounted for as the primary source from which said electricity is obtained. In any case, these values are minimal compared to the total (around 0.1 ktoe).

#### 8.4.8 CO<sub>2</sub> emissions

The BEN includes the CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion activities of the energy industries and the consumption sectors. Furthermore, CO<sub>2</sub> emissions from biomass combustion and international bunkers are included but as memo items, since they are not considered in the totals. The series began in 1990.

CO<sub>2</sub> emissions are calculated according to the “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”.

These are the categories reported:

##### **Energy industries:**

The emissions of the following secondary transformation plants are considered and the energy sector’s own use. CO<sub>2</sub> emissions from auto-production power plants are included in the industrial sector, according to the methodology applied.

- Power plants for public service
- Own use

##### **Consumption sectors:**

The same sectors included in the BEN and detailed in the “Structure” section of this description of the methodology are considered.

- Residential
- Commercial/services/public sector
- Transport
- Industrial
- Agriculture/fishing/mining
- Not identified

**Memo items:**

They are presented separately and are not included in the total CO<sub>2</sub> emissions of the following categories:

- Biomass combustion: It includes firewood, biomass waste, and charcoal for the whole period and biofuels as of 2010. This category's emissions correspond to biomass combustion in power plants for public service, autoproduction power plants, and in the different activity sectors.
- International bunkers: It corresponds to the emissions from international bunkers, both sea and air bunkers.

Default CO<sub>2</sub> Emission factors (EF) for combustion are used to estimate the emissions. They are presented in Chart 1.4 of the "2006 IPCC Guidelines. Volume 2: Energy". In turn, the series of CO<sub>2</sub> emissions by source since 2006 has been included since the BEN 2016. BEN 2019 includes the series of CO<sub>2</sub> emissions disaggregated by source and sector. This is done for the main categories associated with emissions from each source.

#### 8.4.9 Primary energy matrix (supply)

In the primary matrix, also called matrix of supply, the provision of energy to the country is presented with the following breakdown: electricity, solar energy, oil and oil products, natural gas, biomass, and coal/coke. The supply activities for each energy source are considered for preparing the matrix (production, import, export, and international bunker). In the case of electricity, the production of electricity of hydraulic, wind and photovoltaic solar origin is considered, as well as the amount imported from neighboring countries. If there is any import for transit, it must be deducted from the total imports for that year. Since 2010, the matrix of results has included the electricity generated by power plants, disaggregated by source. Regarding hydrocarbons, the imports of oil and natural gas are reported, as well as the net balance of foreign trade of oil products, which is calculated as the difference between imports and exports (including international bunker). In the case of biomass, the production of firewood, biomass waste and biomass for biofuels is considered, as well as net charcoal imports. Finally, in order to quantify coal and coke supply, the import of mineral coal and coke of coal is recorded. Solar thermal energy has been reported in the primary matrix since 2017, considering its production, along with photovoltaic solar electricity. Both sources are grouped under the term "solar".

The analysis of energy supply by source is presented, as well as two additional classifications:

**By origin:**

- Local: national production
- Imported: net imports

**By type:**

- Renewable: electricity from hydraulic, wind and photovoltaic; biomass; solar thermal energy
- Nonrenewable: imported electricity; natural gas; oil and oil products; coal and coke

**ANEXO I.**

Tablas  
y gráficos

**ANNEX I.**

*Tables  
and charts*

## **ANEXO I. TABLAS Y GRÁFICOS**

### **ANNEX I. TABLES AND CHARTS**

Se presenta una selección de la información más representativa de la publicación del Balance Energético Nacional 2019 en formato de tablas y gráficos. En líneas generales, para los gráficos se incluye la serie histórica, mientras que en las tablas solo se representan algunos de los años. La serie completa de 55 años se encuentra disponible en el sitio web<sup>1</sup>

*This is a selection of the most representative information included in the National Energy Balance 2019 presented in tables and charts. In general, charts include the historical series, while tables represent only some of the years. The complete 55 year series is available on web<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> [www.ben.miem.gub.uy](http://www.ben.miem.gub.uy)

# 1. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SUPPLEMENTARY INFORMATION

## 1.1 CONVERSIÓN DE UNIDADES UNIT CONVERSIONS

**Tabla 1.** Prefijos más comunes para múltiplos y submúltiplos / *Most common prefixes for multiple and submultiple units.*

Múltiplo / Multiple	Submúltiplo / Submultiple
10 <sup>3</sup> kilo (k)	10 <sup>-3</sup> mili / <i>milli</i> (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 2.** Coeficientes de conversión entre unidades de energía / *Conversion ratios between energy units*

1) Para convertir de: <i>To convert from:</i>	2) En / <i>Into:</i>			
	TJ	kcal	ktep / <i>ktoe</i>	MWh
	3) Multiplicar por / <i>Multiply by:</i>			
Terajulio / <i>Terajoule (TJ)</i>	1	238.845.897	2,4E-2	277,8
Kilocaloría / <i>Kilocalorie (kcal)</i>	4,187E-9	1	1E-10	1,16E-6
ktep / <i>ktoe</i>	41,868	1E+10	1	11.630
Megavatio-hora / <i>Megawatt-hour (MWh)</i>	3,6E-3	859.845	8,6E-5	1

NOTA / NOTE:

El punto representa el separador de miles y la coma el separador de decimales.

*The dot represents the thousands separator and the comma the decimal separator.*



## 1.2 SIGLAS / ACRONYMS

Tabla 3. Siglas / Acronyms

<b>AGESIC</b>	Agencia de Gobierno Electrónico y Sociedad de la Información <i>National Agency for the Development of e-Government and the Information Society</i>	<b>MIEM</b>	Ministerio de Industria, Energía y Minería <i>Ministry of Industry, Energy and Mining</i>
<b>ALUR</b>	Alcoholes del Uruguay <i>Alcohols of Uruguay</i>	<b>MGAP</b>	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca <i>Ministry of Livestock, Agriculture and Fisheries</i>
<b>ANCAP</b>	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland <i>National Administration of Fuels, Alcohol, and Portland</i>	<b>MW</b>	Megavatio <i>Megawatt</i>
<b>BEN</b>	Balance Energético Nacional <i>National Energy Balance</i>	<b>MWh</b>	Megavatio-hora <i>Megawatt-hour</i>
<b>BCU</b>	Banco Central del Uruguay <i>Central Bank of Uruguay</i>	<b>M\$ 2005</b>	Millones de pesos a precios constantes de 2005 <i>Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices</i>
<b>CIU ISIC</b>	Clasificación Industrial Internacional Uniforme <i>International Standard Industrial Classification</i>	<b>m<sup>3</sup></b>	Metro cúbico <i>Cubic meter</i>
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono <i>Carbon dioxide</i>	<b>OLADE</b>	Organización Latinoamericana de Energía <i>Latin American Energy Organization</i>
<b>DIEA</b>	Dirección de Estadísticas Agropecuarias <i>Agricultural Statistics Office</i>	<b>PCI LHV</b>	Poder Calorífico Inferior <i>Lower Heating Value</i>
<b>DNE</b>	Dirección Nacional de Energía <i>National Directorate of Energy</i>	<b>PCS HHV</b>	Poder Calorífico Superior <i>Higher Heating Value</i>
<b>FE EF</b>	Factor de emisión de CO <sub>2</sub> <i>CO<sub>2</sub> emission factor</i>	<b>PEB</b>	Planificación, Estadística y Balance (Área de la DNE) <i>Planning, Statistics and Balance Area (at DNE)</i>
<b>Gg</b>	Mil millones de gramos <i>Gigagram</i>	<b>PIB GDP</b>	Producto Interno Bruto <i>Gross Domestic Product</i>
<b>GLP LPG</b>	Gas licuado de petróleo <i>Liquefied petroleum gas</i>	<b>ppm</b>	Partes por millón <i>Parts per million</i>
<b>hab. inh.</b>	Habitantes <i>Inhabitants</i>	<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional <i>National Interconnected System</i>
<b>INE</b>	Instituto Nacional de Estadística <i>National Statistics Institute</i>	<b>t</b>	Tonelada <i>Tonne</i>
<b>INGEI</b>	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero <i>National greenhouse gas inventories</i>	<b>tep toe</b>	Tonelada equivalente de petróleo <i>Tonne of oil equivalent</i>
<b>IPCC</b>	Panel Intergubernamental de Cambio Climático <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>	<b>UTE</b>	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas <i>National Administration of Power Plants and Electrical Transmissions</i>
<b>kcal</b>	Kilocaloría <i>Kilocalorie</i>		
<b>kWh</b>	Kilovatio hora <i>Kilowatt-hour</i>		
<b>kWp</b>	Kilovatio pico <i>Kilowatt peak</i>		
<b>ktep ktoe</b>	Miles de toneladas equivalentes de petróleo <i>Kilotonnes of oil equivalent</i>		

### 1.3. FACTORES DE CONVERSIÓN (EN BASE AL PCI) CONVERSION FACTORS (BASED ON THE LHV)

**Tabla 4.** Factores de conversión constantes en la serie histórica / *Constant conversion factors in historical series*

tep / toe	unidad / unit	valor / value
Asfaltos / <i>Asphalts</i>	tep/t	0,964
Azufre líquido / <i>Sulphur</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,393
Bagazo / <i>Bagasse</i>	tep/t	0,235
Biodiésel / <i>Biodiesel</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,831
	tep/t	0,950
Bioetanol / <i>Bioethanol</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,507
	tep/t	0,640
Coque de petróleo / <i>Petcoke</i>	tep/t	0,939
Coque de petróleo importado / <i>Imported petcoke</i>	tep/t	0,800
Carbón mineral / <i>Coal</i>	tep/t	0,700
Carbón vegetal / <i>Charcoal</i>	tep/t	0,750
Cáscara de arroz / <i>Rice husk</i>	tep/t	0,285
Cáscara de girasol / <i>Sunflower husk</i>	tep/t	0,380
Casullo de cebada / <i>Barley husk</i>	tep/t	0,371
Coque de carbón / <i>Coke of coal</i>	tep/t	0,680
Electricidad (equivalente teórico) / <i>Electricity (theoretical equivalent)</i>	tep/MWh	0,086
Gas fuel / <i>Fuel gas</i>	tep/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	1,100
Gas natural / <i>Natural gas</i>	tep/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	0,830
Gases olorosos / <i>Odorous gases</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,240
Leña / <i>Firewood</i>	tep/t	0,270
Lubricantes / <i>Lubricants</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,909
	tep/t	1,010
Metanol / <i>Methanol</i>	tep/t	0,360

NOTA / NOTE:

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

*Natural gas: the data are considered under standard conditions (1 atm and 15°C).*

**Tabla 5.** Factores de conversión variables en la serie histórica / *Variable conversion factors in historical series*

tep / toe	unidad / unit	2015	2016	2017	2018	2019
Aserrín, chips, res. forestales <sup>(1)</sup> <i>Sawdust, chips, forest wastes</i>	tep/t	0,222	0,222	0,230	0,235	<b>0,276</b>
Biomasa para biodiésel <sup>(1)</sup> / <i>Biomass for biodiesel</i>	tep/t	0,254	0,350	0,316	0,286	<b>0,293</b>
Biomasa para bioetanol <sup>(1)</sup> / <i>Biomass for bioethanol</i>	tep/t	0,364	0,360	0,361	0,356	<b>0,356</b>
Butano desodorizado / <i>Deodorized butane</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,614	0,611	0,620	0,612	<b>0,615</b>
	tep/t	1,096	1,095	1,096	1,095	<b>1,095</b>
Electricidad (equivalente térmico) <i>Electricity (thermal equivalent)</i>	tep / MWh	0,240	0,248	0,224	0,264	<b>0,143</b>
Fueloil calefacción / <i>Fuel oil</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,938	1,095	0,955	0,929	<b>0,920</b>
	tep/t	0,976	1,145	0,973	0,990	<b>0,986</b>
Fueloil intermedio <sup>(1)</sup> / <i>Fuel oil</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,946	1,082	0,950	0,943	<b>0,938</b>
	tep/t	0,976	1,124	0,976	0,976	<b>0,982</b>
Fueloil pesado / <i>Fuel oil</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,960	1,147	0,960	0,958	<b>0,951</b>
	tep/t	0,969	1,168	0,966	0,969	<b>0,972</b>
Fueloil zona franca / <i>Fuel oil</i>	tep/m <sup>3</sup>			0,942	0,940	<b>0,931</b>
	tep/t			0,986	0,984	<b>0,988</b>
Gasoil 10S / <i>Gas oil</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,858	0,856	0,857	0,862	<b>0,856</b>
	tep/t	1,025	1,026	1,025	1,024	<b>1,026</b>
Gasoil 50S / <i>Gas oil</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,870	0,871	0,868	0,868	<b>0,863</b>
	tep/t	1,021	1,021	1,021	1,022	<b>1,023</b>
Gasoil marino / <i>Gas oil</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,880	0,887	0,882	0,880	<b>0,880</b>
	tep/t	1,016	1,025	1,016	1,016	<b>1,016</b>
Gasolina aviación 100/130 / <i>Gasoline</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,758	0,758	0,756	0,755	<b>0,755</b>
	tep/t	1,055	1,055	1,055	1,056	<b>1,056</b>
Gasolina premium 97 30S / <i>Gasoline</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,802	0,803	0,800	0,800	<b>0,794</b>
	tep/t	1,043	1,043	1,043	1,044	<b>1,045</b>
Gasolina super 95 30S / <i>Gasoline</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,797	0,792	0,795	0,789	<b>0,785</b>
	tep/t	1,044	1,046	1,045	1,047	<b>1,048</b>
Licor negro <sup>(1)</sup> / <i>Black liquor</i>	tep/t	0,302	0,302	0,302	0,302	<b>0,302</b>
Petróleo crudo / <i>Crude oil</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,872	0,905	0,880	0,863	<b>0,856</b>
	tep/t	1,016	1,059	1,017	1,017	<b>1,023</b>
Propano / <i>Propane</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,513	0,568	0,568	0,567	<b>0,570</b>
	tep/t	1,005	1,099	1,090	1,098	<b>1,098</b>
Queroseno / <i>Kerosene</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,828	0,836	0,833	0,830	<b>0,829</b>
	tep/t	1,035	1,038	1,033	1,034	<b>1,034</b>
Solventes <sup>(1)</sup> / <i>Solvents</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,794	0,794	0,803	0,799	<b>0,797</b>
	tep/t	1,045	1,044	1,042	1,043	<b>1,044</b>
Supergás / <i>LP gas</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,596	0,601	0,589	0,609	<b>0,615</b>
	tep/t	1,093	1,093	1,091	1,092	<b>1,092</b>
Turbocombustible jet A1 / <i>Jet fuel</i>	tep/m <sup>3</sup>	0,838	0,844	0,839	0,831	<b>0,829</b>
	tep/t	1,031	1,041	1,032	1,034	<b>1,034</b>

## NOTAS / NOTES:

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.

1) *Weighted average.*2) *Data on gaseous products are estimated (ASTM D3588), under atmospheric pressure conditions and at 15.6°C.*

## 1.4. FACTORES DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> CO<sub>2</sub> EMISSION FACTORS

Tabla 6. Factores de emisión de CO<sub>2</sub>  
CO<sub>2</sub> emission factors

Energético según BEN <i>Fuel by Energy Balance</i>	Energético asociado según IPCC <i>Fuel by IPCC</i>	FE CO <sub>2</sub> (kg/TJ)
Biodiésel / <i>Biodiesel</i>	Biodiésel	70.800
Bioetanol / <i>Bioethanol</i>	Biogasolina	70.800
Carbón vegetal / <i>Charcoal</i>	Carbón vegetal	112.000
Coque de carbón / <i>Coke of coal</i>	Coque para horno de coque	107.000
Coque de petróleo / <i>Petcoke</i>	Coque de petróleo	97.500
Diésel oil / <i>Diesel oil</i>	Gas/diésel oil	74.100
Fueloil / <i>Fuel oil</i>	Fuelóleo residual	77.400
Gas fuel / <i>Fuel gas</i>	Gas de refinería	57.600
Gas manufacturado / <i>Manufactured gas</i>	Otros productos del petróleo	73.300
Gas natural / <i>Natural gas</i>	Gas natural	56.100
Gasoil / <i>Gas oil</i>	Gas/diésel oil	74.100
Leña / <i>Firewood</i>	Madera	112.000
Gasolina automotora / <i>Motor gasoline</i>	Gasolina para motores	69.300
Gasolina aviación / <i>Aviation gasoline</i>	Gasolina para la aviación	70.000
Nafta liviana / <i>Naphtha</i>	Nafta	73.300
Propano / <i>Propane</i>	Gases licuados de petróleo	63.100
Queroseno / <i>Kerosene</i>	Otro queroseno	71.900
Residuos de biomasa / <i>Biomass wastes</i>	Otra biomasa sólida primaria	100.000
Supergás / <i>LP gas</i>	Gases licuados de petróleo	63.100
Turbocombustible / <i>Jet fuel</i>	Queroseno para motor a reacción	71.500

NOTA / NOTE:

Factor de emisión de CO<sub>2</sub> eficaz (kg/TJ) / *Effective CO<sub>2</sub> emission factor (kg/TJ)*.

FUENTE / SOURCE:

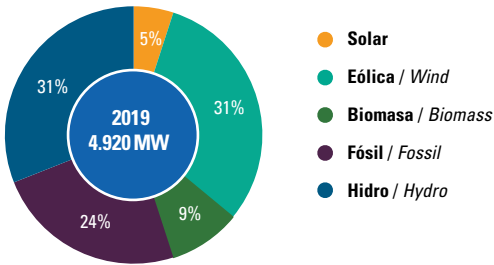
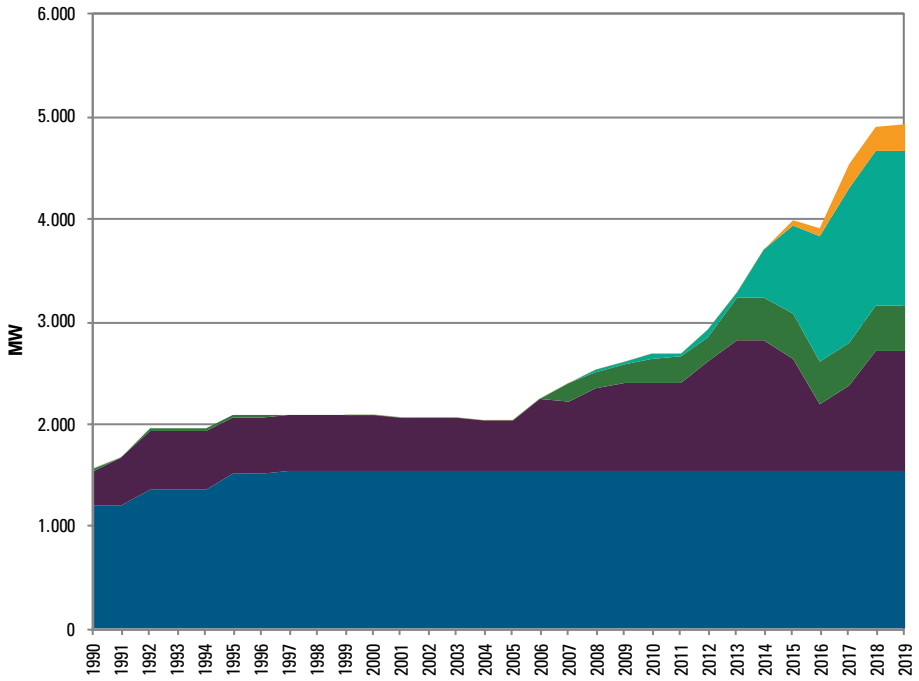
Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Volumen 2: Energía, Cuadro 1.4: "Factores de emisión de CO<sub>2</sub> por defecto para la combustión". 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy, Chart 1.4: "Default CO<sub>2</sub> emission factors for combustion".

## 2. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

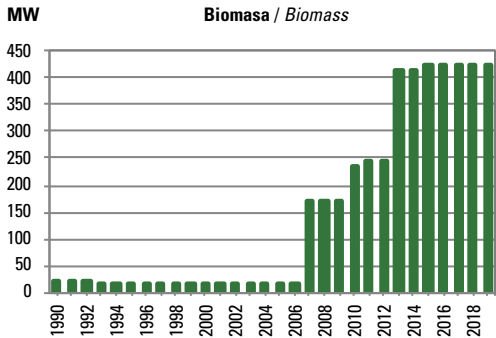
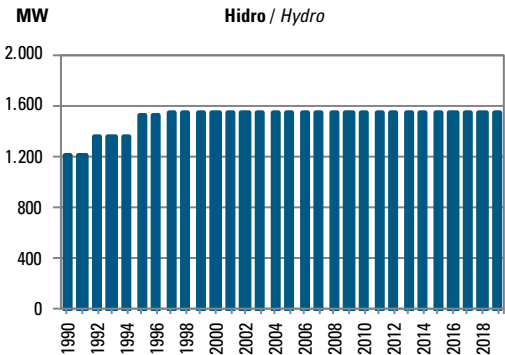
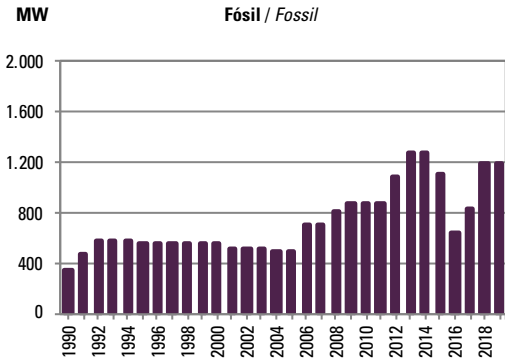
Tabla 7. Potencia instalada por fuente  
Installed capacity by source

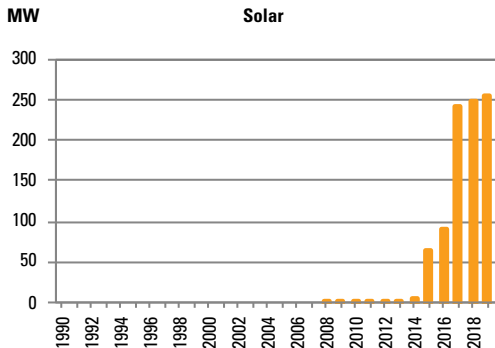
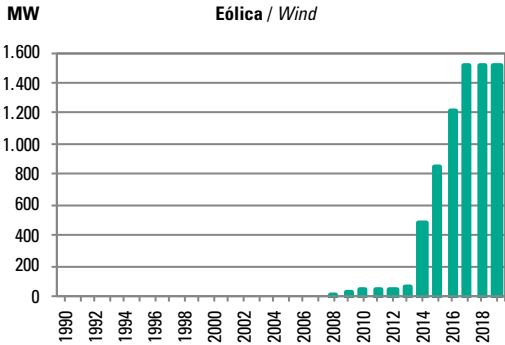
MW	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Fósil / Fossil</b>														
Turbinas de vapor Steam turbines	256,5	256,5	256,5	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	205,0				
Turbinas de gas Gas turbines	54,7	249,7	249,7	235,7	535,7	535,7	635,7	835,7	835,7	815,7	565,7	745,7	1.105,7	<b>1.105,7</b>
Motores / Engines	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	<b>84,2</b>
<b>Total Fósil / Fossil</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>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>Biomasa / Biomass</b>														
Turbinas de vapor Steam turbines	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	<b>423,0</b>
Motores / Engines				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	<b>1,7</b>
<b>Total Biomasa Biomass</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>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>Hidro / Hydro</b>														
<b>Total Hidro / Hydro</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>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>Eólica / Wind</b>														
<b>Total Eólica / Wind</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>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>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>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>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>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>

Figura 1. Potencia instalada por fuente  
*Installed capacity by source*



**Figura 2.** Potencia instalada de cada fuente  
*Installed capacity of each source*



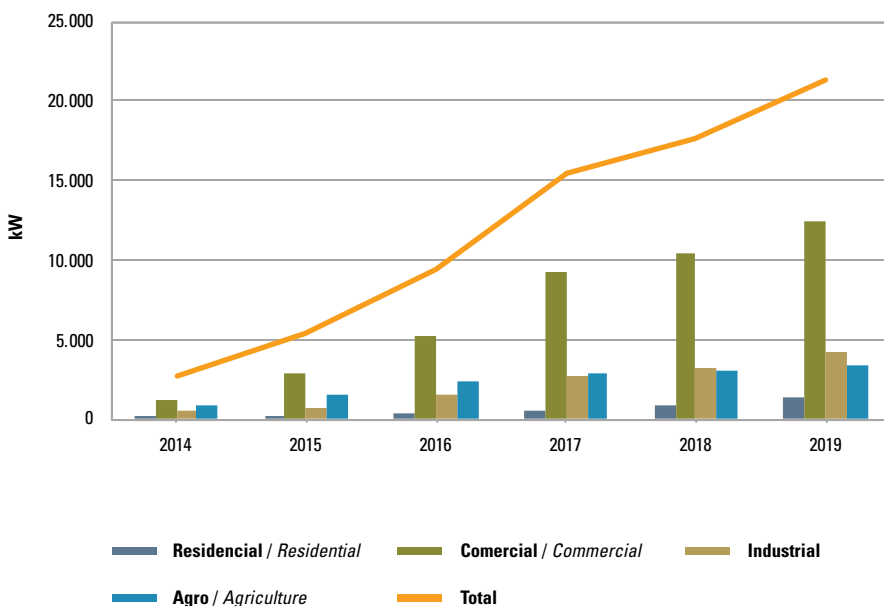




**Tabla 8.** Potencia instalada de microgeneración solar / *Installed capacity of solar microgeneration*

kW	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Residencial	133	179	413	576	895	<b>1.319</b>
<i>Residential</i>	5%	3%	4%	4%	5%	<b>6%</b>
Comercial	1.206	2.914	5.137	9.312	10.481	<b>12.412</b>
<i>Commercial</i>	45%	54%	55%	60%	60%	<b>58%</b>
Industrial	473	756	1.469	2.667	3.181	<b>4.271</b>
	18%	14%	16%	17%	18%	<b>20%</b>
Agro	875	1.558	2.313	2.895	3.053	<b>3.343</b>
<i>Agriculture</i>	33%	29%	25%	19%	17%	<b>16%</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>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Figura 3.** Potencia instalada de microgeneración solar por sector / *Installed capacity of solar microgeneration by sector*



**Tabla 9. Abastecimiento de energía por fuente (Matriz primaria) / Energy supply by source (Primary matrix)**

ktep / ktoe	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Electricidad importada	4,4	16,2	114,2	136,3	33,3	41,0	63,8			0,2	2,1	0,3	1,2	<b>0,0</b>
<i>Imported electricity</i>	0%	1%	4%	5%	1%	1%	1%			0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
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	<b>697,3</b>
<i>Hydroelectricity</i>	19%	18%	19%	19%	17%	13%	10%	16%	17%	14%	13%	13%	10%	<b>13%</b>
Electricidad origen eólica					6,0	9,6	9,7	12,4	63,0	177,6	257,5	324,6	407,0	<b>408,7</b>
<i>Wind electricity</i>					0%	0%	0%	0%	1%	3%	5%	6%	8%	<b>8%</b>
Solar									2,9	7,1	16,4	26,8	39,9	<b>41,2</b>
									0%	0%	0%	1%	1%	<b>1%</b>
Gas natural			30,6	89,3	64,4	71,5	52,2	48,8	45,0	45,8	51,8	58,5	55,2	<b>80,8</b>
<i>Natural gas</i>			1%	3%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
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	<b>1.945,9</b>
<i>Oil and oil products</i>	56%	61%	60%	55%	48%	53%	60%	50%	44%	42%	40%	36%	39%	<b>36%</b>
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	3,1	3,1	<b>3,0</b>
<i>Coal and coke</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
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	<b>2.209,2</b>
<i>Biomass</i>	24%	20%	16%	18%	32%	31%	28%	33%	36%	40%	41%	43%	41%	<b>41%</b>
<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>4.290,9</b>	<b>4.872,5</b>	<b>4.466,7</b>	<b>4.788,3</b>	<b>5.232,3</b>	<b>5.249,3</b>	<b>5.145,5</b>	<b>5.395,9</b>	<b>5.386,1</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>

NOTAS / NOTES:

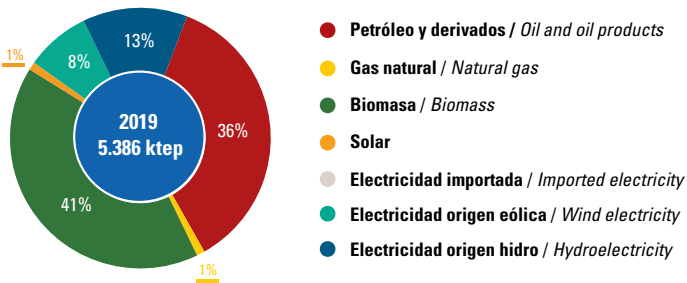
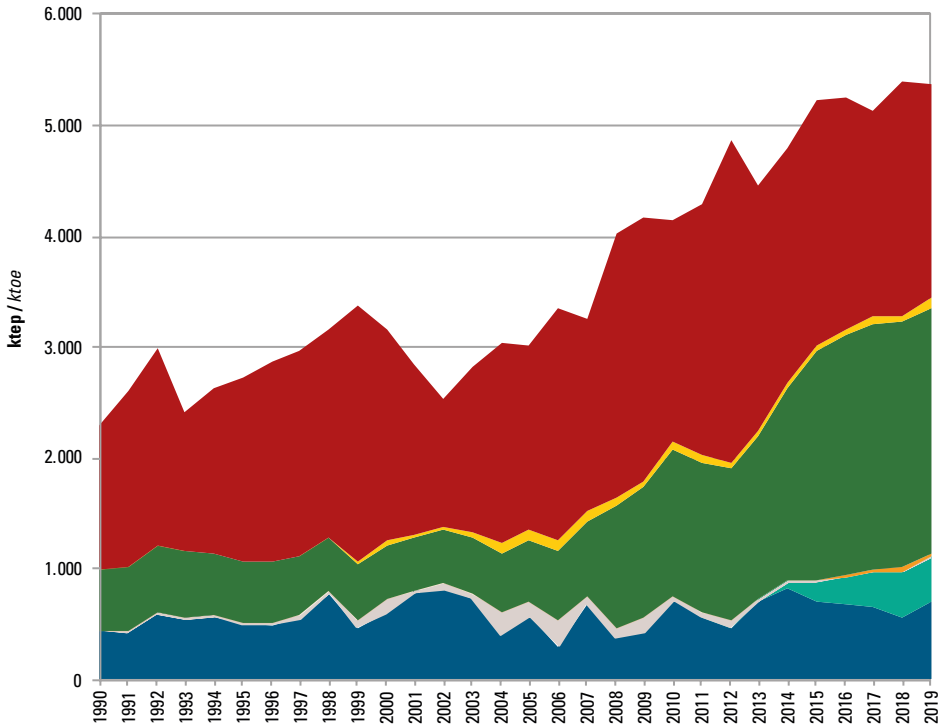
1) En los años 2013 y 2014 no hubo importación de electricidad. Desde 2015 existió intercambio con Argentina considerado "energía de devolución", salvo para 2018 que fue en modalidad "contingente" con costo asociado. A su vez, desde 2016 si bien se registraron importaciones de electricidad desde Brasil,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

2) El abastecimiento de energía solar incluye la energía solar térmica y la electricidad de origen solar fotovoltaico.

1) In 2013 and 2014, no electricity was imported. Since 2015, there has been an exchange with Argentina considered "return of energy", except for 2018, when a "contingent" mode was adopted at the corresponding cost. In turn, while electricity has been imported from Brazil since 2016, it has been used to test the new interconnection.

2) Solar energy supply includes solar thermal energy and photovoltaic solar electricity.

**Figura 4. Abastecimiento de energía por fuente**  
*Energy supply by source*



**NOTAS / NOTES:**

- 1) El abastecimiento de carbón y coque no se representa ya que resulta en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.
  - 2) El abastecimiento de energía solar incluye la energía solar térmica y la electricidad de origen solar fotovoltaico.
- 1) The supply of coal and coke is not represented as it is a small value compared to the rest of the sources.
  - 2) Solar energy supply includes solar thermal energy and photovoltaic solar electricity.

Figura 5. Abastecimiento de energía por origen  
Energy supply by origin

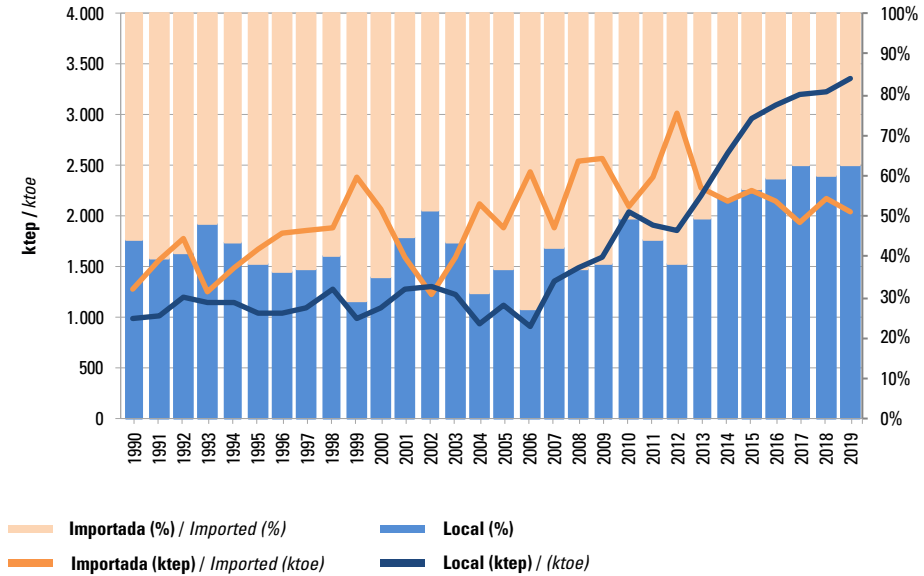


Figura 6. Abastecimiento de energía por tipo / Energy supply by type

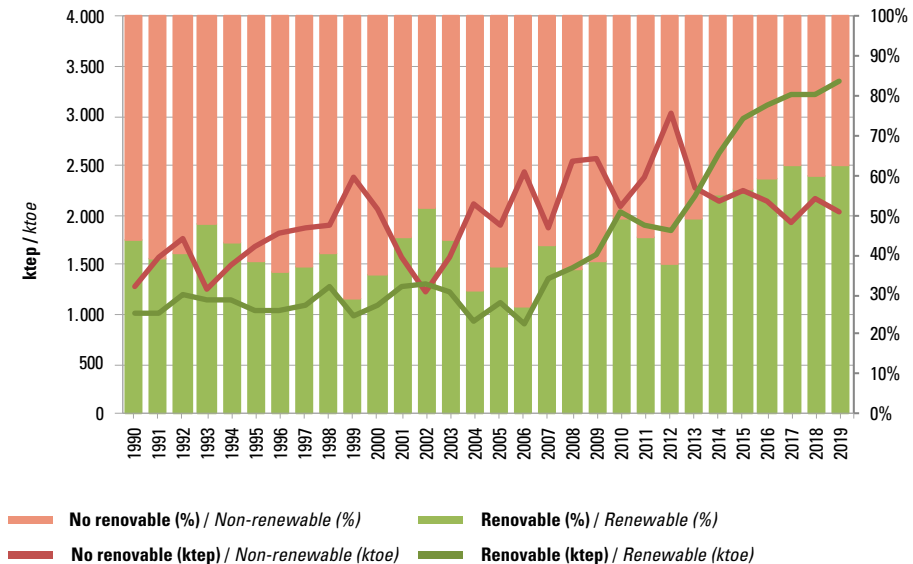


Tabla 10. Electricidad / Electricity

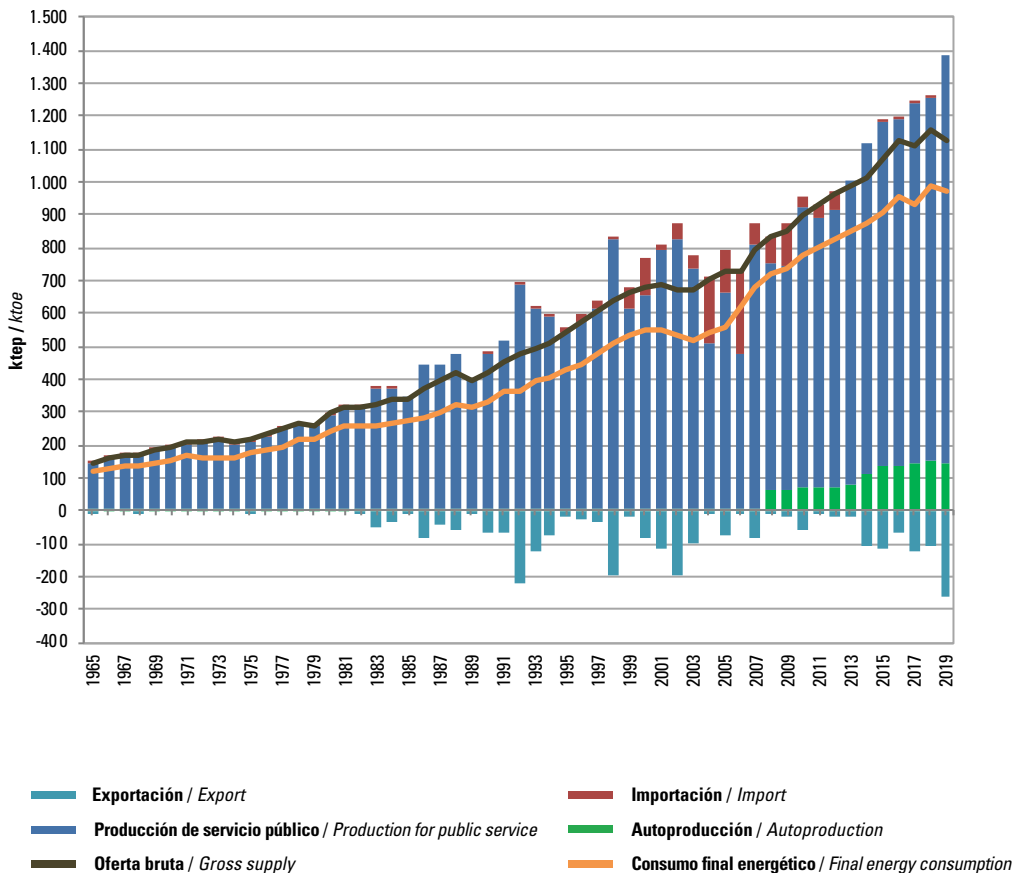
ktep / ktoe	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Centrales eléctricas servicio público <i>Power plants for public service</i>	141,8	283,2	536,3	657,1	851,7	820,0	836,7	922,7	1.008,6	1.043,0	1.055,6	1.094,4	1.107,3	<b>1.238,9</b>
Centrales eléctricas autoproducción <i>Autoproduction power plants</i>	5,7	9,4	6,0	3,6	71,3	69,6	74,5	79,8	110,1	137,9	138,6	140,9	150,4	<b>144,7</b>
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TRANSFORMATION PLANTS</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>1.194,2</b>	<b>1.235,3</b>	<b>1.257,7</b>	<b>1.383,6</b>
Producción <i>Production</i>	147,5	292,6	542,3	660,7	923,0	889,6	911,2	1.002,5	1.118,7	1.180,9	1.194,2	1.235,3	1.257,7	<b>1.383,6</b>
Importación <i>Import</i>	0,1	2,9	16,2	136,3	33,3	41,0	63,8			0,2	2,1	0,3	1,2	<b>0,0</b>
Exportación <i>Export</i>	-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	<b>-258,9</b>
Búnker internacional <i>International bunker</i>														
Pérdidas <i>Losses</i>	-21,9	-47,3	-100,9	-154,1	-104,2	-110,7	-111,1	-110,2	-107,7	-128,1	-138,3	-145,7	-132,5	<b>-114,4</b>
Variación inventario <i>Stock change</i>														
No utilizada <i>Not used</i>														
Ajustes <i>Adjustments</i>			-0,1	-0,4	-0,1	0,1	0,9	0,6	0,3	-0,1	-1,5	0,2	1,0	<b>0,3</b>
<b>OFERTA SUPPLY</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>989,5</b>	<b>964,4</b>	<b>1.024,6</b>	<b>1.010,6</b>
OFERTA BRUTA <i>GROSS SUPPLY</i>	147,5	295,5	538,4	724,3	895,5	929,1	959,2	985,3	1.010,1	1.067,4	1.127,8	1.110,1	1.157,1	<b>1.125,0</b>
<b>CONSUMO NETO TOTAL TOTAL NET CONSUMPTION</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>989,5</b>	<b>964,4</b>	<b>1.024,6</b>	<b>1.010,6</b>
Consumo propio <i>Own use</i>	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	<b>37,5</b>
<b>CONSUMO FINAL TOTAL TOTAL FINAL CONSUMPTION</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>955,7</b>	<b>934,3</b>	<b>987,5</b>	<b>973,1</b>

## NOTA / NOTE:

Las "pérdidas" incluyen pérdidas técnicas y no técnicas, hasta 2005 inclusive. A partir de 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.

"Losses" include technical and non-technical losses until and including 2005. Starting in 2006, non-technical losses are considered as final energy consumption. Social losses are included in the residential sector and the rest are distributed proportionally according to electricity consumption.

Figura 7. Electricidad / Electricity



## NOTAS / NOTES:

- 1) "Producción de servicio público" corresponde a la electricidad entregada al SIN.
- 2) "Autoproducción" corresponde a la electricidad producida por el propio productor para su consumo y que no ingresa a la red.
- 1) "Public service generation" corresponds to the electricity delivered to the SIN.
- 2) "Autoproduction" corresponds to the electricity generated by the producer himself for his consumption and that does not enter to the grid.

**Tabla 11.** Insumos para generación de electricidad  
*Inputs for electricity generation*

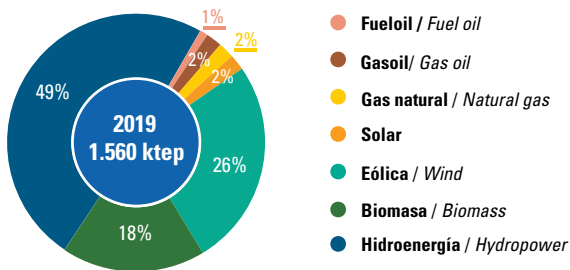
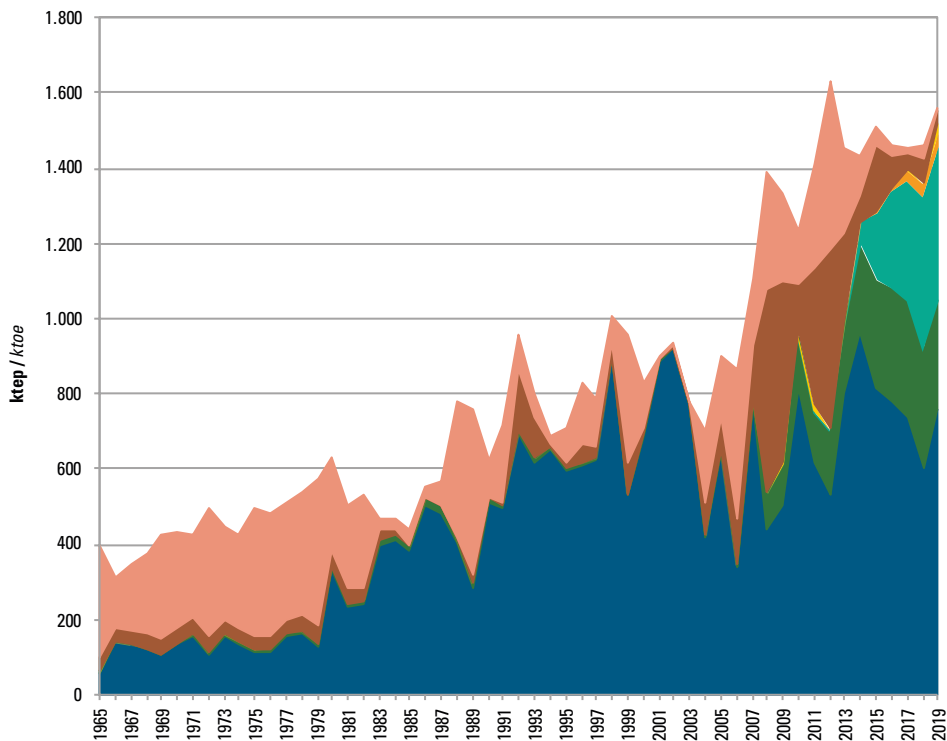
<i>ktep / ktoe</i>	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hydroenergía	60,2	335,9	596,4	647,2	817,2	619,9	529,3	798,3	964,9	814,0	782,4	738,4	605,0	<b>762,0</b>
<i>Hydropower</i>	15%	53%	84%	72%	66%	44%	32%	55%	67%	54%	54%	50%	42%	<b>49%</b>
Eólica					6,0	9,6	9,7	12,4	63,0	177,6	257,5	324,6	407,0	<b>408,7</b>
<i>Wind</i>					0%	1%	1%	1%	4%	12%	18%	22%	28%	<b>26%</b>
Solar									0,3	4,2	13,1	23,1	35,6	<b>36,4</b>
									0%	0%	1%	2%	2%	<b>2%</b>
Leña			5,0	0,8	8,6	1,8	7,0	9,9	2,0	4,8	4,2	1,3	2,4	<b>1,8</b>
<i>Firewood</i>			1%	0%	1%	0%	0%	1%	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	<b>294,0</b>
<i>Biomass wastes</i>	0%	1%	0%	0%	10%	9%	10%	12%	16%	19%	20%	21%	21%	<b>18%</b>
Gasoil	37,3	41,2	14,6	84,3	119,7	356,6	475,9	236,7	69,3	178,9	81,3	38,8	69,3	<b>30,7</b>
<i>Gas oil</i>	9%	6%	2%	9%	10%	25%	29%	16%	5%	12%	6%	3%	5%	<b>2%</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	<b>9,8</b>
<i>Fuel oil</i>	75%	40%	13%	18%	12%	20%	27%	15%	7%	3%	2%	1%	2%	<b>1%</b>
Gas natural				0,6	17,1	19,5	1,7	0,2	0,2	0,0		8,7	2,7	<b>26,4</b>
<i>Natural gas</i>				0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%		1%	0%	<b>2%</b>
<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>1.460,9</b>	<b>1.452,2</b>	<b>1.458,7</b>	<b>1.559,8</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>

NOTA / NOTE:

El gasoil incluye diésel oil hasta 2003 inclusive.

*Gas oil includes diesel oil until and including 2003.*

**Figura 8. Insumos para generación de electricidad**  
*Inputs for electricity generation*



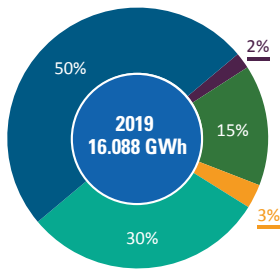
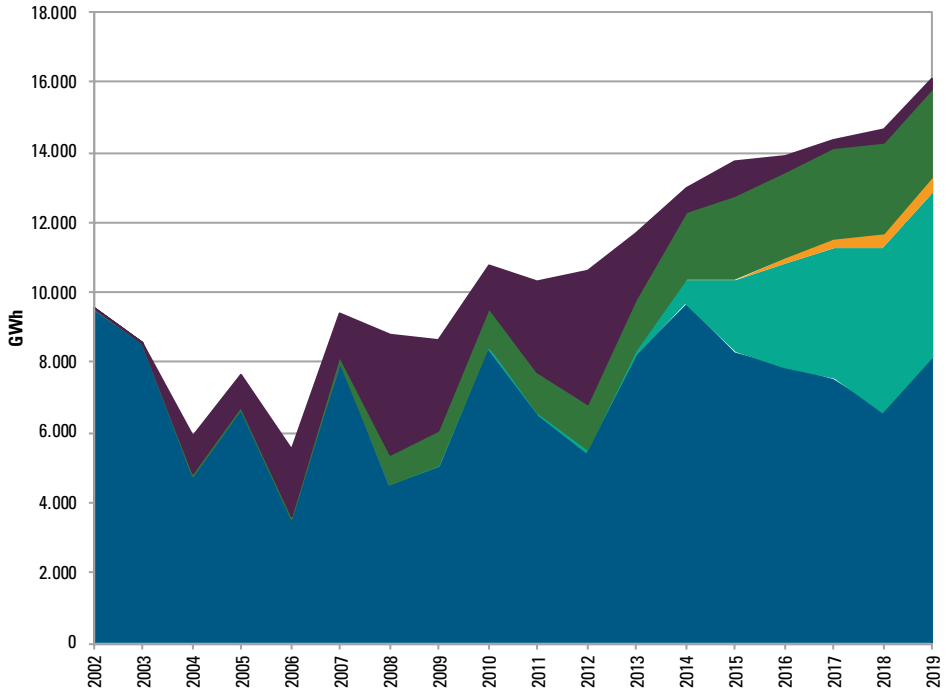
NOTA / NOTE:  
 El gasoil incluye diésel oil hasta 2003 inclusive.  
 Gas oil includes diesel oil until and including 2003.



**Tabla 12.** Generación de electricidad por fuente  
*Electricity generation by source*

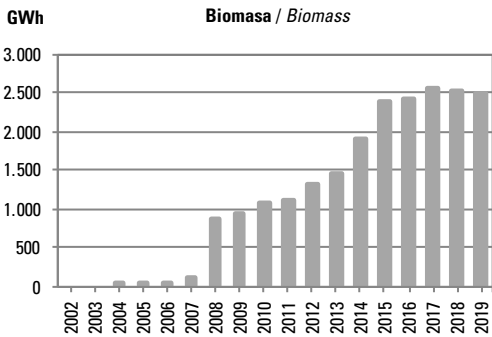
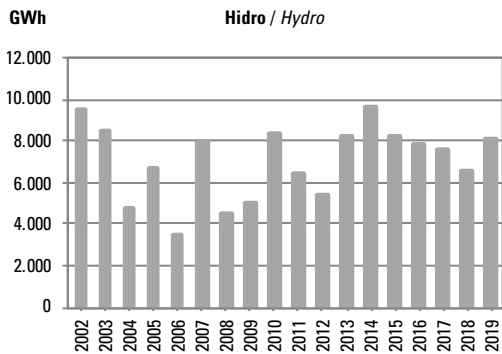
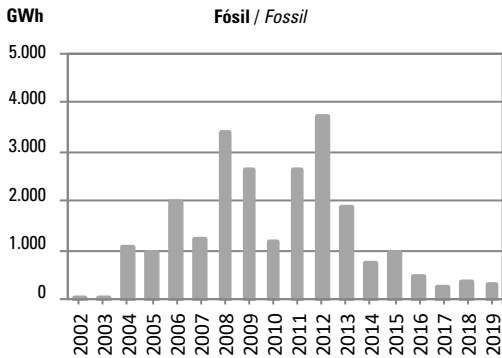
GWh	2002	2003	2004	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Térmica (fósil)	26,4	6,6	1.076,8	956,3	1.165,1	2.627,2	3.748,3	1.859,5	729,8	962,6	464,4	249,9	392,6	<b>312,6</b>
<i>Thermal (fossil)</i>	0%	0%	18%	12%	11%	25%	35%	16%	6%	7%	3%	2%	3%	<b>2%</b>
Térmica (biomasa)	0,0	0,0	27,3	24,5	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	<b>2.491,3</b>
<i>Thermal (biomass)</i>	0%	0%	0%	0%	10%	11%	12%	12%	15%	17%	18%	18%	17%	<b>15%</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	<b>8.108,3</b>
<i>Hydropower</i>	100%	100%	81%	87%	78%	63%	51%	70%	74%	60%	56%	52%	45%	<b>50%</b>
Eólica					69,9	111,3	112,5	144,1	732,7	2.065,1	2.994,3	3.774,5	4.732,2	<b>4.752,4</b>
<i>Wind</i>					1%	1%	1%	1%	6%	15%	22%	26%	32%	<b>30%</b>
Solar									3,4	48,7	151,9	268,6	413,6	<b>423,5</b>
									0%	0%	1%	2%	3%	<b>3%</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>13.885,6</b>	<b>14.363,9</b>	<b>14.624,5</b>	<b>16.088,1</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>

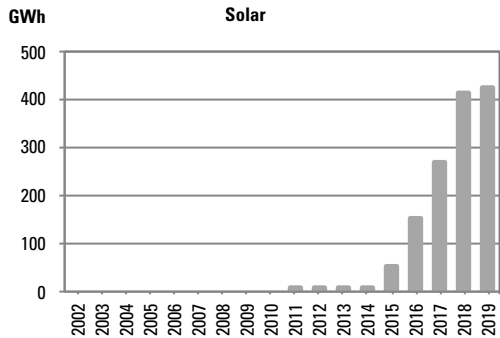
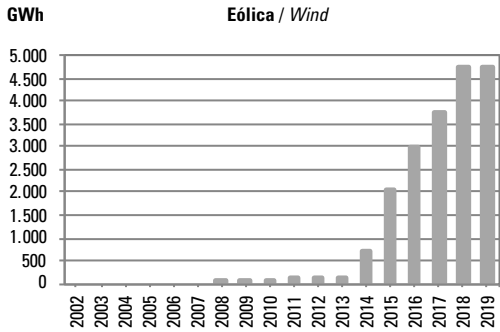
Figura 9. Generación de electricidad por fuente  
*Electricity generation by source*



- Térmica - Fósil / Thermal - Fossil
- Térmica - Biomasa / Thermal - Biomass
- Solar
- Eólica / Wind
- Hidro / Hydro

**Figura 10.** Generación de electricidad a partir de cada fuente / *Electricity generation from each source*





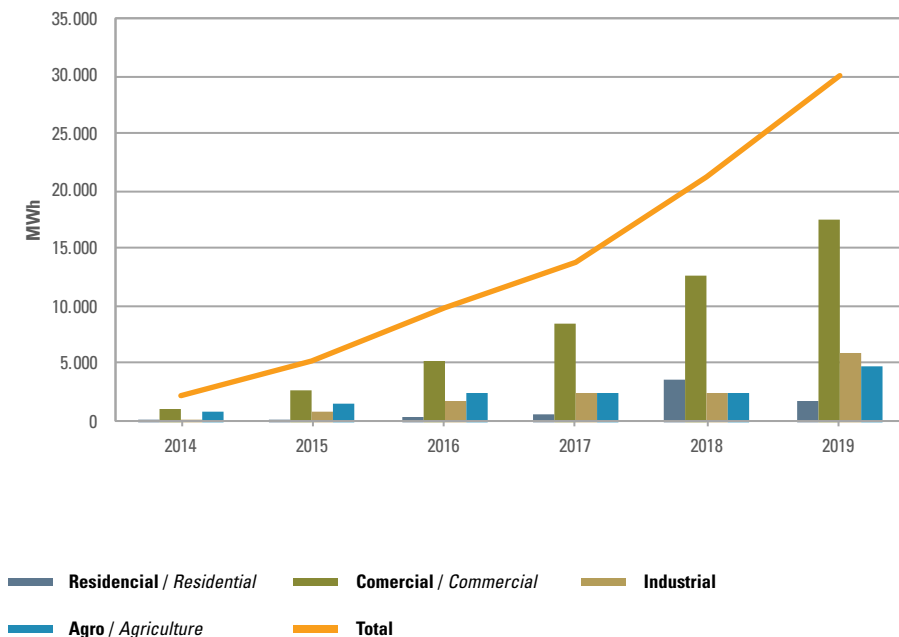
**Tabla 13.** Microgeneración de electricidad a partir de energía solar / *Microgeneration of electricity from solar energy*

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

NOTA / NOTE:

EER: Electricidad entregada a la red; EA: Electricidad autoconsumida; GT: Generación total  
 EDG: *Electricity delivered to the grid*; EOU: *Electricity for own use*; TG: *Total generation*

**Figura 11.** Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector / *Microgeneration of electricity from solar energy by sector*



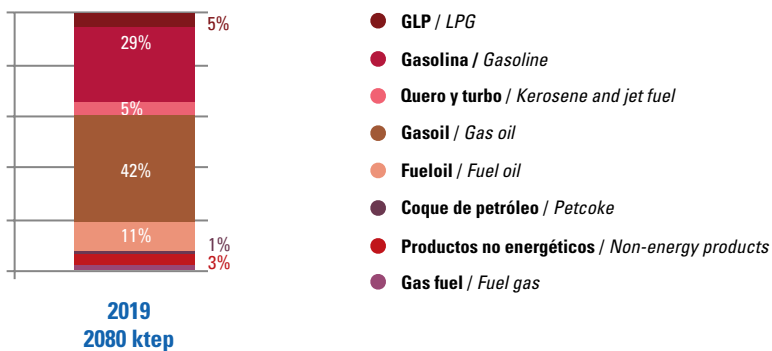
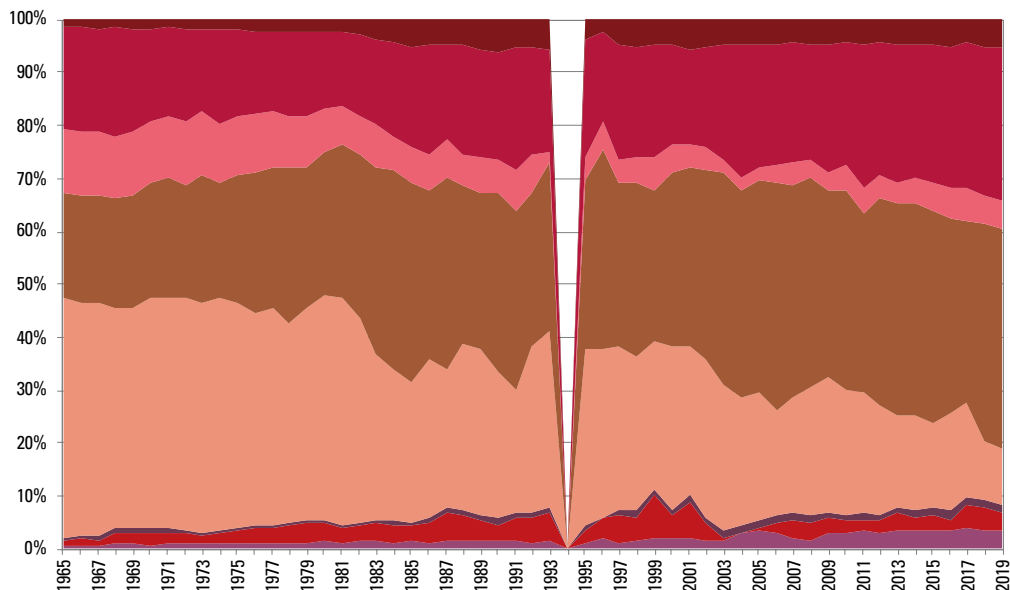
**Tabla 14. Producción de la refinería**  
*Refinery production*

ktep / ktce	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
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	<b>111,5</b>
<i>Liquefied petroleum gas</i>	1%	2%	4%	5%	4%	5%	4%	5%	5%	5%	5%	4%	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	<b>599,9</b>
<i>Gasoline</i>	19%	14%	23%	23%	24%	27%	25%	26%	25%	26%	26%	28%	28%	<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	<b>107,0</b>
<i>Kerosene and jet fuel</i>	12%	9%	4%	3%	4%	5%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	5%	<b>5%</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	<b>869,6</b>
<i>Gas oil</i>	20%	27%	32%	40%	38%	34%	39%	40%	40%	40%	37%	34%	41%	<b>42%</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	<b>219,8</b>
<i>Fuel oil</i>	45%	42%	33%	24%	24%	23%	21%	17%	18%	16%	18%	18%	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	<b>29,3</b>
<i>Petcoke</i>	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	<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	<b>74,9</b>
<i>Non-energy products</i>	1%	3%	2%	1%	2%	2%	2%	3%	2%	3%	2%	4%	5%	<b>4%</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	<b>68,1</b>
<i>Fuel gas</i>	0%	1%	1%	4%	3%	3%	3%	4%	3%	4%	4%	4%	3%	<b>3%</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>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 / NOTES:

- 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.
  - 3) La refinería permaneció parada por mantenimiento programado de sus unidades en los siguientes períodos: a- desde setiembre 2011 a enero 2012; b- entre febrero y setiembre de 2017.
- 1) *La Teja refinery has a daily refining capacity of 50,000 oil barrels.*
  - 2) *Gas oil includes diesel oil until 2012. Diesel oil has not been produced since 2013.*
  - 3) *The refinery was shut down because of scheduled maintenance of its units during the following periods: a- from September 2011 to January 2012; b- between February and September 2017.*

**Figura 12. Estructura de producción de la refinería**  
*Refinery production structure*



**NOTAS / NOTES:**

- 1) En 1993 comenzó la remodelación de la refinería, por lo que no hubo producción en 1994.
  - 2) La refinería permaneció parada por mantenimiento programado de sus unidades en los siguientes periodos: a- desde setiembre 2002 a marzo 2003; b- desde setiembre 2011 a enero 2012; c- gran parte del año 2017 (entre febrero y setiembre).
- 1) *The remodeling of the refinery began in 1993. There was no production during 1994.*  
 2) *The refinery was shut down because of scheduled maintenance of its units during the following periods: a- from September 2002 to March 2003; b- from September 2011 to January 2012; c- for most of 2017 (between February and September).*

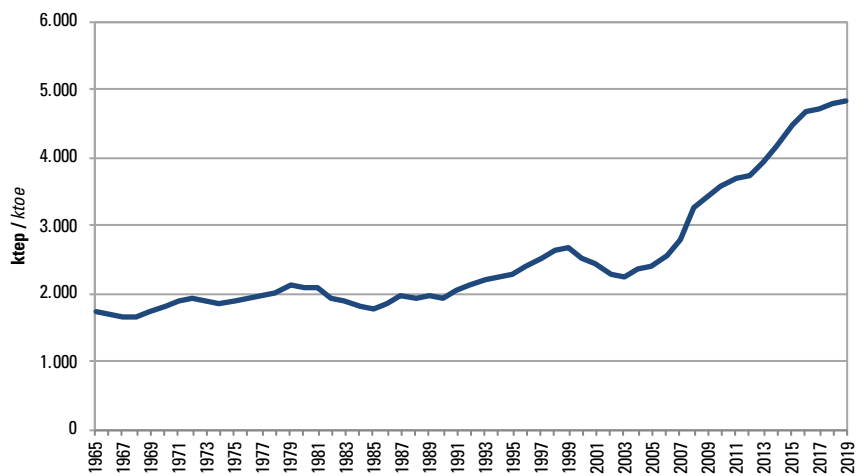


### 3. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

Tabla 15. Consumo final total de energía / Total final energy consumption

Año / Year	ktep / ktoe		
1965	1.715,0	1993	2.211,5
1966	1.709,8	1994	2.255,3
1967	1.656,2	1995	2.263,0
1968	1.636,7	1996	2.399,9
1969	1.734,2	1997	2.528,7
1970	1.827,9	1998	2.619,5
1971	1.895,1	1999	2.676,8
1972	1.912,6	2000	2.527,2
1973	1.898,1	2001	2.438,9
1974	1.840,1	2002	2.272,0
1975	1.875,0	2003	2.251,0
1976	1.936,3	2004	2.355,9
1977	1.953,3	2005	2.407,7
1978	2.020,7	2006	2.559,8
1979	2.116,0	2007	2.788,6
1980	2.101,2	2008	3.266,2
1981	2.075,6	2009	3.405,2
1982	1.925,7	2010	3.583,5
1983	1.889,1	2011	3.694,0
1984	1.802,2	2012	3.720,6
1985	1.778,4	2013	3.943,7
1986	1.850,6	2014	4.162,9
1987	1.950,4	2015	4.461,3
1988	1.936,8	2016	4.666,7
1989	1.947,4	2017	4.720,5
1990	1.939,7	2018	4.783,4
1991	2.048,9	<b>2019</b>	<b>4.821,6</b>
1992	2.132,7		

Figura 13. Consumo final total / Total final consumption



**Tabla 16.** Consumo final energético por fuente  
*Final energy consumption by source*

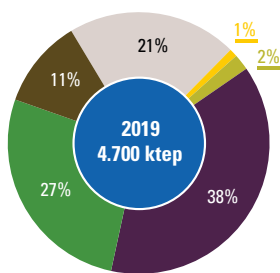
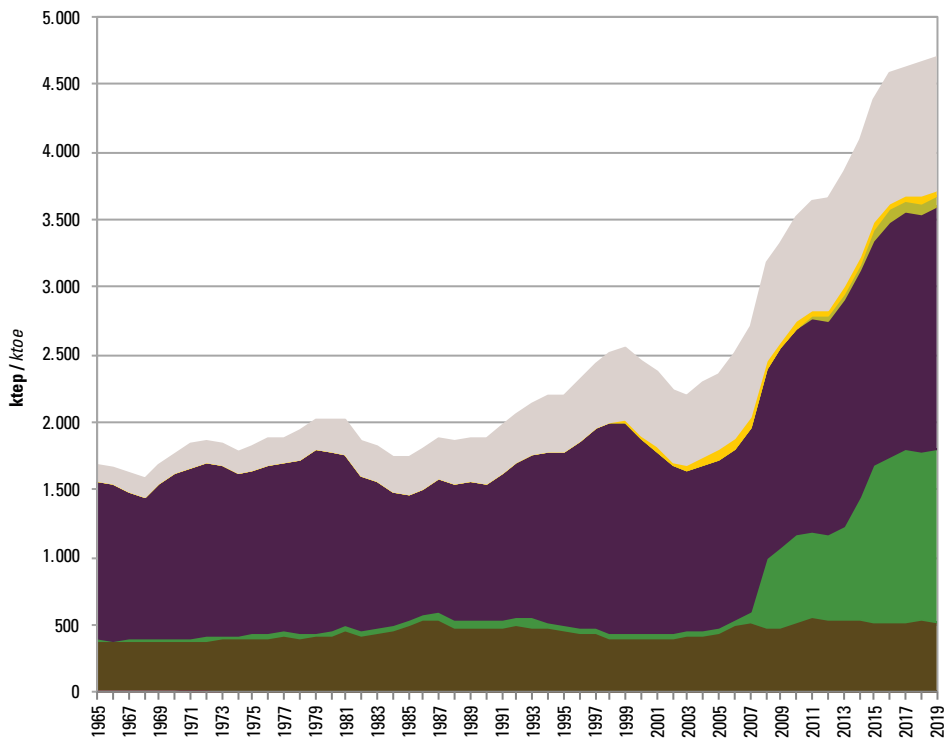
ktep / ktoe	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Leña y carbón vegetal	355,8	424,4	456,1	444,5	524,2	559,3	543,3	549,9	538,2	519,0	519,0	519,5	533,6	<b>523,4</b>
<i>Firewood and charcoal</i>	21%	21%	21%	19%	15%	15%	15%	14%	13%	12%	11%	11%	11%	<b>11%</b>
Residuos de biomasa	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	<b>1.287,4</b>
<i>Biomass wastes</i>	1%	2%	2%	2%	18%	17%	17%	18%	22%	26%	27%	28%	27%	<b>27%</b>
Carbón mineral	5,1	2,7	0,3	0,9										
<i>Coal</i>	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	1.741,7	1.753,0	1.753,7	<b>1.781,7</b>
<i>Oil products</i>	69%	65%	58%	52%	43%	43%	43%	43%	41%	38%	38%	38%	38%	<b>38%</b>
Biocombustibles					8,8	22,0	29,4	43,8	52,8	78,8	85,2	79,1	74,0	<b>80,3</b>
<i>Biofuels</i>					0%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	<b>2%</b>
Gas natural				73,5	45,7	50,0	46,9	46,6	42,8	43,7	47,7	47,0	50,8	<b>49,7</b>
<i>Natural gas</i>				3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
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	0,0		
<i>Coal products</i>	1%	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	955,7	934,3	987,5	<b>973,1</b>
<i>Electricity</i>	7%	12%	19%	24%	22%	22%	23%	22%	21%	21%	21%	20%	21%	<b>21%</b>
Solar									2,5	2,8	3,2	3,6	4,2	<b>4,8</b>
									0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1681,2</b>	<b>2019,3</b>	<b>2206,9</b>	<b>2.352,5</b>	<b>3.517,8</b>	<b>3.635,7</b>	<b>3.652,4</b>	<b>3.849,8</b>	<b>4.088,0</b>	<b>4.380,6</b>	<b>4.580,2</b>	<b>4.619,5</b>	<b>4.661,5</b>	<b>4.700,4</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 / NOTE:

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.

*Manufactured gas is included in coal products in 1965, and has been included in oil products in 1980 and 1995. As of 2005, it has been fully replaced by natural gas.*

**Figura 14. Consumo final energético por fuente**  
*Final energy consumption by source*



- **Electricidad / Electricity**
- **Gas natural / Natural gas**
- **Biocombustibles / Biofuels**
- **Derivados de petróleo / Oil products**
- **Residuos de biomasa / Biomass wastes**
- **Leña y carbón vegetal / Firewood and charcoal**

**NOTA / NOTE:**

No se incluye el consumo final energético de carbón mineral, derivados de carbón y solar por resultar en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.

*Final energy consumption of coal, coal products and solar energy is not included because the values are small compared to the other sources.*

**Tabla 17. Consumo de biocombustibles –  
porcentajes de mezcla / Biofuels consumption -  
Blend percentages**

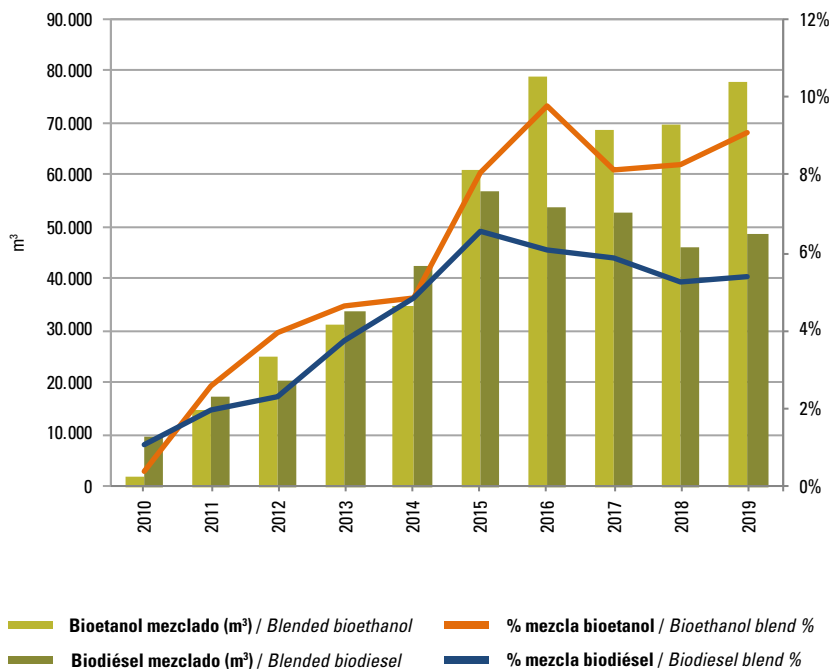
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Producción de bioetanol (m <sup>3</sup> ) <i>Bioethanol production (m<sup>3</sup>)</i>	13.225	16.084	20.040	28.430	42.549	71.542	78.630	70.144	80.375	<b>82.062</b>
Bioetanol mezclado (m <sup>3</sup> ) <i>Blended bioethanol (m<sup>3</sup>)</i>	1.777	14.806	24.920	31.254	34.754	61.176	78.735	68.452	69.763	<b>78.154</b>
Gasolina comercializada con bioetanol (m <sup>3</sup> ) <i>Commercialized gasoline with bioethanol (m<sup>3</sup>)</i>	503.919	574.399	633.804	673.787	714.442	760.950	806.944	844.712	844.886	<b>862.722</b>
<b>Porcentaje de mezcla bioetanol (%)</b> <b><i>Bioethanol blend percentage (%)</i></b>	<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>
Producción de biodiésel (m <sup>3</sup> ) <i>Biodiesel production (m<sup>3</sup>)</i>	11.068	18.202	20.585	35.241	45.234	57.554	53.482	52.848	47.923	<b>49.976</b>
Biodiésel mezclado (m <sup>3</sup> ) <i>Blended biodiesel (m<sup>3</sup>)</i>	9.549	17.489	20.227	33.569	42.319	57.002	53.749	52.745	46.189	<b>48.769</b>
Gasoil que se comercializa sin biodiésel (m <sup>3</sup> ) <i>Commercialized gas oil without biodiesel (m<sup>3</sup>)</i>	66.678	68.886	62.355	60.950	49.582	45.588	38.743	44.572	44.714	<b>41.358</b>
Gasoil que se comercializa con biodiésel (m <sup>3</sup> ) <i>Commercialized gas oil with biodiesel (m<sup>3</sup>)</i>	908.827	895.196	871.954	894.564	877.096	873.711	880.317	899.373	883.402	<b>908.659</b>
<b>Porcentaje de mezcla biodiésel (%)</b> <b><i>Biodiesel blend percentage (%)</i></b>	<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>

NOTAS / NOTES:

- 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 2013. El gasoil marino y el gasoil importado no llevan biodiésel.

- 1) For years when the volume of blended biofuels exceeds production, the difference is mainly due to stock change.
- 2) The global blend percentage is represented for the total gasoline and not by type of gasoline (super, premium).
- 3) For the purposes of the calculation, the total amount of gasoline sold is used. In the early years, bioethanol was not blended in all commercialized gasoline.
- 4) Biodiesel is blended in all the gas oil to be used as "gas oil 50S"; or as "regular gas oil" until 2013. Marine gas oil and imported gas oil do not contain biodiesel.

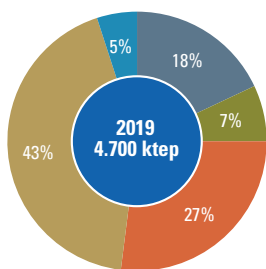
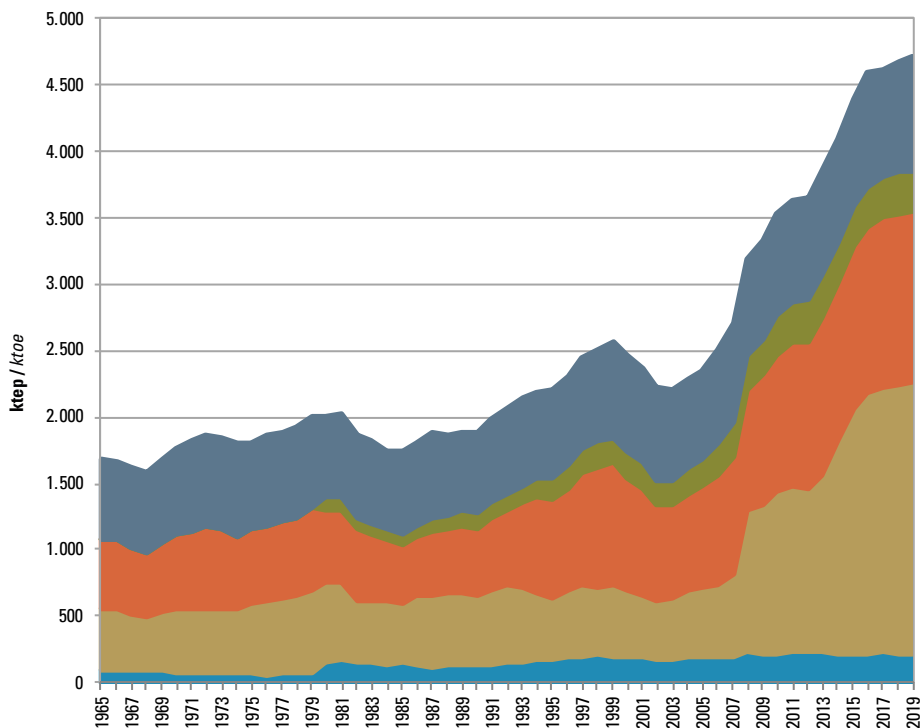
Figura 15. Consumo de biocombustibles – porcentajes de mezcla / Biofuels consumption - Blend percentages



**Tabla 18.** Consumo final energético por sector  
*Final energy consumption by sector*

<i>ktep / ktoe</i>	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Residencial	589,3	601,7	666,1	667,3	755,7	768,5	777,1	793,2	786,3	796,2	842,9	806,3	821,6	<b>845,1</b>
<i>Residential</i>	35%	30%	30%	28%	21%	21%	21%	21%	19%	18%	18%	17%	18%	<b>18%</b>
Comercial/servicios/s. público	*	99,3	160,8	207,4	291,6	293,4	305,4	310,8	305,4	299,2	312,7	304,2	319,3	<b>307,5</b>
<i>Commercial/services/public s.</i>		5%	7%	9%	8%	8%	8%	8%	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	1.216,5	1.247,1	1.294,0	1.274,1	<b>1.294,5</b>
<i>Transport</i>	31%	27%	33%	32%	29%	30%	30%	31%	29%	28%	27%	28%	27%	<b>27%</b>
Industrial	463,6	594,4	465,5	529,9	1.213,7	1.253,7	1.231,4	1.340,6	1.592,2	1.853,5	1.954,4	1.987,8	2.019,4	<b>2.030,5</b>
	28%	29%	21%	23%	35%	34%	34%	35%	39%	42%	43%	43%	43%	<b>43%</b>
Agro/pesca/minería	102,1	160,4	182,5	197,9	224,5	234,4	229,0	230,3	221,5	215,2	223,1	227,2	227,1	<b>222,8</b>
<i>Agriculture/fishing/mining</i>	6%	8%	8%	8%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	<b>5%</b>
No identificado	7,3	12,5	7,3	1,8	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3					
<i>Non-specified</i>	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>3.635,7</b>	<b>3.652,4</b>	<b>3.849,8</b>	<b>4.088,0</b>	<b>4.380,6</b>	<b>4.580,2</b>	<b>4.619,5</b>	<b>4.661,5</b>	<b>4.700,4</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>

**Figura 16.** Consumo final energético por sector  
*Final energy consumption by sector*



- **Residencial / Residential**
- **Com/serv/s.público / Com/serv./public sector**
- **Transporte / Transport**
- **Industrial**
- **Agro/pesca/minería / Agriculture/fishing/mining**

**NOTA / NOTE:**

Entre los años 1965 y 1979, el consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público está incluido en sector residencial.

*Between 1965 and 1979, the final energy consumption of the commercial/services/public sector was included in the residential sector.*



**Tabla 19. Consumo final energético – sector residencial / Final energy consumption – residential sector**

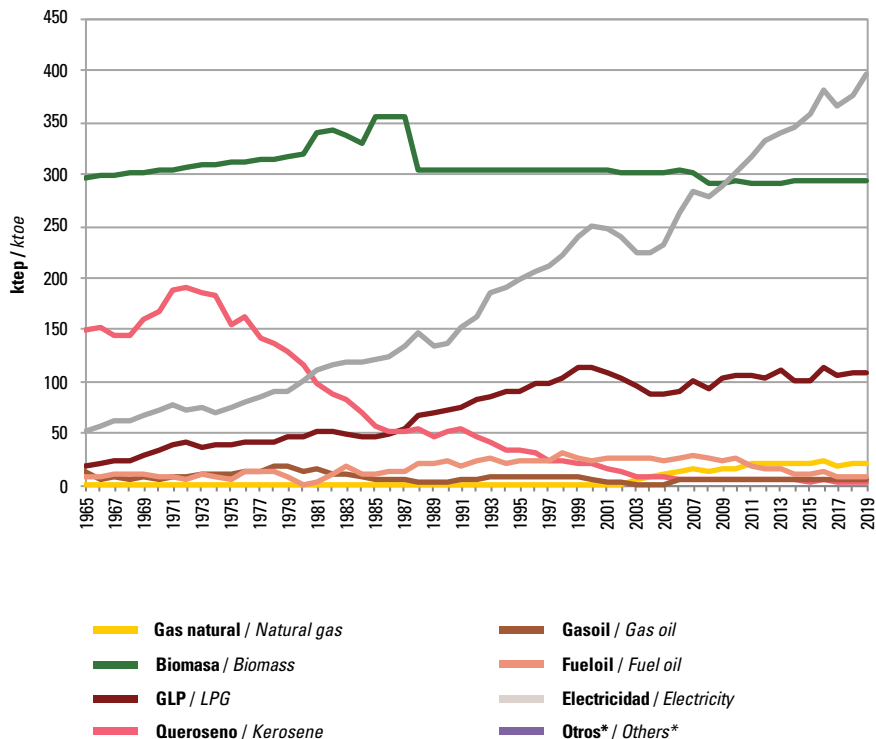
ktep / ktoe	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gas natural				11,8	17,2	20,6	21,0	22,6	20,3	21,2	25,0	19,6	22,3	<b>22,2</b>
<i>Natural gas</i>				2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	3%	<b>3%</b>
Solar									2,1	2,4	2,7	3,0	3,5	<b>4,0</b>
									0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Leña y carbón vegetal	296,5	318,3	303,0	302,3	285,0	284,5	284,9	284,9	285,1	285,0	285,8	285,8	285,8	<b>286,2</b>
<i>Firewood and charcoal</i>	54%	53%	45%	45%	38%	37%	37%	36%	36%	36%	34%	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	<b>7,6</b>
<i>Biomass wastes</i>					1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
Supergás	20,1	48,2	91,5	88,1	103,9	103,6	102,1	108,2	100,1	99,6	112,4	104,1	106,6	<b>107,2</b>
<i>LP gas</i>	4%	8%	14%	13%	14%	13%	13%	14%	13%	13%	13%	13%	13%	<b>13%</b>
Propano				0,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,2	2,0	2,3	1,9	2,2	<b>2,2</b>
<i>Propane</i>				0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Gasolina					0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	<b>0,4</b>
<i>Gasoline</i>					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Queroseno	150,2	115,7	33,4	7,4	6,7	7,1	6,6	6,3	5,1	4,3	5,2	3,5	3,7	<b>3,2</b>
<i>Kerosene</i>	27%	19%	5%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	<b>0%</b>
Gasoil	13,5	13,1	9,5	0,9	5,5	5,3	5,1	4,9	4,8	4,8	4,8	4,9	4,8	<b>4,8</b>
<i>Gas oil</i>	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
Fueloil	8,9	1,9	24,1	24,6	27,3	19,3	15,6	15,4	12,4	12,0	14,6	9,7	9,3	<b>9,7</b>
<i>Fuel oil</i>	2%	0%	4%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	<b>1%</b>
Gas manufacturado	9,5	4,5	5,4	0,0										
<i>Manufactured gas</i>	2%	1%	1%	0%										
Electricidad	53,1	100,1	199,2	231,6	300,5	318,2	331,7	340,5	346,3	357,0	382,1	365,8	375,5	<b>397,6</b>
<i>Electricity</i>	10%	17%	30%	35%	40%	41%	43%	43%	44%	45%	45%	45%	46%	<b>47%</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>768,5</b>	<b>777,1</b>	<b>793,2</b>	<b>786,3</b>	<b>796,2</b>	<b>842,9</b>	<b>806,3</b>	<b>821,6</b>	<b>845,1</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>

NOTAS / NOTES:

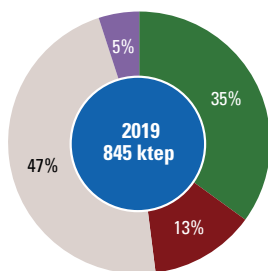
- 1) Desde 1965 a 1979 los consumos de queroseno, diésel, gasoil, fueloil y gas manufacturado del sector comercial/servicios/sector público están incluidos en el sector residencial.
- 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y la gasolina automotora incluye bioetanol.
- 3) Hasta el año 2013 inclusive el consumo de gasoil incluye diésel oil.
- 4) En los gráficos, el término "biomasa" incluye leña, carbón vegetal y residuos de biomasa, mientras que "GLP" incluye supergás y propano. En el gráfico para 2019, la categoría "otros" incluye gas natural, solar, gasolina, queroseno, gasoil y fueloil. En el gráfico de evolución no se grafica el consumo final de gas manufacturado por resultar en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.

- 1) From 1965 to 1979, the consumptions of kerosene, diesel oil, gas oil, fuel oil and manufactured gas in the commercial/services/public sector are included in the residential sector.
- 2) As of 2010, gas oil includes biodiesel, and motor gasoline includes bioethanol.
- 3) Until and including 2013, gas oil consumption includes diesel oil.
- 4) In the charts, the term "biomass" includes firewood, charcoal and biomass waste, while "LPG" includes LP gas and propane. In the 2019 chart, the "others" category includes natural gas, solar energy, gasoline, kerosene, gas oil and fuel oil. The evolution chart does not include final consumption of manufactured gas because the values are small compared to the other sources.

**Figura 17.** Consumo final energético por fuente – sector residencial / *Final energy consumption by source – residential sector*



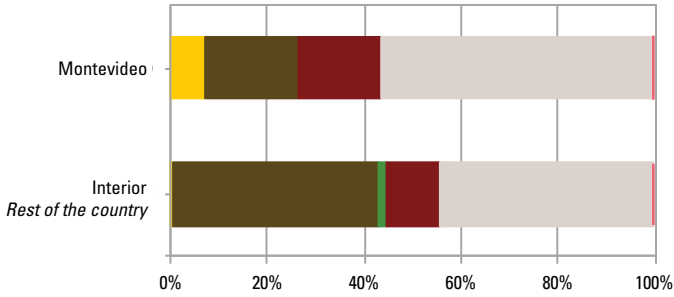
- Gas natural / Natural gas
- Biomasa / Biomass
- GLP / LPG
- Queroseno / Kerosene
- Gasoil / Gas oil
- Fueloil / Fuel oil
- Electricidad / Electricity
- Otros\* / Others\*



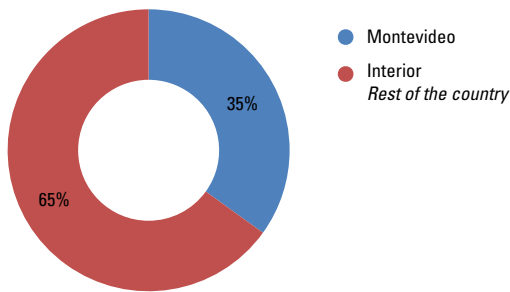
NOTA

Para el gráfico 2019, la categoría "Otros" incluye gas natural, solar, gasolina, queroseno, gasoil y fueloil.

Figura 18. Apertura de consumo en sector residencial – 2019 / Breakdown of consumption in the residential sector – 2019



- Gas natural / Natural gas
- Leña / Firewood
- Residuos de biomasa / Biomass wastes
- GLP / LPG
- Electricidad / Electricity
- Queroseno / Kerosene



**Tabla 20. Consumo final energético – sector comercial/servicios/sector público / *Final energy consumption – commercial/services/public sector***

<b>ktep / ktoe</b>	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gas natural				10,1	15,7	9,2	8,1	10,7	10,3	10,8	11,0	11,4	12,2	<b>10,0</b>
<i>Natural gas</i>				5%	5%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	<b>3%</b>
Solar									0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	<b>0,7</b>
									0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
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	<b>22,1</b>
<i>Firewood and charcoal</i>	64%	26%	2%	1%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	<b>7%</b>
Supergás			0,3	0,2	0,7	0,7	0,5	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	<b>0,3</b>
<i>LP gas</i>			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Propano				2,6	5,0	5,7	6,8	7,6	5,9	5,5	5,9	5,6	6,0	<b>6,9</b>
<i>Propane</i>				1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	<b>2%</b>
Gasolina					0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	<b>1,2</b>
<i>Gasoline</i>					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
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	<b>0,1</b>
<i>Kerosene</i>		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
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	<b>5,2</b>
<i>Gas oil</i>		15%	20%	12%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	<b>2%</b>
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	<b>8,9</b>
<i>Fuel oil</i>		11%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	3%	2%	2%	<b>3%</b>
Gas manufacturado	*	2,7	3,4	0,0										
<i>Manufactured gas</i>		3%	2%	0%										
Electricidad	13,4	44,1	114,7	158,6	230,1	237,5	250,4	254,0	251,5	246,3	257,1	251,5	265,5	<b>252,1</b>
<i>Electricity</i>	36%	44%	71%	76%	79%	81%	82%	82%	82%	82%	82%	83%	83%	<b>83%</b>
<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>312,7</b>	<b>304,2</b>	<b>319,3</b>	<b>307,5</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>

NOTAS / NOTES:

- 1) Desde 1965 hasta 1979 los consumos de queroseno, diésel oil, gasoil fueloil y gas manufacturado del sector comercial/servicios/sector público están incluidos en sector residencial.
- 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y la gasolina automotora incluye bioetanol.
- 3) Hasta el año 2013 el consumo de gasoil incluye diésel oil.
- 4) No se grafica el consumo final de energía solar, gasolina, queroseno y gas manufacturado por resultar en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.

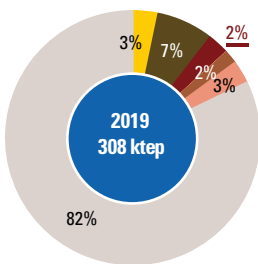
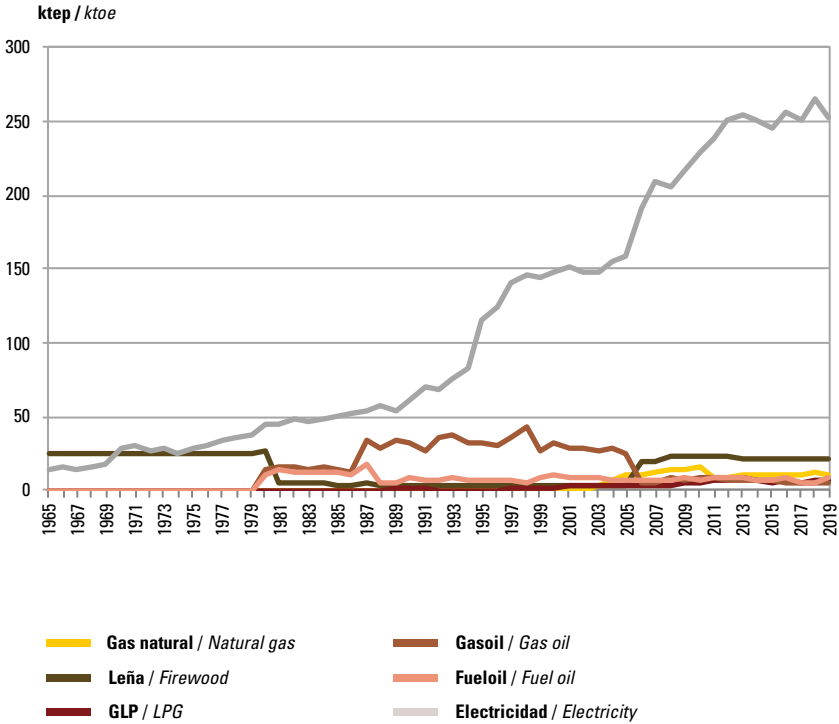
1) From 1965 to 1979, the consumptions of kerosene, diesel oil, gas oil, fuel oil and manufactured gas in the commercial/services/public sector are included in the residential sector.

2) As of 2010, gas oil includes biodiesel, and motor gasoline includes bioethanol.

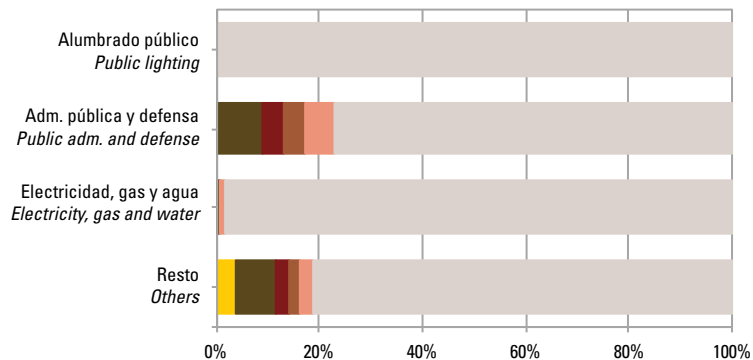
3) Until 2013, gas oil consumption includes diesel oil.

4) The final consumption of solar energy, gasoline, kerosene and manufactured gas is not included because the values are small compared to the other sources.

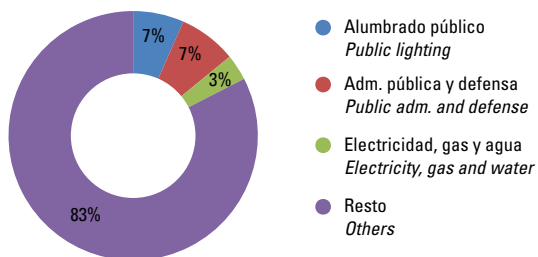
Figura 19. Consumo final energético por fuente – sector comercial/servicios/sector público / *Final energy consumption by source – commercial/services/public sector*



**Figura 20.** Apertura de consumo en sector comercial/servicios/sector público – 2019 / *Breakdown of consumption in the commercial/services/public sector – 2019*



- Gas natural / Natural gas
- Leña / Firewood
- GLP / LPG
- Gasoil / Gas oil
- Fueloil / Fuel oil
- Electricidad / Electricity



- Aluminado público  
*Public lighting*
- Adm. pública y defensa  
*Public adm. and defense*
- Electricidad, gas y agua  
*Electricity, gas and water*
- Resto  
*Others*

**Tabla 21. Consumo final energético – sector transporte / Final energy consumption – transport sector**

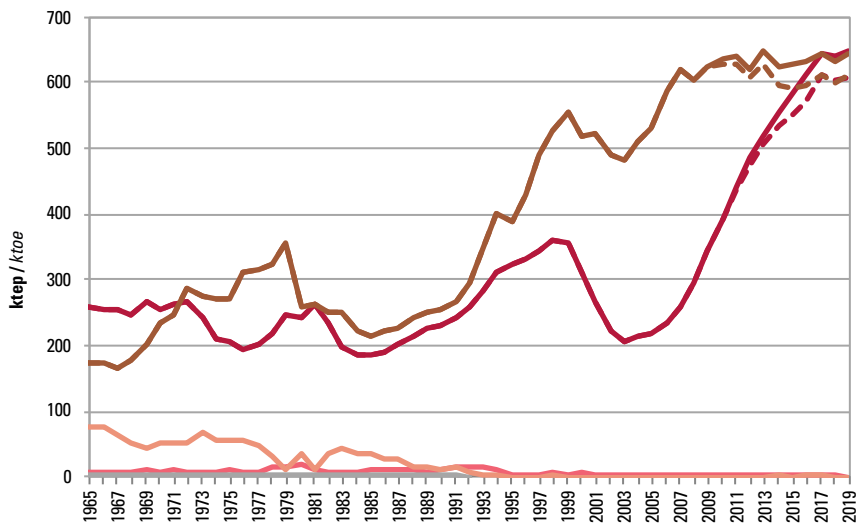
<i>ktep / ktoe</i>	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gasolina aviación		6,4	3,2	2,2	2,6	2,4	2,9	2,9	2,5	2,5	1,1	1,1	1,1	<b>1,0</b>
<i>Aviation gasoline</i>		1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Gasolina automotora	260,5	235,4	320,6	214,6	389,6	433,4	470,7	502,2	533,7	550,7	569,9	609,3	604,3	<b>608,4</b>
<i>Motor gasoline</i>	50%	43%	44%	29%	38%	40%	42%	43%	45%	45%	46%	47%	47%	<b>47%</b>
Bioetanol					0,9	7,5	12,5	15,6	17,5	30,8	39,6	34,3	34,8	<b>39,1</b>
<i>Bioethanol</i>					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	590,9	596,5	610,2	600,7	<b>611,3</b>
<i>Gas oil</i>	34%	47%	54%	71%	61%	58%	55%	53%	51%	49%	48%	47%	47%	<b>47%</b>
Biodiésel					6,3	11,5	13,4	22,4	28,0	38,1	36,3	35,5	30,8	<b>32,5</b>
<i>Biodiesel</i>					1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	<b>3%</b>
Queroseno	3,4	15,6												
<i>Queroseno</i>	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	<b>2,1</b>
<i>Jet fuel</i>			2%	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	
<i>Fuel oil</i>	15%	6%	0%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Electricidad	2,1	1,5									0,0	0,0	0,1	<b>0,1</b>
<i>Electricity</i>	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>1.216,5</b>	<b>1.247,1</b>	<b>1.294,0</b>	<b>1.274,1</b>	<b>1.294,5</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>

NOTAS / NOTES:

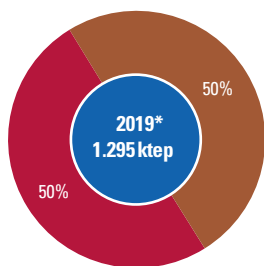
- 1) Hasta el año 2013 inclusive, el consumo de gasoil incluye diésel oil.
- 2) El consumo eléctrico asociado al transporte a partir de 2016 incluye flotas cautivas y particulares. Para años anteriores, el mismo es muy pequeño y está incluido dentro de los sectores residencial y comercial/servicios/sector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

- 1) Until and including 2013, gas oil consumption includes diesel oil.
- 2) Electricity consumption associated with transport from 2016 includes captive and private fleets. This consumption is minimal for previous years, and is considered within the residential and the commercial/services/public sector.

**Figura 21.** Consumo final energético por fuente – sector transporte / *Final energy consumption by source – transport sector*



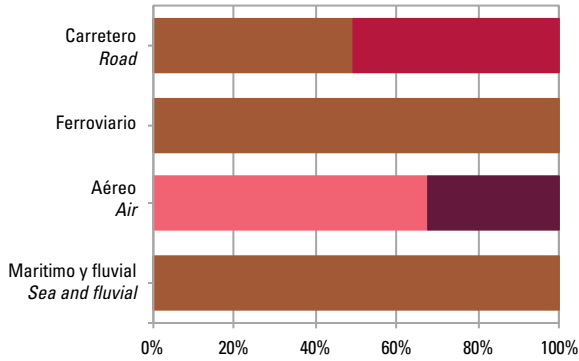
- **Gasolina y bioetanol / Gasoline and bioethanol**
- - - **Gasolina / Gasoline**
- **Gasoil y biodiésel / Gas oil and biodiesel**
- - - **Gasoil / Gas oil**
- **Quero y turbo / Kerosene and jet fuel**
- **Fuegoil / Fuel oil**
- **Electricidad / Electricity**



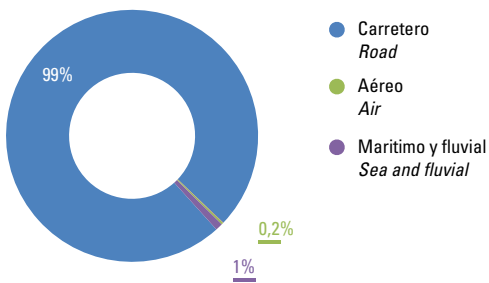
NOTAS / NOTES:  
 48% gasolina; 3% bioetanol; 47% gasoil ; 2% biodiésel



Figura 22. Apertura de consumo en sector transporte – 2019  
Breakdown of consumption in the transport sector – 2019



- **Turbocombustible** / *Jet fuel*
- **Gasolina aviación** / *Aviation gasoline*
- **Gasoil y biodiésel** / *Gas oil and biodiesel*
- **Gasolina autom. y bioetanol** / *Motor gasoline and bioethanol*



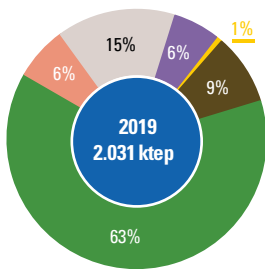
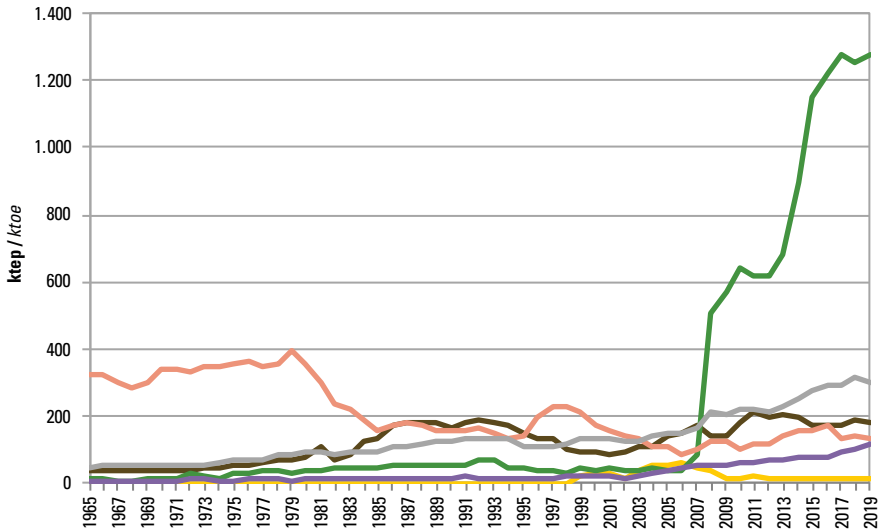
NOTA / NOTE:

El gasoil utilizado en transporte marítimo y fluvial no incluye biodiésel.  
The gas oil used in sea and river transport does not include biodiesel.

**Tabla 22.** Consumo final energético – sector industrial / *Final energy consumption – industrial sector*

ktep / ktoe	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Carbón mineral	5,1	2,7	0,3	0,9										
<i>Coal</i>	1%	0%	0%	0%										
Gas natural				51,6	12,8	20,2	17,8	13,3	12,2	11,7	11,7	16,0	16,3	<b>17,5</b>
<i>Natural gas</i>				10%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
Solar									0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	<b>0,1</b>
									0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Leña y carbón vegetal	35,1	80,0	150,0	139,1	181,1	216,7	200,3	207,9	196,0	176,9	176,1	176,6	190,7	<b>180,1</b>
<i>Firewood and charcoal</i>	8%	13%	32%	26%	15%	17%	16%	16%	12%	10%	9%	9%	9%	<b>9%</b>
Residuos de biomasa	15,1	35,6	46,0	41,5	638,0	618,2	619,2	683,1	893,3	1.150,0	1.219,9	1.275,4	1.250,1	<b>1.279,8</b>
<i>Biomass wastes</i>	3%	6%	10%	8%	53%	49%	50%	51%	56%	62%	62%	64%	62%	<b>63%</b>
Supergás	0,6	1,4	1,6	1,1	3,3	3,5	3,5	1,5	2,6	4,9	2,2	1,6	4,4	<b>5,4</b>
<i>LP gas</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Propano				4,0	9,5	7,8	11,1	15,6	15,6	12,4	12,3	9,9	10,9	<b>10,5</b>
<i>Propane</i>				1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	1%	<b>0%</b>
Gasolina	5,6	4,7	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,5	<b>0,5</b>
<i>Gasoline</i>	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Queroseno	7,0	3,2	1,4	0,9										
<i>Kerosene</i>	2%	1%	0%	0%										
Gasoil	7,3	14,8	9,6	8,2	15,2	14,5	15,8	15,7	17,6	15,9	16,4	16,1	18,0	<b>17,4</b>
<i>Gas oil</i>	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
Fueloil	324,7	352,9	141,4	111,7	103,1	118,9	114,2	141,1	160,8	154,8	173,6	135,5	138,2	<b>135,5</b>
<i>Fuel oil</i>	70%	59%	30%	21%	8%	9%	9%	11%	10%	8%	9%	7%	7%	<b>7%</b>
Coque de petróleo	0,0	0,0	0,8	23,7	32,5	36,1	36,1	36,0	43,9	47,0	50,8	64,8	71,1	<b>83,0</b>
<i>Petcoke</i>	0%	0%	0%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	<b>4%</b>
Gas manufacturado	0,6	1,0	1,4	0,0										
<i>Manufactured gas</i>	0%	0%	0%	0%										
Coque de carbón	12,5	4,7	0,2	0,9	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0		
<i>Coke of coal</i>	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
Electricidad	49,9	93,3	112,6	146,1	217,6	217,2	213,0	226,0	249,9	279,5	291,0	291,5	319,1	<b>300,7</b>
<i>Electricity</i>	11%	16%	24%	28%	18%	17%	17%	17%	16%	15%	15%	15%	16%	<b>15%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>463,5</b>	<b>594,3</b>	<b>465,5</b>	<b>529,9</b>	<b>1.213,7</b>	<b>1.253,7</b>	<b>1.231,4</b>	<b>1.340,6</b>	<b>1.592,2</b>	<b>1.853,5</b>	<b>1.954,4</b>	<b>1.987,8</b>	<b>2.019,4</b>	<b>2.030,5</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>

**Figura 23.** Consumo final energético por fuente – sector industrial / *Final energy consumption by source – industrial sector*



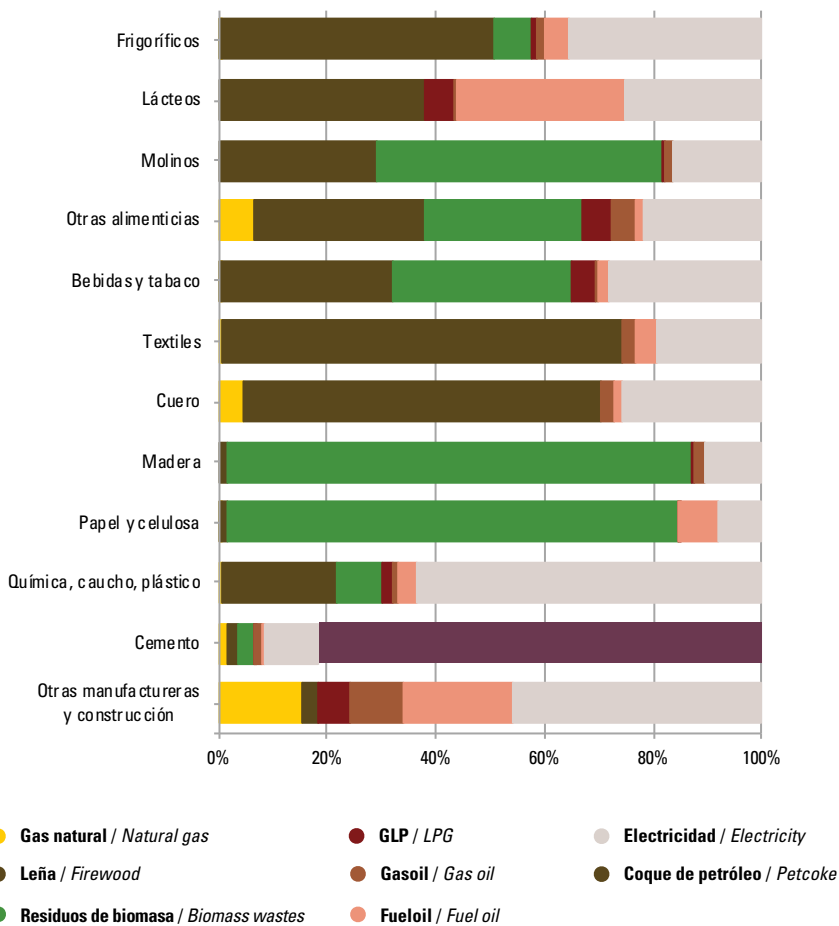
- Gas natural / *Natural gas*
- Leña / *Firewood*
- Residuos de biomasa / *Biomass wastes*
- Fueloil / *Fuel oil*
- Electricidad / *Electricity*
- Otros / *Others*

**NOTAS / NOTES:**

- 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.
- 3) "Otros" incluye gasoil, coque de petróleo, supergás y propano.
- 4) No se grafica el consumo final de energía solar, gasolina, queroseno, gas manufacturado, carbón mineral y coque de carbón por resultar en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.

- 1) As of 2010, motor gasoline includes bioethanol.
- 2) As of 2010, gas oil includes biodiesel, and until 2013, it includes diesel oil.
- 3) "Others" include gas oil, petcoke, LP gas and propane.
- 4) The final consumption of solar energy, gasoline, kerosene, manufactured gas, coal and coke of coal is not included because the values are small compared to the other sources.

**Figura 24.** Apertura de consumo en sector industrial – 2019 / *Breakdown of consumption in the industrial sector – 2019*



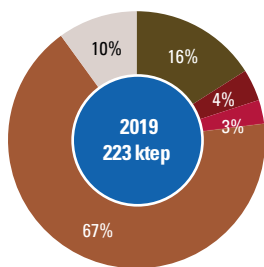
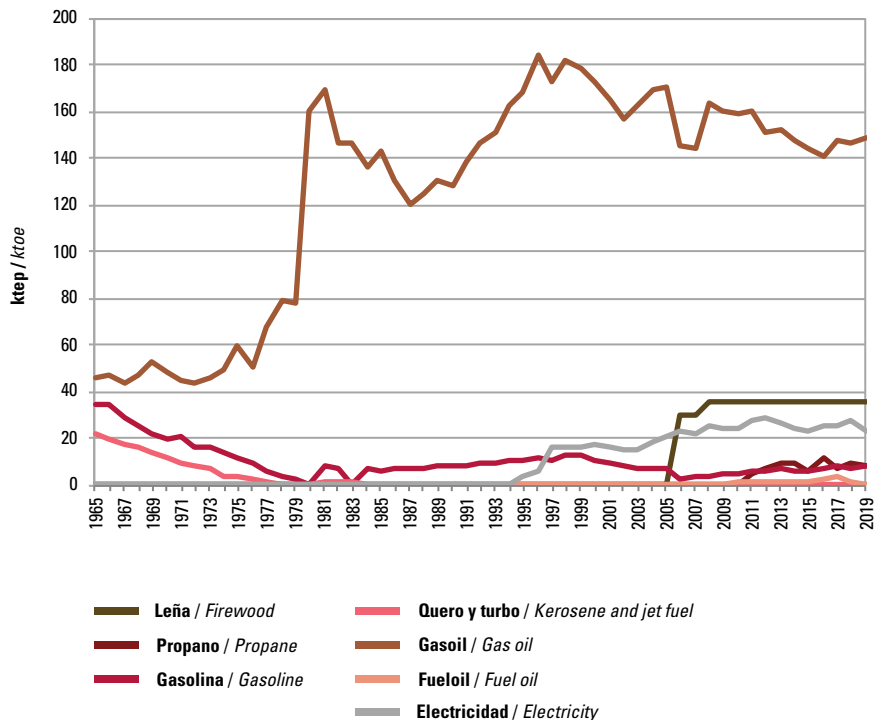
**Tabla 23.** Consumo final energético – sector agro/pesca/minería / *Final energy consumption – agriculture/fishing/mining sector*

ktep / ktoe	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Leña					35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
<i>Firewood</i>					16%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	15%	15%	16%
Propano						4,9	7,3	9,4	9,1	5,4	11,2	7,3	9,1	8,2
<i>Propane</i>						2%	3%	4%	4%	3%	5%	3%	4%	4%
Gasolina automotora	34,0	0,3	10,7	7,4	5,2	5,7	6,3	6,8	5,5	6,0	6,2	7,2	6,7	6,9
<i>Motor gasoline</i>	33%	0%	6%	4%	2%	2%	3%	3%	2%	3%	3%	3%	3%	3%
Gasolina aviación											1,1	1,0	0,8	0,8
<i>Aviation gasoline</i>											0%	0%	0%	0%
Quero y turbo	22,0										0,5	0,6	0,4	0,4
<i>Kerosene and jet fuel</i>	22%										0%	0%	0%	0%
Gasoil	46,2	160,1	168,5	170,1	158,9	160,0	150,8	151,5	147,3	143,8	140,8	147,4	146,1	148,7
<i>Gas oil</i>	45%	100%	92%	86%	71%	68%	66%	66%	67%	67%	63%	65%	65%	67%
Fueloil					0,9	1,4	0,9	0,9	1,0	1,6	2,8	3,2	1,7	0,2
<i>Fuel oil</i>					0%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	0%
Electricidad			3,3	20,4	24,5	27,4	28,7	26,7	23,6	23,4	25,5	25,5	27,3	22,6
<i>Electricity</i>			2%	10%	11%	12%	13%	12%	11%	11%	11%	11%	12%	10%
<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>215,2</b>	<b>223,1</b>	<b>227,2</b>	<b>227,1</b>	<b>222,8</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>

NOTAS / NOTES:

- 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.
- 1) As of 2010, motor gasoline includes bioethanol.
- 2) As of 2010, gas oil includes biodiesel, and until 2013, it includes diesel oil.

Figura 25. Consumo final energético por fuente – sector agro/pesca/minería / Final energy consumption by source – agriculture/fishing/mining sector



## 4. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO

### CO<sub>2</sub> EMISSIONS

Tabla 24. Emisiones de CO<sub>2</sub> por fuente  
CO<sub>2</sub> emissions by source

Gg	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
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	<b>188,4</b>
<i>Natural gas</i>	3%	4%	2%	2%	3%	2%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	<b>3%</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	<b>371,7</b>
<i>LPG (Liquefied petroleum gas)</i>	4%	5%	4%	4%	6%	5%	4%	5%	6%	5%	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	<b>1.790,2</b>
<i>Motor gasoline</i>	11%	14%	11%	14%	19%	18%	17%	21%	25%	26%	27%	31%	29%	<b>29%</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	<b>5,2</b>
<i>Aviation gasoline</i>	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	<b>9,9</b>
<i>Kerosene</i>	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	<b>7,5</b>
<i>Jet fuel</i>	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	<b>2.525,1</b>
<i>Gas oil</i>	45%	52%	55%	55%	49%	50%	48%	46%	42%	46%	42%	44%	41%	<b>41%</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	<b>660,1</b>
<i>Fuel oil</i>	29%	20%	22%	19%	17%	20%	24%	19%	17%	13%	14%	10%	12%	<b>11%</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	<b>458,4</b>
<i>Petcoke</i>	4%	4%	4%	3%	4%	3%	3%	4%	5%	5%	6%	5%	7%	<b>7%</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	<b>153,4</b>
<i>Fuel gas</i>	2%	1%	1%	2%	2%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	1%	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	0,0		
<i>Coal and coke of coal</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
<b>TOTAL</b>	<b>6.081</b>	<b>5.599</b>	<b>7.508</b>	<b>7.254</b>	<b>5.964</b>	<b>7.229</b>	<b>8.181</b>	<b>7.022</b>	<b>6.172</b>	<b>6.306</b>	<b>6.241</b>	<b>5.781</b>	<b>6.224</b>	<b>6.170</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 / NOTES:

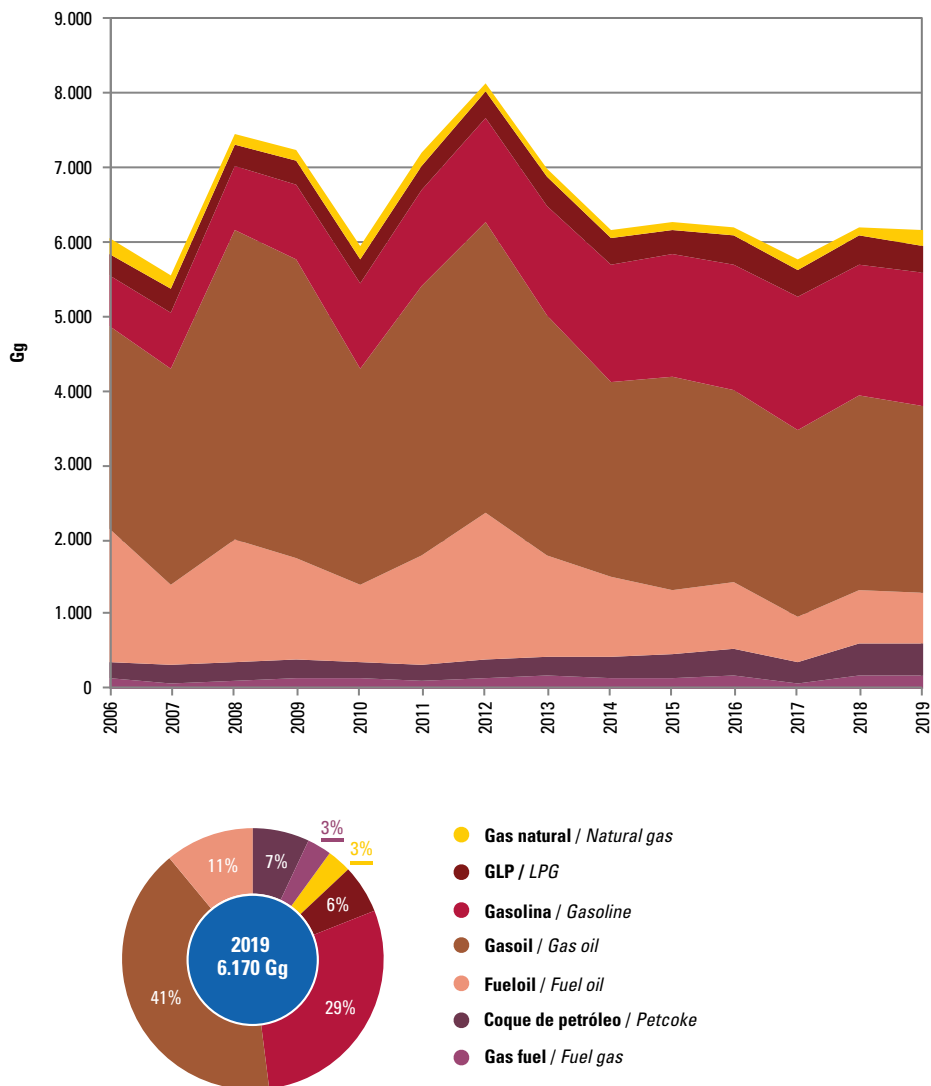
1) Las emisiones de CO<sub>2</sub> son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.

2) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012 inclusive.

1) CO<sub>2</sub> emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

2) Gas oil includes diesel oil until and including 2012.

Figura 26. Emisiones de CO<sub>2</sub> por fuente  
CO<sub>2</sub> emissions by source



NOTA / NOTE:

No se grafican las emisiones asociadas a la quema de queroseno, turbocombustible, carbón mineral y coque de carbón por resultar en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.  
Emissions from the combustion of kerosene, jet fuel, coal and coke of coal are not included because the values are small compared to the other sources.



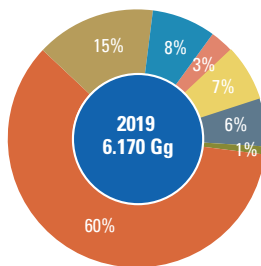
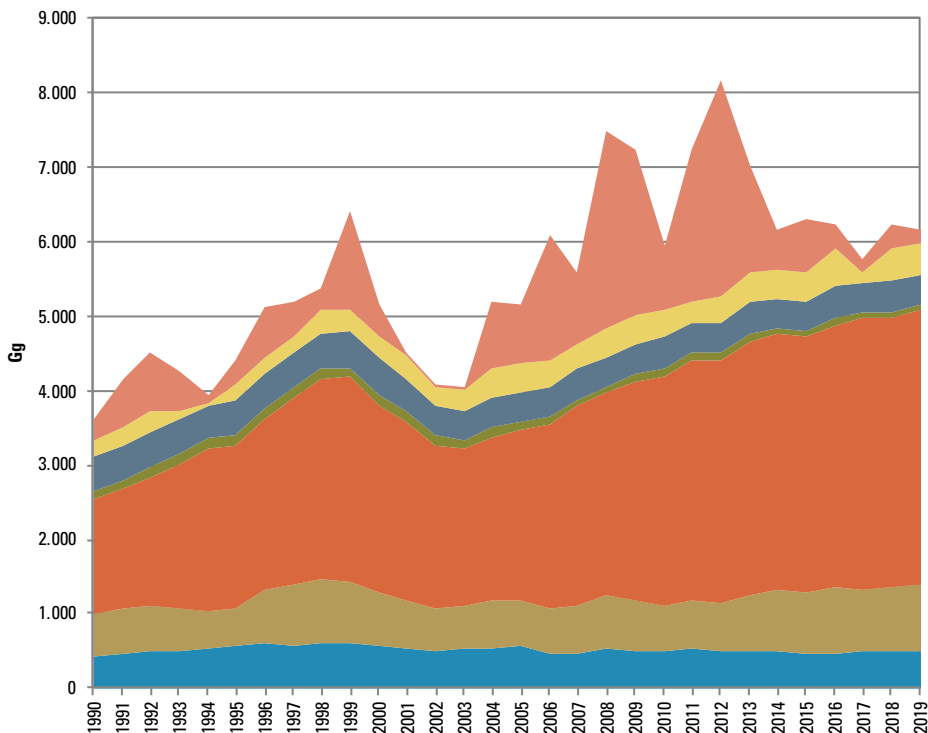
**Tabla 25.** Emisiones de CO<sub>2</sub> por sector  
CO<sub>2</sub> emissions by sector

Gg	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Centrales eléctricas s. público	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	<b>187,1</b>
<i>Power plants for public s.</i>	8%	7%	8%	15%	15%	28%	36%	21%	9%	11%	5%	3%	5%	<b>3%</b>
Consumo propio	208,8	239,4	292,0	398,9	349,1	258,8	338,0	387,7	403,9	408,3	482,2	147,9	443,1	<b>423,6</b>
<i>Own use</i>	6%	5%	6%	8%	6%	4%	4%	6%	7%	6%	8%	3%	7%	<b>7%</b>
<b>Subtotal industrias de la energía</b>	<b>507,6</b>	<b>557,6</b>	<b>721,5</b>	<b>1.194,2</b>	<b>1.221,7</b>	<b>2.303,5</b>	<b>3.264,4</b>	<b>1.836,8</b>	<b>948,7</b>	<b>1.108,6</b>	<b>823,0</b>	<b>331,2</b>	<b>759,8</b>	<b>610,8</b>
<b>Energy industries subtotal</b>	<b>14%</b>	<b>13%</b>	<b>14%</b>	<b>23%</b>	<b>20%</b>	<b>32%</b>	<b>40%</b>	<b>26%</b>	<b>15%</b>	<b>18%</b>	<b>13%</b>	<b>6%</b>	<b>12%</b>	<b>10%</b>
Residencial	444,6	459,9	476,1	366,8	445,9	428,3	411,7	429,9	388,6	384,9	439,8	383,5	396,2	<b>397,7</b>
<i>Residential</i>	12%	10%	9%	7%	7%	6%	5%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	<b>6%</b>
Comercial/servicios/s. público	139,7	129,9	145,4	133,9	105,3	92,6	89,9	96,3	86,6	83,0	91,3	81,7	83,7	<b>90,0</b>
<i>Commercial/services/public s.</i>	4%	3%	3%	3%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	<b>1%</b>
Transporte	1.513,9	2.182,1	2.519,4	2.277,5	3.101,4	3.221,6	3.265,7	3.424,8	3.419,0	3.449,0	3.518,8	3.675,2	3.627,1	<b>3.670,9</b>
<i>Transport</i>	42%	49%	49%	44%	52%	45%	40%	49%	55%	55%	56%	64%	58%	<b>60%</b>
Industrial	590,9	528,7	719,5	633,5	582,7	660,4	649,6	731,8	846,3	822,9	894,3	821,5	873,2	<b>915,5</b>
	16%	12%	14%	12%	10%	9%	8%	10%	14%	13%	14%	14%	14%	<b>15%</b>
Agro/pesca/minería	418,5	553,8	565,3	549,2	506,9	522,7	499,3	502,3	481,6	457,6	474,0	488,4	484,4	<b>484,9</b>
<i>Agriculture/fishing/mining</i>	12%	12%	11%	11%	9%	7%	6%	7%	8%	7%	8%	8%	8%	<b>8%</b>
No identificado	14,5	22,1	7,5	5,2	0,0	0,0	0,6	0,6	0,9					
<i>Non-specified</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					
<b>Subtotal sectores de consumo</b>	<b>3.122,1</b>	<b>3.876,5</b>	<b>4.433,2</b>	<b>3.966,1</b>	<b>4.742,3</b>	<b>4.925,5</b>	<b>4.916,8</b>	<b>5.185,6</b>	<b>5.223,0</b>	<b>5.197,3</b>	<b>5.418,2</b>	<b>5.450,3</b>	<b>5.464,7</b>	<b>5.559,1</b>
<b>Sectors of consumption subtotal</b>	<b>86%</b>	<b>87%</b>	<b>86%</b>	<b>77%</b>	<b>80%</b>	<b>68%</b>	<b>60%</b>	<b>74%</b>	<b>85%</b>	<b>82%</b>	<b>87%</b>	<b>94%</b>	<b>88%</b>	<b>90%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3.630</b>	<b>4.434</b>	<b>5.155</b>	<b>5.160</b>	<b>5.964</b>	<b>7.229</b>	<b>8.181</b>	<b>7.022</b>	<b>6.172</b>	<b>6.306</b>	<b>6.241</b>	<b>5.782</b>	<b>6.224</b>	<b>6.170</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 / NOTES:

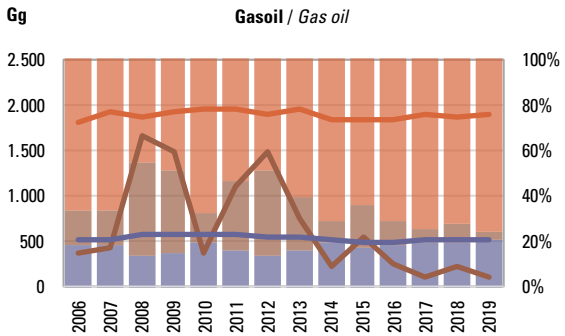
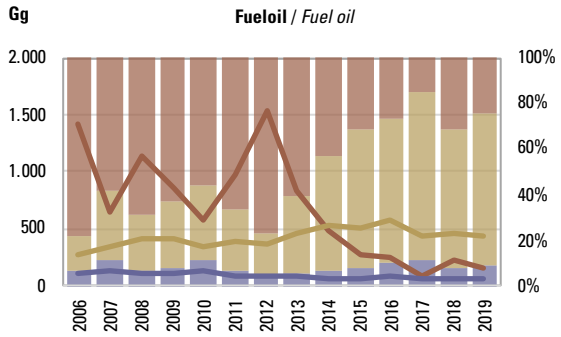
Las emisiones de CO<sub>2</sub> son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006. CO<sub>2</sub> emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

Figura 27. Emisiones de CO<sub>2</sub> por sector  
CO<sub>2</sub> emissions by sector

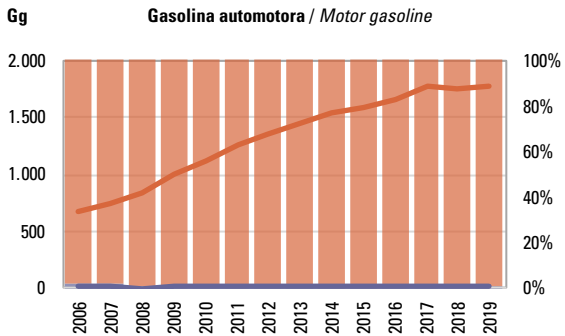


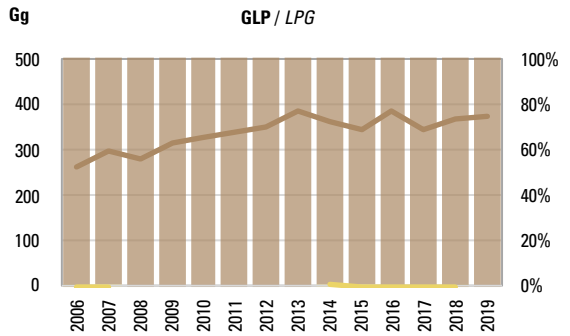
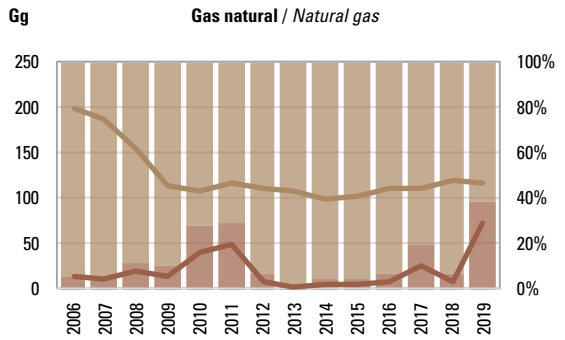
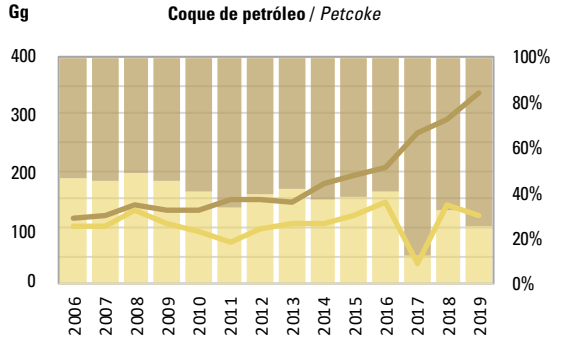
- Centrales eléctricas SP / Power plants for public service
- Consumo propio / Own use
- Residencial / Residential
- Com/serv/s.público / Com/serv./public sector
- Transporte / Transport
- Industrial
- Agro/pesca/minería / Agriculture/fishing/mining

Figura 28. Emisiones de CO<sub>2</sub> por fuente y sector  
CO<sub>2</sub> emissions by source and sector



- % Industrias de la energía
- Gg Energy industries
  
- % Consumo propio
- Gg Own use
  
- % Sectores de consumo
- Gg Sectors of consumption
  
- % Industrial
- Gg Industrial
  
- % Transporte
- Gg Transport
  
- % Resto de sectores
- Gg Remaining sectors





**Tabla 26.** Partidas informativas de emisiones de CO<sub>2</sub>  
*Memo items of CO<sub>2</sub> emissions*

Gg	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Quema de biomasa	2.512,1	2.359,9	2.048,0	2.267,9	5.618,3	5.722,8	5.856,7	6.244,6	7.248,0	8.497,8	8.832,0	9.070,5	9.043,1	<b>9.036,2</b>
<i>Biomass combustion</i>	69%	53%	40%	44%	94%	79%	72%	89%	117%	135%	142%	157%	145%	<b>146%</b>
Bunkers internacionales	426,6	1.279,7	1.205,8	1.418,2	1.661,4	1.469,5	1.178,7	944,2	917,7	844,7	758,7	629,4	777,7	<b>798,5</b>
<i>International bunkers</i>	12%	29%	23%	27%	28%	20%	14%	13%	15%	13%	12%	11%	12%	<b>13%</b>

NOTAS / NOTES:

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) Las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales (marítimo y aéreo) no se contabilizan en los totales del sector energía, sino que se presentan aparte a modo informativo.

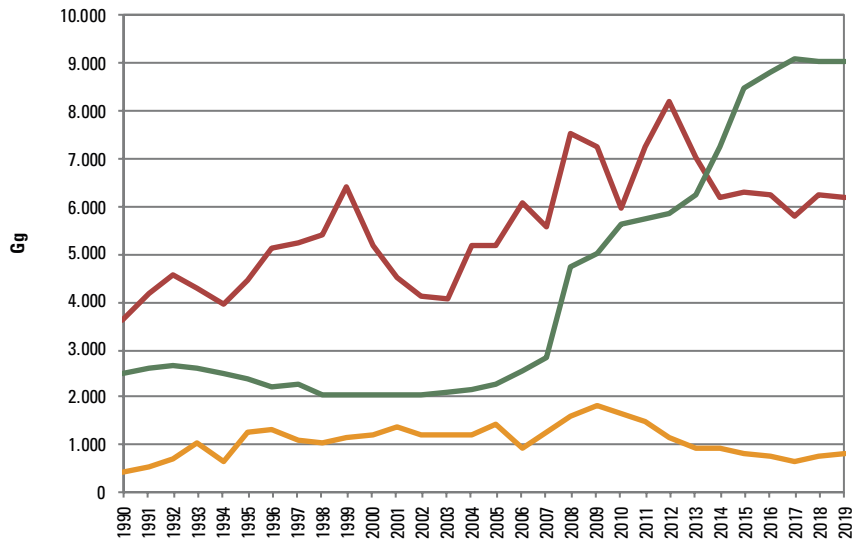
3) Se representa el porcentaje respecto al total de emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energía.

1) *CO<sub>2</sub> emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.*

2) *CO<sub>2</sub> emissions from biomass combustion and international bunkers (sea and air) are not accounted for in the totals of the energy sector; they are represented separately for information purposes.*

3) *The percentage shows the total CO<sub>2</sub> emissions of the energy sector.*

Figura 29. Partidas informativas de emisiones de CO<sub>2</sub> / Memo items of CO<sub>2</sub> emissions



— Total (industrias de la energía y sectores de consumo) / Total (energy industries and sectors of consumption)

— Quema de biomasa / Biomass combustion

— Bunkers internacionales / International bunkers

## 5. INDICADORES / INDICATORS

Tabla 27. Consumo final total y PIB  
Total final consumption and GDP

	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consumo final total (ktep) Total final consumption (ktep)	1715	2101	2263	2.408	3.584	3.694	3.721	3.944	4.163	4.461	4.667	4.721	4.783	<b>4.822</b>
PIB (M\$ 2005) * GDP (M\$ 2005)	197.252	299.301	377.320	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	699.257	710.585	<b>712.163</b>
Consumo final total /PIB (tep/M\$ 2005) Total final consumption /GDP (toe/M\$ 2005)	8,7	7,0	6,0	5,7	6,3	6,2	6,0	6,1	6,2	6,7	6,8	6,8	6,7	6,8

### FUENTES / SOURCES:

(\*) 1965-1996: Bonino Gayoso, Nicolás, Román, Carolina, Willebald, Henry. PIB y estructura productiva en Uruguay (1870-2011): revisión de series históricas y discusión metodológica. Serie Documentos de Trabajo / FCEA-IE; DT05/12. Montevideo: UR.FCEA-IE. 2012. <https://hdl.handle.net/20.500.12008/4162> (10/06/2020).

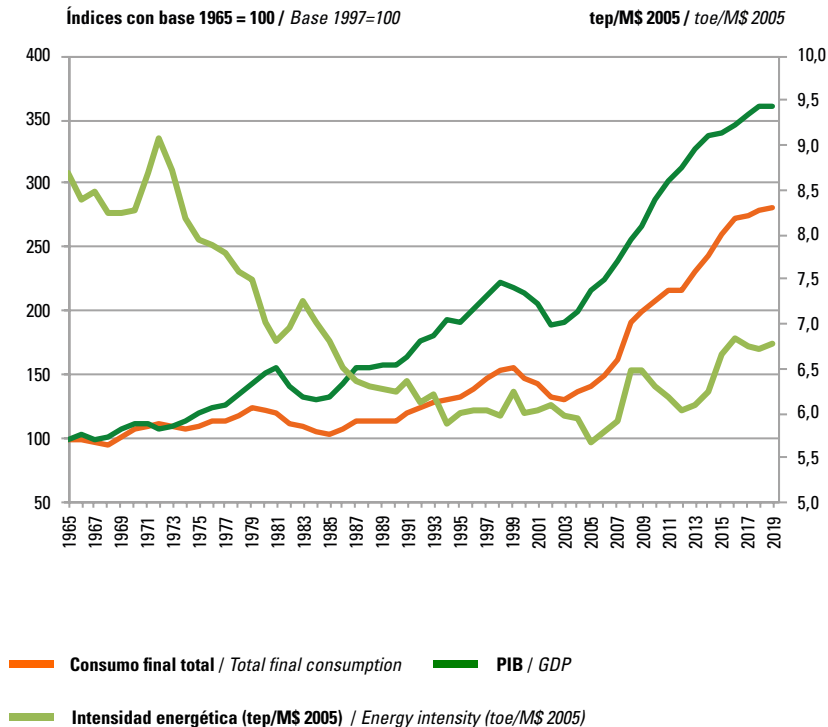
1997-2019: Banco Central del Uruguay (BCU) / Central Bank of Uruguay (CBU): Cuadro\_51a "Producto Interno Bruto por industrias. Serie anual a precios constantes referencia 2005 por empalme". [https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro\\_51a.xls](https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro_51a.xls) (01/06/2020).

### NOTA / NOTE:

"M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

"M\$ 2005" corresponds to millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

**Figura 30. Consumo final total y PIB**  
*Total final consumption and GDP*





**Tabla 28.** Consumo de energía y de electricidad per cápita / *Energy and electricity consumption per capita*

	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Población (miles de habitantes)* <i>Population (thousands of inhabitants)</i>	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
Consumo final total (ktep) <i>Total final consumption (ktep)</i>	1.715	2.101	2.263	2.408	3.584	3.694	3.721	3.944	4.163	4.461	4.667	4.721	4.783	4.822
Consumo per cápita (tep/1.000 hab) <i>Consumption per capita (toe/1,000 inh)</i>	637	721	703	718	1.055	1.082	1.086	1.146	1.205	1.287	1.341	1.351	1.364	1.370
Consumo final electricidad (ktep) <i>Final electricity consumption (ktep)</i>	118,5	239,0	429,8	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	955,7	934,3	987,5	973,1
Consumo electricidad per cápita (tep/1.000 hab) <i>Electricity consumption per capita (toe/1,000 inh)</i>	44	82	134	166	227	235	240	246	252	261	275	267	282	277
Consumo electricidad per cápita (kWh/hab) <i>Electricity consumption per capita (kWh/inh)</i>	512	954	1.553	1.931	2.645	2.727	2.796	2.864	2.933	3.039	3.193	3.110	3.275	3.216

FUENTE / SOURCE:

Instituto Nacional de Estadística / *National Statistics Institute (INE)*.

Población total proyectada (revisión 2013). [www.ine.gub.uy](http://www.ine.gub.uy) (20/03/2020).

NOTA / NOTE:

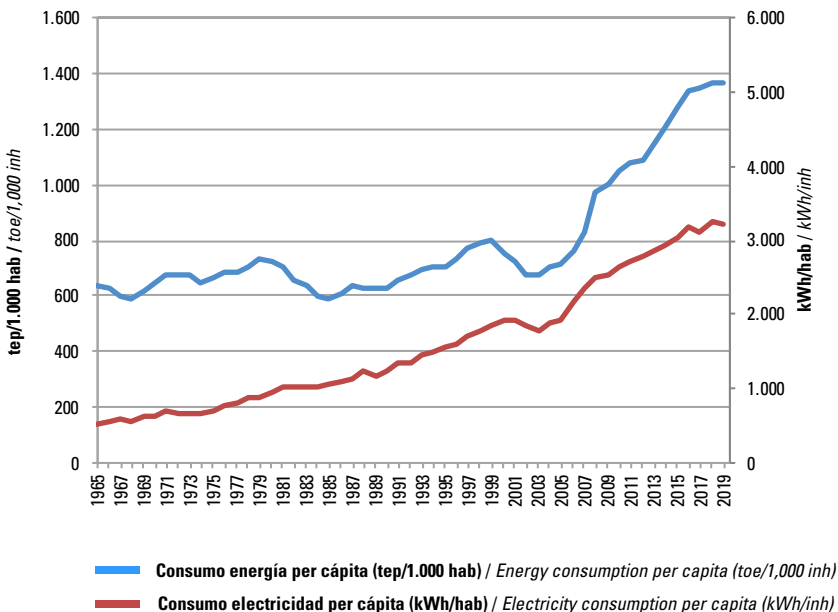
La población total contabilizada según el Censo de Población 2011 fue de 3.286.314 habitantes.

No se utiliza este valor en la serie para no generar saltos.

*The total population recorded according to the 2011 census was 3,286,314 inhabitants.*

*This value is not used in the social record in order not to create gaps.*

**Figura 31.** Consumo de energía y de electricidad per cápita / *Energy and electricity consumption per capita*



**Tabla 29. Intensidad energética por sector**  
**Energy intensity by sector**

		1997	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Industrial-agro- pesca-minería <i>Industrial-agriculture- fishing-mining</i>	E	737,3	700,0	727,8	1.438,2	1.488,1	1.460,4	1.570,9	1.813,7	2.068,7	2.177,5	2.215,0	2.246,4	<b>2.253,3</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	<b>152.540</b>
	I	<b>6,32</b>	<b>6,24</b>	<b>6,11</b>	<b>10,03</b>	<b>9,90</b>	<b>9,57</b>	<b>10,18</b>	<b>11,46</b>	<b>13,00</b>	<b>13,63</b>	<b>14,15</b>	<b>14,45</b>	<b>14,77</b>
Comercial-servicios- sector público <i>Commercial-services- public sector</i>	E	190,8	200,0	207,4	291,6	293,4	305,4	310,8	305,4	299,2	312,7	304,2	319,3	<b>307,5</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	<b>436.366</b>
	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>0,77</b>	<b>0,72</b>	<b>0,74</b>	<b>0,70</b>
Transporte <i>Transport</i>	E	835,5	832,3	748,2	1.032,3	1.085,7	1.109,3	1.174,7	1.182,3	1.216,5	1.247,1	1.294,0	1.274,0	<b>1.294,5</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	<b>27.092</b>
	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>47,00</b>	<b>46,00</b>	<b>46,81</b>	<b>47,78</b>
	PIB *	419.003	421.157	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	699.257	710.585	<b>712.163</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>1,85</b>	<b>1,79</b>	<b>1,82</b>

## FUENTE / SOURCE:

(\*) Banco Central del Uruguay (BCU) / *Central Bank of Uruguay (CBU)*. Cuadro 51a. "Producto Interno Bruto por industrias. Serie anual a precios constantes referencia 2005 por empalme". [https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro\\_51a.xls](https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro_51a.xls) (01/06/2020).

## NOTAS / NOTES:

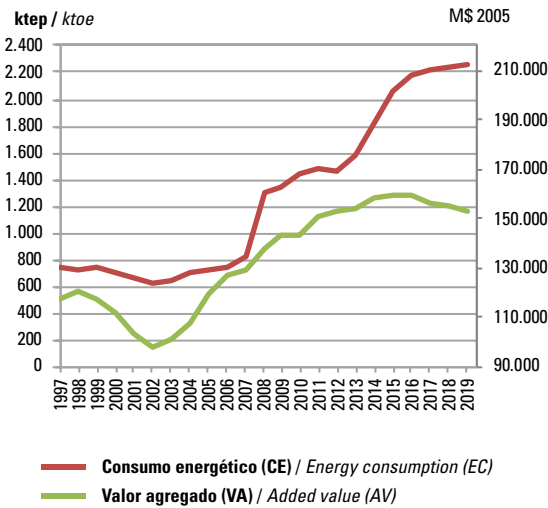
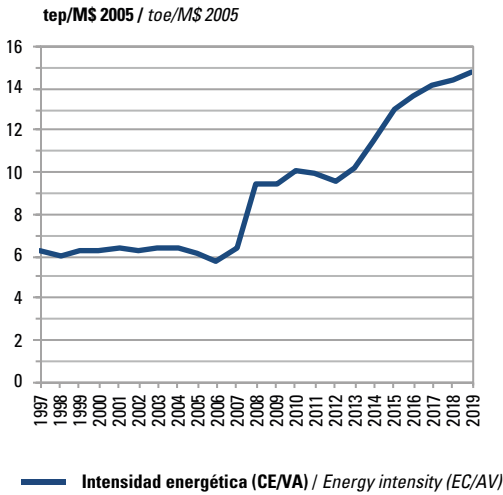
1) E: Energía (ktep); VA: Valor agregado (M\$ 2005); I: Intensidad energética (tep/M\$ 2005).  $I = (E/VA) * 1000$ . Para el sector transporte se presentan dos intensidades energéticas, una en base al valor agregado del sector y otra en base al PIB global.

2) "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

1) *E: Energy (ktep); VA: Added value-AV (M\$ 2005); I: Energy intensity (tep/M\$ 2005).  $I = (E/VA) * 1000$ . The transport sector includes two energy intensities: one based on the sector's added value and the other based on global GDP.*

2) *"M\$ 2005" corresponds to millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.*

**Figura 32.** Intensidad energética del sector industria/ agro/pesca/minería / *Energy intensity of the industrial/ agriculture/fishing/mining sector*

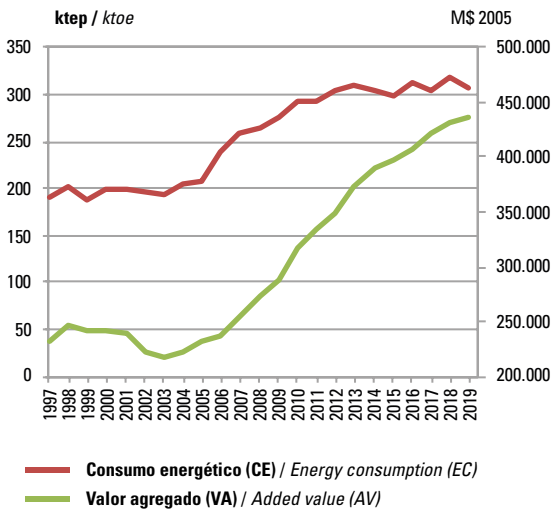
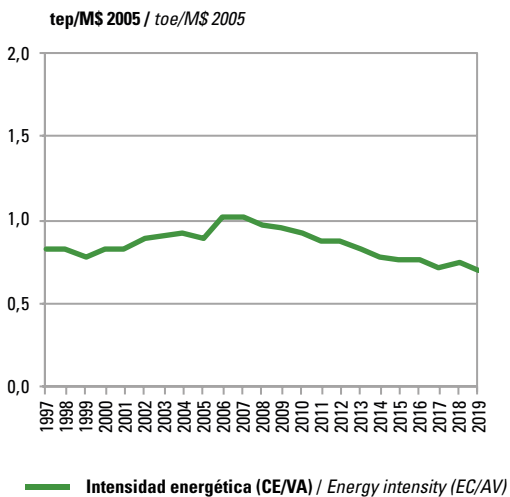


NOTA / NOTE:

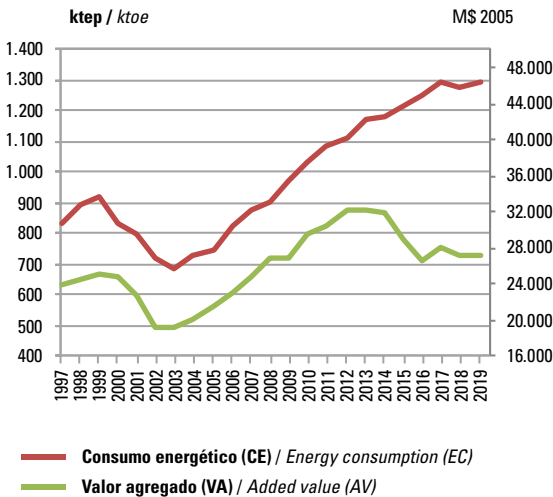
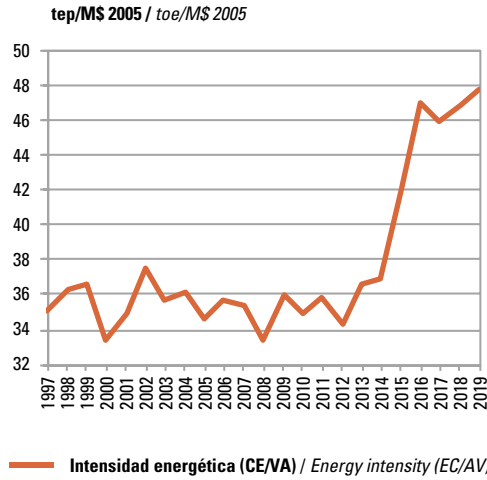
"M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

"M\$ 2005" corresponds to millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

**Figura 33.** Intensidad energética del sector comercial/ servicios/sector público / *Energy intensity of the commercial/services/public sector*



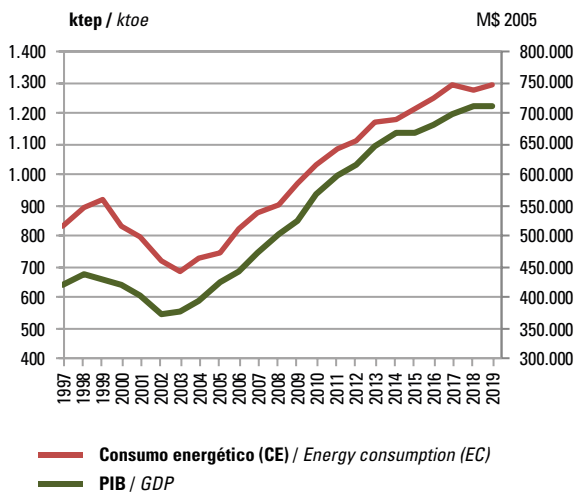
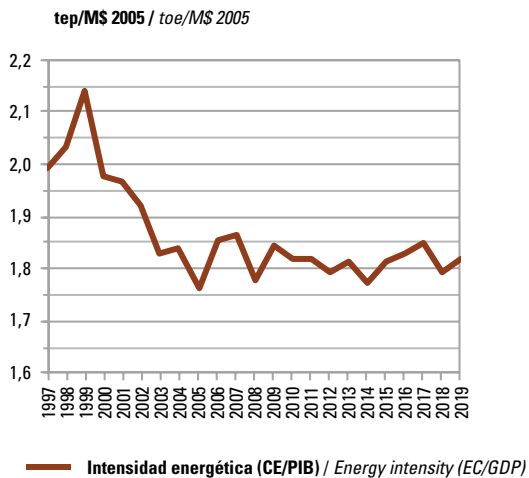
**Figura 34. Intensidad energética del sector transporte**  
*Energy intensity of the transport sector*



NOTA / NOTE:

"M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

"M\$ 2005" corresponds to millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.



**Tabla 30. Emisiones de CO<sub>2</sub> por PIB y per cápita**  
*CO<sub>2</sub> emissions by GDP and per capita*

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Emisiones CO <sub>2</sub> totales (Gg) <i>Total CO<sub>2</sub> emissions (Gg)</i>	3.630	4.434	5.155	5.160	5.964	7.229	8.181	7.022	6.172	6.306	6.241	5.782	6.224	<b>6.170</b>
PIB (M\$ 2005) <sup>1)</sup> <i>GDP (M\$ 2005)</i>	311.082	377.320	421.157	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	699.257	710.585	<b>712.163</b>
Emisiones CO <sub>2</sub> /PIB (t/M\$ 2005) <i>CO<sub>2</sub> emissions/GDP (t/M\$ 2005)</i>	11,7	11,8	12,2	12,1	10,5	12,1	13,2	10,9	9,2	9,4	9,2	8,3	8,8	8,7
Población (miles de habitantes) <sup>2)</sup> <i>Population (thousands of inhabitants)</i>	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	<b>3.518,6</b>
Emisiones CO <sub>2</sub> per cápita (t/hab) <i>CO<sub>2</sub> emissions per capita (t/inh)</i>	1,2	1,4	1,5	1,5	1,8	2,1	2,4	2,0	1,8	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8

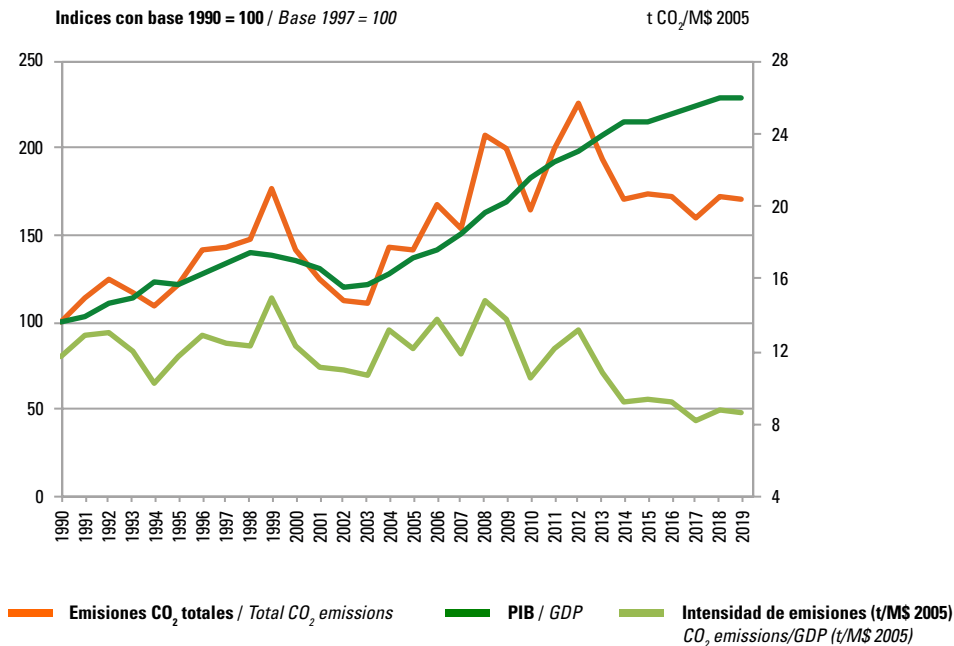
## FUENTE / SOURCE:

- 1) 1990 y 1995: Bonino Gayoso, Nicolás, Román, Carolina, Willebald, Henry. PIB y estructura productiva en Uruguay (1870-2011): revisión de series históricas y discusión metodológica. Serie Documentos de Trabajo / FCEA-IE; DT05/12. Montevideo: UR.FCEA-IE. 2012. <https://hdl.handle.net/20.500.12008/4162> (10/06/2020).
- 2000-2019: Banco Central del Uruguay (BCU) / Central Bank of Uruguay (CBU): Cuadro\_51a "Producto Interno Bruto por industrias. Serie anual a precios constantes referencia 2005 por empalme". [https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro\\_51a.xls](https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro_51a.xls) (01/06/2020).
- 2) Instituto Nacional de Estadística / National Statistics Institute (INE). Población total proyectada (revisión 2013). [www.ine.gub.uy](http://www.ine.gub.uy) (20/03/2020).

## NOTAS / NOTES:

- 1) "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.
- 2) La población total contabilizada según el Censo de Población 2011 fue de 3.286.314 habitantes. No se utiliza este valor en la serie para no generar saltos.
- 1) "M\$ 2005" corresponds to millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.
- 2) The total population recorded according to the 2011 census was 3,286,314 inhabitants. This value is not used in the official record in order not to create gaps.

Figura 35. Emisiones de CO<sub>2</sub> totales y PIB  
Total CO<sub>2</sub> emissions and GDP

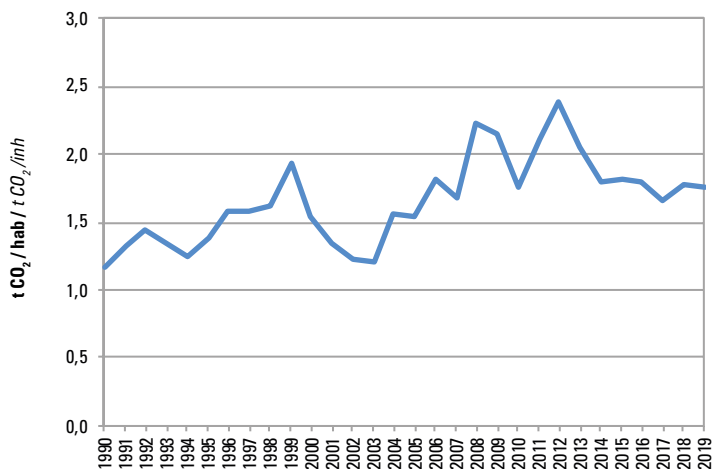


NOTA / NOTE:

“M\$ 2005” corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

“M\$ 2005” corresponds to millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

Figura 36. Emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita  
CO<sub>2</sub> emissions per capita





**Tabla 31.** Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del SIN  
CO<sub>2</sub> emission factor of the SIN

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Emisiones de CO <sub>2</sub> por centrales eléctricas servicio público (Gg CO <sub>2</sub> ) CO <sub>2</sub> emissions from power plants for public service (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	<b>187,1</b>
Electricidad generada y entregada al SIN (GWh) Electricity generated and supplied to the national grid (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	<b>14.406</b>
<b>Factor de emisión del SIN (t CO<sub>2</sub>/GWh) Emission factor of the 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>

NOTAS / NOTES:

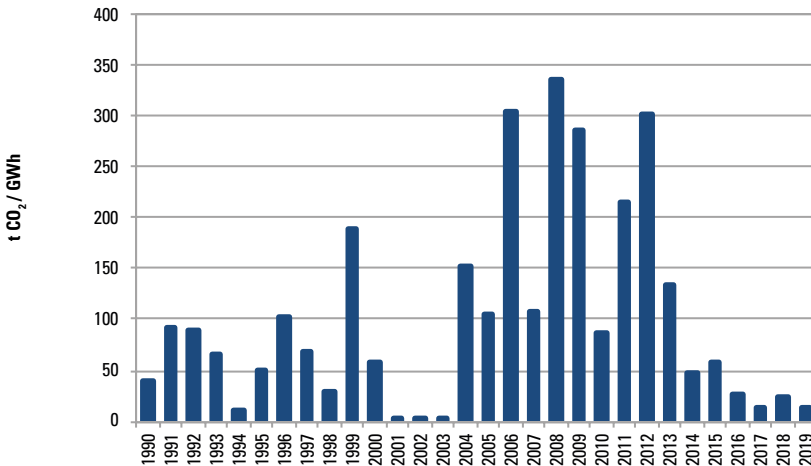
1) Las emisiones de CO<sub>2</sub> son estimadas según las directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.

2) SIN: Sistema Interconectado Nacional.

1) CO<sub>2</sub> emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

2) SIN: National Interconnected System.

**Figura 37.** Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del SIN  
CO<sub>2</sub> emission factor of the SIN



**Tabla 32. Tasa de electrificación**  
*Electrification rate*

U=Urbano/Urban; R=Rural; T=TOTAL		1975	1985	1996	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
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	<b>1.175,0</b>
Occupied households (thousands)	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	<b>64,8</b>
	T	749,9	823,1	938,8	1.117,9	1.154,8	1.156,7	1.155,5	1.183,2	1.212,7	1.219,1	1.225,7	1.231,1	1.236,9	<b>1.239,8</b>
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	<b>1.173,4</b>
Occupied households with electricity (thousands)	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	<b>64,0</b>
	T	592,4	727,2	900,0	1.101,9	1.146,2	1.148,9	1.150,5	1.178,6	1.208,5	1.215,5	1.222,3	1.228,3	1.234,1	<b>1.237,5</b>
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%
Electrification rate (%)	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%
	T	79,0%	88,3%	95,9%	98,6%	99,3%	99,3%	99,6%	99,6%	99,7%	99,7%	99,7%	99,8%	99,8%	99,8%

NOTAS / NOTES:

- 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).

*1) The information for 1975, 1985, 1996 and 2011 is taken from the national population and housing censuses. For the rest of the years, the information comes from the continuous household surveys. (Source: INE and DNE's own estimates).*

*2) The data for 1975 correspond only to UTE's electrification rate.*

*3) From 1975 to 1996, these are housing units with dwellers present.*

*4) From 2006 onwards, own generators and battery chargers (solar, wind) are included.*

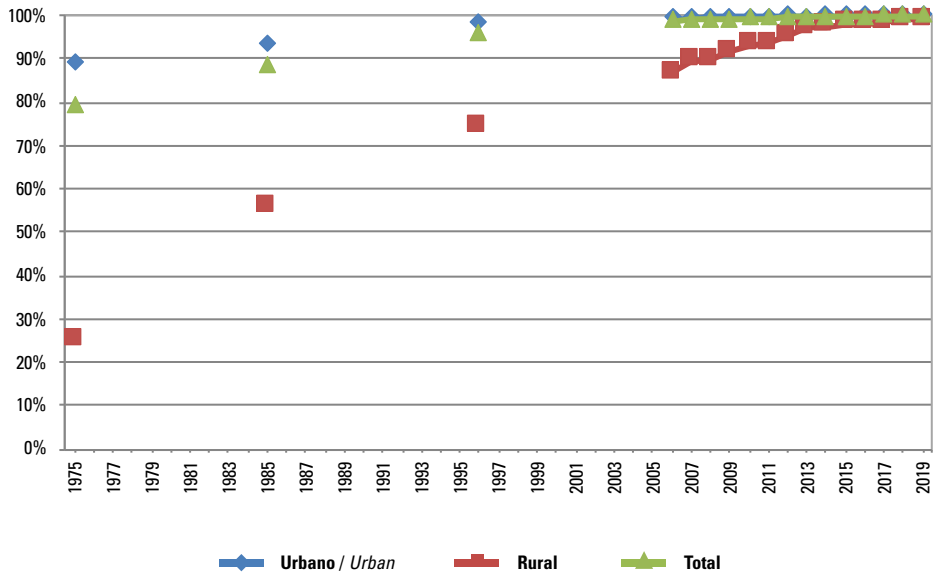
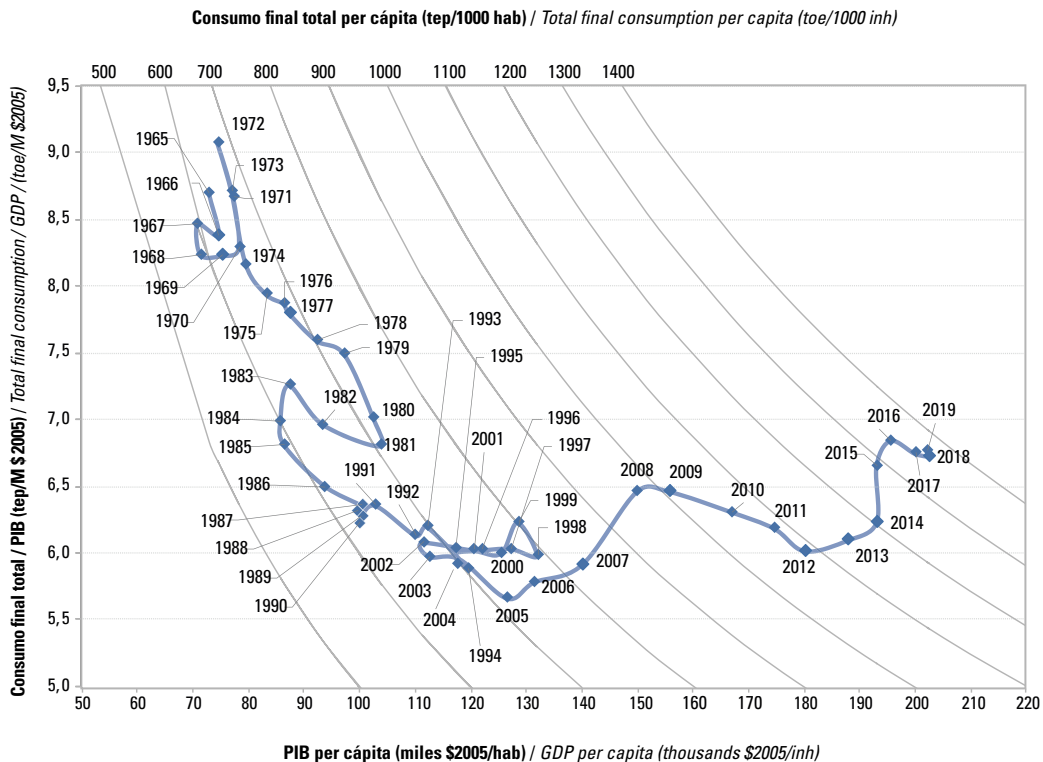
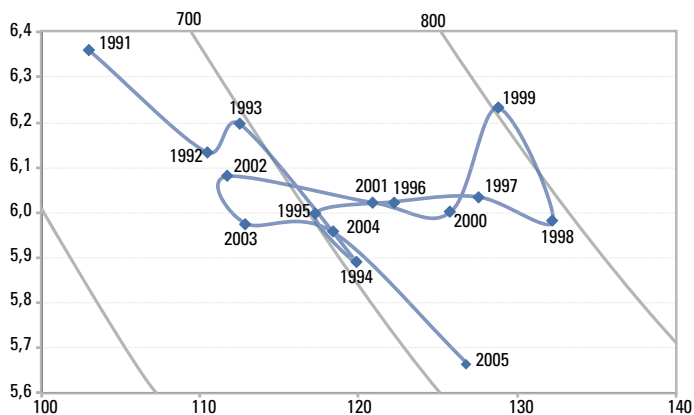
Figura 38. Tasa de electrificación / *Electrification rate*

Figura 39. Sendero energético / Energy path



Evolución / Evolution 1991-2005



NOTA / NOTE:

“M\$ 2005” corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

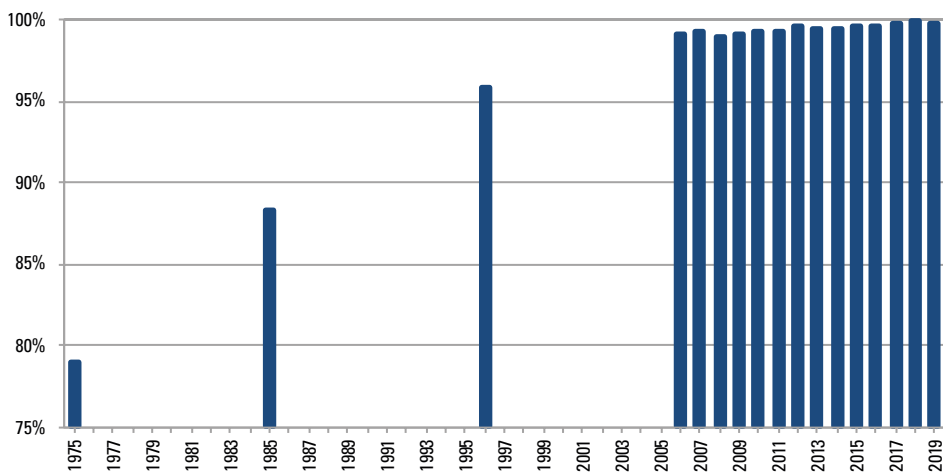
“M\$ 2005” corresponds to millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

## 6. OBJETIVO DE DESARROLLO SOSTENIBLE 7 (ODS 7) SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOAL 7 (SDG 7)

Tabla 33. Proporción de la población con acceso a la electricidad / *Proportion of population with access to electricity*

	1975	1985	1996	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Población total (miles de habitantes) <i>Total population (thousands of inhabitants)</i> <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
Población con acceso a electricidad (miles de habitantes) <i>Population with access to electricity (thousands of inhabitants)</i> <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
Indicador / <i>Indicator 7.1.1 (%)</i>	79,0%	88,3%	95,9%	99,1%	99,4%	99,3%	99,6%	99,4%	99,5%	99,5%	99,6%	99,8%	99,9%	99,9%

Figura 40. Proporción de la población con acceso a la electricidad / *Proportion of population with access to electricity*



NOTAS / NOTES:

1) Indicador 7.1.1 del ODS 7.

2) Estimación realizada por DNE-MIEM a partir de datos de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) del INE.

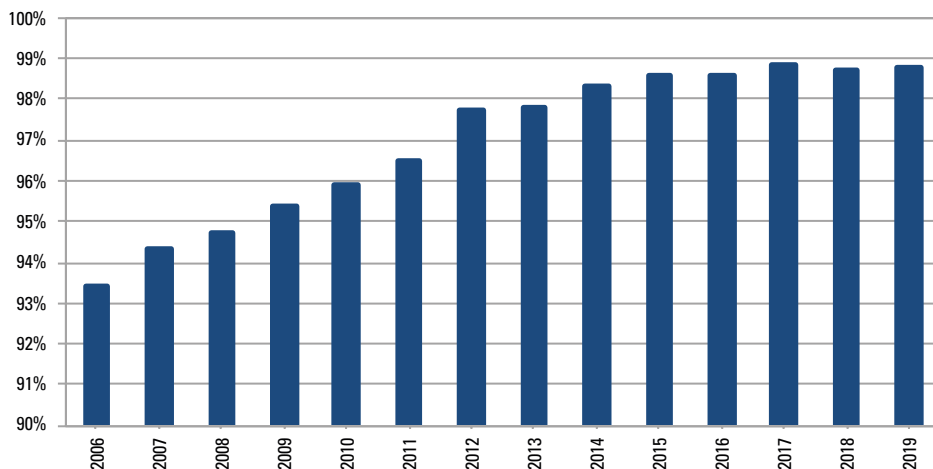
1) Indicator 7.1.1 of SDG 7.

2) Estimate made by DNE-MIEM based on data from the INE Continuous Household Survey (ECH).

**Tabla 34.** Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios / *Proportion of population with primary reliance on clean fuels and technology*

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Población total (miles de habitantes)</b> <i>Total population (thousands of inhabitants) <sup>(2)</sup></i>	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	<b>3.518</b>
<b>Población con leña o queroseno como energético principal para cocción y calefacción (miles de habitantes)</b> <i>Population with firewood or kerosene as the main energy source for cooking and heating (thousands of inhabitants) <sup>(2)</sup></i>	220	190	178	155	139	120	77	75	57	50	50	42	45	<b>43</b>
<b>Indicador / 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>

**Figura 41.** Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios / *Proportion of population with primary reliance on clean fuels and technology*



**NOTAS / NOTES:**

1) Indicador 7.1.2 del ODS 7.

2) Estimación realizada por DNE-MIEM a partir de datos de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) del INE.

3) No se consideran combustibles y tecnologías limpias a la leña y el queroseno utilizadas como fuentes principales para cocción y calefacción.

1) *Indicator 7.1.2 of SDG 7.*

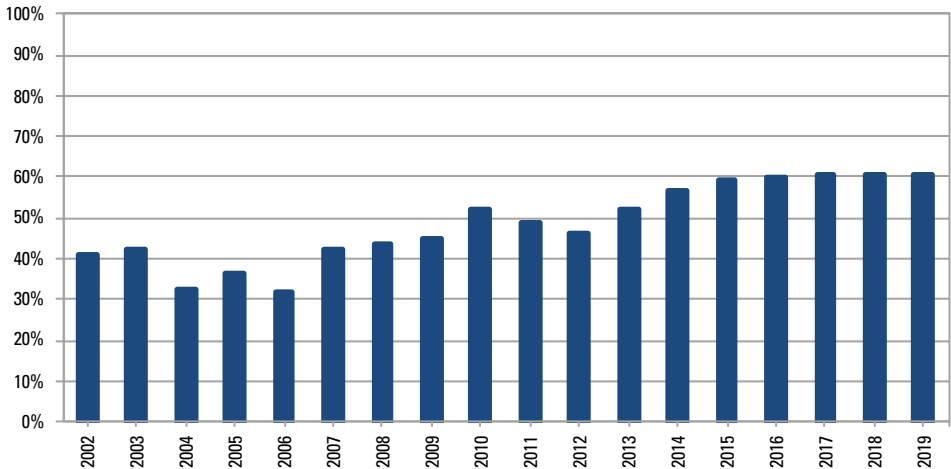
2) *Estimate made by DNE-MIEM based on data from the INE Continuous Household Survey (ECH).*

3) *Firewood and kerosene used as the main sources for cooking and heating are not considered clean fuels and technologies.*

**Tabla 35.** Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía / *Renewable energy share in the total final energy consumption*

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consumo final energético (ktep) <i>Final energy consumption (ktee)</i>	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	4.381	4.580	4.620	4.662	<b>4.700</b>
Consumo final energético de fuentes renovables (ktep) <sup>(2)</sup> <i>Final energy consumption of renewables sources (ktee)</i>	918	928	736	854	791	1.141	1.386	1.490	1.838	1.774	1.691	1.996	2.317	2.601	2.757	2.803	2.829	<b>2.850</b>
<b>Indicador / Indicator 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>59,4%</b>	<b>60,2%</b>	<b>60,7%</b>	<b>60,7%</b>	<b>60,6%</b>

**Figura 42.** Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía / *Renewable energy share in the total final energy consumption*



NOTAS / NOTES:

1) Indicador 7.2.1 del ODS 7.

2) El consumo de electricidad se clasifica de acuerdo a la matriz de generación eléctrica por fuente.

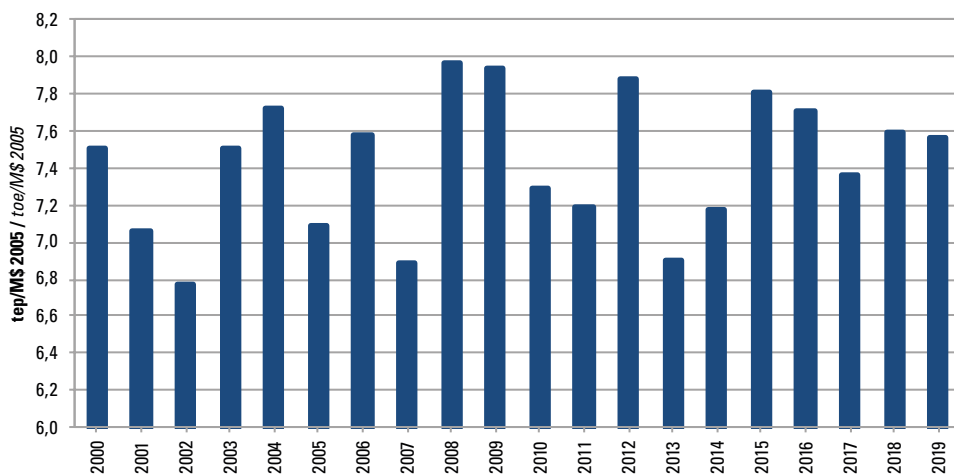
1) Indicator 7.2.1 of SDG 7.

2) Electricity consumption is classified according to the matrix of electricity generation by source.

**Tabla 36.** Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB / *Energy intensity measured in terms of primary energy and GDP*

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Energía primaria (ktep) / <i>Primary energy (ktep)</i>																			
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	5.232	5.249	5.146	5.396	<b>5.386</b>
PIB (mil M\$ 2005) / <i>GDP (thousand M\$ 2005) (*)</i>																			
421,2	405,0	373,7	376,7	395,5	425,0	442,4	471,4	505,2	526,6	567,7	597,0	618,2	646,8	667,8	670,3	681,6	699,3	710,6	<b>712,2</b>
Indicador 7.3.1 (tep/M\$ 2005) / <i>Indicator 7.3.1 (toe/M\$ 2005)</i>																			
<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>7,81</b>	<b>7,70</b>	<b>7,36</b>	<b>7,59</b>	<b>7,56</b>

**Figura 43.** Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB / *Energy intensity measured in terms of primary energy and GDP*



FUENTE / SOURCE:

(\*) Banco Central del Uruguay (BCU) / *Central Bank of Uruguay (CBU)*: Cuadro\_51a "Producto Interno Bruto por industrias. Serie anual a precios constantes referencia 2005 por empalme". [https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro\\_51a.xls](https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro_51a.xls) (01/06/2020).

NOTAS / NOTES:

1) Indicador 7.3.1 del ODS 7.

2) "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

1) *Indicator 7.3.1 of SDG 7.*

2) *"M\$ 2005" corresponds to millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.*





**ANEXO II.**  
Matrices

**ANNEX II.**  
Matrices

## ANEXO II. MATRICES

### Observaciones generales

1) Se presentan las matrices para los años 1965, 1975, 1985, 1990, 1995, 2000, 2005 y desde el año 2010 de manera consecutiva. La serie completa 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 ktep = 1.000 tep**  
**1 tep = 10.000.000 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 breá.
- 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.
- 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 BEN2012 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

#### Años 1965 y 1975

- 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.

### **Años 2011 y 2012**

6) Propano y supergás: Si bien existió producción de propano, no se comercializó como tal, sino como supergás.

7) Producción de derivados de petróleo: Desde setiembre 2011 hasta enero 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.

### **Año 2013**

8) Productos no energéticos: Con la puesta en marcha de la planta desulfurizadora, se incluye el azufre líquido como nuevo producto dentro de la denominación “no energético”.

9) Electricidad: No hubo importación durante 2013.

10) Búnker internacional: Para las fuentes secundarias, se comienza a informar las ventas a búnker internacional de manera separada a las exportaciones. Hasta el año 2012 inclusive este ítem está incluido bajo la denominación “exportación”.

11) Consumo final energético: Se comienza a informar 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 una sola empresa por sector o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

### **Año 2014**

12) Solar: Se comienza a informar la energía solar fotovoltaica y solar térmica en la matriz de resultados.

13) Electricidad: No hubo importación durante 2014.

### **Año 2015**

14) 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)*

15) Electricidad: No hubo importación durante 2015. Se registró un intercambio de energía con Argentina, correspondiente a “energía de devolución”.

**Año 2016**

16) Electricidad: No hubo importación durante 2016. Existió intercambio con Argentina considerado “energía de devolución” y pruebas de ensayo con la nueva interconexión con Brasil.

17) Gasolina aviación y turbocombustible: Se comienza a cuantificar el consumo de combustibles de aviación en actividades aeroagrícolas. Hasta el año 2015 inclusive dicho consumo está incluido en el sector transporte.

**Año 2017**

18) Producción de derivados de petróleo: La refinería estuvo parada gran parte del año 2017 por mantenimiento programado de sus unidades (entre febrero y setiembre).

19) Fueloil: El consumo en centrales eléctricas de autoproducción y la electricidad generada asociada, se informan en conjunto con las centrales eléctricas de servicio público, por secreto estadístico.

20) Electricidad: No hubo importación durante 2017. Se registró un intercambio de energía eléctrica con Brasil sin costo asociado.

**Años 2018 y 2019**

21) Electricidad: En 2018, hubo importación de electricidad desde Argentina en modalidad “contingente”, con costo asociado. Desde Brasil, si bien se registró una importación marginal de electricidad, la misma correspondió a modalidad “pruebas de ensayo” con la nueva interconexión, sin costo asociado. 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.

22) Coque de carbón: No hubo ni importación ni consumo, por lo cual, la columna de dicho energético permanece oculta en 2018 y 2019.

## ANNEX II. MATRICES

### General comments

1) The matrices for 1965, 1975, 1985, 1990, 1995, 2000, 2005 and since 2010 are consecutively presented. The complete 55-year series is available on:

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

2) Energy flows are expressed in ktoe (kilotonnes of oil equivalent).

**1 ktoe = 1,000 toe**  
**1 toe = 10,000,000 kcal**

3) There follows additional information about the denomination of some primary and secondary sources included in the matrices:

- Coal: It includes anthracite, peat, soft coal tar and pitch.
- Natural gas: The data are considered under standard conditions (1 atm and 15 °C).
- Hydropower: The theoretical equivalent is considered.
- Solar energy: It includes photovoltaic solar energy and solar thermal energy.
- Biomass waste: It includes rice and sunflower husk, sugar cane bagasse, black liquor, odorous gases, methanol, barley husk and timber industry's waste.
- Biomass for biofuels production: It includes sugar cane, sweet sorghum, soy, sunflower, canola, fat, etc.
- Motor gasoline: Bioethanol is not included. It is informed separately. Exports correspond to isomerate, reformat and petrochemical naphtha.
- Gas oil: Biodiesel is not included. It is informed separately.
- Petroleum coke (Petcoke): It includes scorched and non-scorched petroleum coke, and refinery coke. Until BEN 2012, it was referred to as "other energy products".
- Non-energy products: It includes solvents, lubricants, asphalts and liquid sulfur.
- Coke of coal: It corresponds to coke of soft coal.
- Electricity: The consumption associated with transport as of 2016 includes captive and private fleets.

4) A common matrix format is adopted for all years. In some cases, energy sources and transformation plants are not recorded since they do not correspond to the year being reported.

**1965 and 1975**

- 1) Motor gasoline: It includes motor gasolines and aviation gasoline.
- 2) Kerosene: It includes kerosene and jet fuel.
- 3) Gas oil: It includes gas oil and diesel oil.
- 4) Kerosene, gas oil, fuel oil and manufactured gas: The commercial/services/public sector's consumptions are included in the residential sector.

**2010**

- 5) Biomass for biofuels, bioethanol and biodiesel: Biofuels and biomass for production began to be reported.

**2011 and 2012**

- 6) Propane and LP gas: Although there was propane production, it was not commercialized as such but as LP gas.
- 7) Production of oil products: From September 2011 to January 2012, the refinery was in maintenance shutdown.

**2013**

- 8) Non-energy products: Liquid sulfur was included as a new product with the start-up of the desulfurization plant under "non-energy products".
- 9) Electricity: No electricity was imported during 2013.
- 10) International bunker: For secondary sources, sales to international bunkers began to be reported separated from export activities. Until and including 2012, this item was included under "exports".
- 11) Final energy consumption: The final energy consumption began to be reported with a wider breakdown of sectors. Sector consumptions lower than 1 ktoe are not reported, since they represent marginal values, except when they correspond only to one subsector. In other cases, data are not disaggregated if they correspond only to one company by sector or if there is no adequate information for their classification.

**2014**

- 12) Solar energy: Photovoltaic solar energy and solar thermal energy began to be reported in the matrix of results.
- 13) Electricity: No electricity was imported during 2014.

**2015**

- 14) Power plants for public service and autoproduction plants: Information by energy source type began to be reported separately. The series from 2010 is completed and available on:

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

15) Electricity: No electricity was imported during 2015. An energy exchange with Argentina was recorded, which corresponds to “return of energy”.

## **2016**

16) Electricity: No electricity was imported during 2016. There was an exchange with Argentina considered a “return of energy” and trial tests with the new interconnection with Brazil.

17) Aviation gasoline and jet fuel: Consumption of fuels by agricultural aircrafts is now quantified. Until and including 2015, this consumption was included in the transport sector.

## **2017**

18) Production of oil products: The refinery was shut down for most of the year because of scheduled maintenance of its units (between February and September).

19) Fuel oil: The consumption of fuel oil in autoproduction power plants and the electricity generated are reported jointly with the power plants for public service because of statistical confidentiality.

20) Electricity: No electricity was imported. There was an exchange of electricity with Brazil without associated costs.

## **2018 end 2019**

21) Electricity: In 2018, electricity was imported from Argentina in a “contingent” mode, at the corresponding cost. Although some electricity was imported from Brazil, it was done to cover trial tests of the new interconnection with the country, with no associated cost. In 2019, some electricity was imported from Brazil. It was an “exchange of energy”, defined as return energy with no associated cost within the interconnection agreement framework.

22) Coke of coal: There was neither import nor consumption, therefore, the column of said energy source remains hidden in 2018 and 2019.



1965 ktep	ENERGÍA PRIMARIA					ENERGÍA SECUNDARIA																
	Petróleo	Carbón mineral	Hidroenergía	Leña	Residuos biomasa	SUBTOTAL	Supergás	Gasolina automot.	Queroseno	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No energético	Gas fuel	Gas manufacturado	Coque de carbón	Carbón vegetal	Electricidad	SUBTOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL	
Producción			60,2	357,2	24,0	441,4																
Importación	1.712,9	32,6				1.745,5																
Exportación																						
Pérdidas	-41,7					-41,7																
Variación inventario	-53,5	-1,0				-54,5																
No utilizada					-8,5	-8,5																
Ajustes	-9,9					-9,9																
OFERTA	1.607,8	31,6	60,2	357,2	15,5	2.072,3																
Refinerías	-1.607,8					-1.607,8	21,1	290,7	177,9	301,2	683,2	7,5	18,6	7,3					1.507,5		-100,3	
Centrales eléctricas servicio público			-60,2			-60,2				-32,7	-280,1							141,8	-171,0		-231,2	
Centrales eléctricas autoproducción					-0,4	-0,4				-4,6	-21,0							5,7	-19,9		-20,3	
Carboneras				-1,4		-1,4											0,7		0,7		-0,7	
Plantas de gas		-26,5				-26,5									11,2	10,2				21,4		-5,1
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.607,8	-26,5	-60,2	-1,4	-0,4	-1.696,3	21,1	290,7	177,9	263,9	392,1	7,5	18,6	7,3	11,2	10,2	0,7	147,5	1.348,7		-347,6	
Producción							21,1	290,7	177,9	301,2	683,2	7,5	18,6	7,3	11,2	10,2	0,7	147,5	1.677,1			
Importación								16,5	6,1	8,8	111,1		13,6			2,2		0,1	158,4			
Exportación								-1,6	-4,1	-24,3	-71,5							-0,1	-101,6			
Pérdidas								-0,8	-0,5	-0,8	-1,9		0,0		-1,1			-21,9	-27,0			
Variación inventario							-0,4	-0,8	-0,9	-5,8	26,9					1,3			21,1			
No utilizada							-0,1				-7,5			-1,1					-8,7			
Ajustes							0,1	-0,1	7,6	0,4	-5,8		0,1			0,2			2,5			
OFERTA							20,7	303,9	186,1	279,5	742,0	0,0	33,1	6,2	10,1	13,9	0,7	125,6	1.721,8			
OFERTA BRUTA	1.649,4	31,6	60,2	357,2	24,0	2.122,4	20,8	304,7	186,6	280,3	743,9	7,5	33,1	7,3	11,2	13,9	0,7	147,5	1.757,5		2.202,9	
CONSUMO NETO TOTAL		5,1	355,8	15,1	376,0		20,7	303,9	186,1	242,3	441,0		33,1	6,2	10,1	13,9	0,7	125,6	1.383,6		1.759,6	
Consumo propio											29,9			6,2	0,0	1,4		7,1	44,6		44,6	
CONSUMO FINAL TOTAL		5,1	355,8	15,1	376,0		20,7	303,9	186,1	242,3	411,1		33,1		10,1	12,5	0,7	118,5	1.339,0		1.715,0	
Consumo final no energético													33,1				0,7		33,8		33,8	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		5,1	355,8	15,1	376,0		20,7	303,9	186,1	242,3	411,1				10,1	12,5		118,5	1.305,2		1.681,2	
Residencial				296,5	296,5		20,1		150,2	13,5	8,9				9,5			53,1	255,3		551,8	
Comercial/servicios/sector púb.				24,2	24,2													13,4	13,4		37,6	
Transporte								260,5	3,4	175,3	77,5							2,1	518,8		518,8	
Industrial		5,1		35,1	15,1	55,3	0,6	5,6	7,0	7,3	324,7				0,6	12,5		49,9	408,2		463,5	
Agro/pesca/minería								34,0	22,0	46,2									102,2		102,2	
No identificado								3,8	3,5										7,3		7,3	









**2000** ktep

**ENERGÍA PRIMARIA**

**ENERGÍA SECUNDARIA**

	ENERGÍA PRIMARIA						ENERGÍA SECUNDARIA														SUB TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL			
	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hidroenergía	Leña	Residuos biomasa	Supergás	Propano	Gasolina automot.	Marta 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				907,7	403,5	94,8	<b>1.406,0</b>																			
Importación	2.055,9	0,4	30,6				<b>2.086,9</b>																			
Exportación																										
Pérdidas	-5,3						<b>-5,3</b>																			
Variación inventario	112,9						<b>112,9</b>																			
No utilizada				-219,4		-57,0	<b>-276,4</b>																			
Ajustes	0,1						<b>0,1</b>																			
<b>OFERTA</b>	<b>2.163,6</b>	<b>0,4</b>	<b>30,6</b>	<b>688,3</b>	<b>403,5</b>	<b>37,8</b>	<b>3.324,2</b>																			
Refinerías	-2.163,6						<b>-2.163,6</b>	83,4	9,1	342,9	18,1	0,2	29,4	74,3	20,0	616,3	602,2	16,9	84,6	38,3				<b>1.935,7</b>	-227,9	
Centrales eléctricas servicio público				-688,3			<b>-688,3</b>								0,0	-15,9	-117,3							649,0	<b>515,8</b>	-172,5
Centrales eléctricas autoproducción					-0,8	-2,7	<b>-3,5</b>									-0,3	-2,3							3,6	<b>1,0</b>	-2,5
Carboneras					-1,3		<b>-1,3</b>																	0,7	<b>0,7</b>	-0,6
Plantas de gas										-3,7	-13,1										12,2				<b>-4,6</b>	-4,6
<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</b>	<b>-2.163,6</b>			<b>-688,3</b>	<b>-2,1</b>	<b>-2,7</b>	<b>-2.856,7</b>	83,4	5,4	342,9	5,0	0,2	29,4	74,3	20,0	600,1	482,6	16,9	84,6	38,3	12,2	0,7	652,6	<b>2.448,6</b>	-408,1	
Producción								83,4	9,1	342,9	18,1	0,2	29,4	74,3	20,0	616,3	602,2	16,9	84,6	38,3	12,2		0,7	652,6	<b>2.601,2</b>	
Importación								30,4	11,2		3,9					229,0			0,2	9,2		0,1	0,9	114,2	<b>399,1</b>	
Exportación										-9,0						-6,6	-72,1	-13,8	-94,5	-201,8				-81,0	<b>-510,0</b>	
Búnker internacional																										
Pérdidas								-1,2	-0,8	-2,3	-0,2				-0,4	-1,7	-1,0				-1,3			-120,9	<b>-129,8</b>	
Variación inventario								2,0	0,1	-11,5	-5,0	-0,6	-0,4	2,5	-1,9	-0,1	-29,0		4,3						<b>-39,6</b>	
No utilizada																										
Ajustes								-0,1								0,1					-0,1			-3,6	<b>-3,7</b>	
<b>OFERTA</b>								114,5	19,6	320,1	13,1	3,3	22,4	4,7	3,9	749,1	370,4	17,1	66,9	38,3	10,8	0,1	1,6	561,3	<b>2.317,2</b>	
<b>OFERTA BRUTA</b>	<b>2.168,9</b>	<b>0,4</b>	<b>30,6</b>	<b>907,7</b>	<b>403,5</b>	<b>94,8</b>	<b>3.605,9</b>	115,7	20,4	322,4	13,1	3,5	22,4	4,7	4,3	750,8	371,4	17,1	66,9	38,3	12,1	0,1	1,6	682,2	<b>2.447,0</b>	
<b>CONSUMO NETO TOTAL</b>		<b>0,4</b>	<b>30,6</b>		<b>401,4</b>	<b>35,1</b>	<b>467,5</b>	114,5	15,9	320,1		3,3	22,4	4,7	3,9	732,9	250,8	17,1	66,9	38,3	10,8	0,1	1,6	561,3	<b>2.164,6</b>	
Consumo propio			<b>0,4</b>				<b>0,4</b>	0,6	0,0	0,0			0,0		0,0	1,2	38,4	16,9	0,0	38,3	0,0			9,1	<b>104,9</b>	
<b>CONSUMO FINAL TOTAL</b>		<b>0,4</b>	<b>30,2</b>		<b>401,4</b>	<b>35,1</b>	<b>467,1</b>	113,9	15,9	320,1		3,3	22,4	4,7	3,9	731,7	212,4	0,2	66,9		10,8	0,1	1,6	552,2	<b>2.060,1</b>	
Consumo final no energético		<b>0,0</b>				<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	0,0	0,0	0,3			0,4			0,1			66,9						<b>67,7</b>	
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>		<b>0,4</b>	<b>30,2</b>		<b>401,4</b>	<b>35,0</b>	<b>467,0</b>	113,9	15,9	319,8		3,3	22,0	4,7	3,9	731,6	212,4	0,2			10,8	0,1	1,6	552,2	<b>1.992,4</b>	
Residencial			<b>0,1</b>		<b>301,7</b>		<b>301,8</b>	112,4	2,6				20,4		2,3	3,1	25,3				6,4	1,3	248,9	<b>422,7</b>	<b>724,5</b>	
Comercial/servicios/sector púb.			<b>0,0</b>		<b>3,1</b>		<b>3,1</b>	0,2	1,7				0,2		0,9	31,3	10,3				3,5			148,8	<b>196,9</b>	
Transporte										306,5		3,3		4,7	0,0	517,5	0,3								<b>832,3</b>	
Industrial		<b>0,4</b>	<b>30,1</b>		<b>96,6</b>	<b>35,0</b>	<b>162,1</b>	1,3	11,6	0,2			1,4		0,7	7,3	176,5	0,2			0,9	0,1	0,3	137,1	<b>337,6</b>	
Agro/pesca/minería										10,5						172,4								17,4	<b>200,3</b>	
No identificado										2,6														2,6	<b>2,6</b>	

2005 ktep

ENERGÍA PRIMARIA

ENERGÍA SECUNDARIA

	ENERGÍA PRIMARIA						ENERGÍA SECUNDARIA															SUB TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL		
	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hydroenergía	Leña	Residuos biomasa	SUB TOTAL	Supergás	Propano	Gasolina automot.	Nafta liviana	Gasolina aviación	Queroseno	Turbocombustible	Diésel oil	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No energético	Gas fuel	Gas manufacturado				Coque de carbón	Carbón vegetal
Producción				831,7	444,7	101,6	<b>1.378,0</b>																			
Importación	2.066,7	0,9	89,3				<b>2.156,9</b>																			
Exportación																										
Pérdidas			-10,9				<b>-10,9</b>																			
Variación inventario	100,7						<b>100,7</b>																			
No utilizada				-184,5		-58,0	<b>-242,5</b>																			
Ajustes																										
OFERTA	2.167,4	0,9	78,4	647,2	444,7	43,6	<b>3.382,2</b>																			
Refinerías	-2.167,4						<b>-2.167,4</b>	89,2	10,2	469,4		0,2	9,2	42,7	16,4	809,5	486,8	29,7	12,6	72,6					2.048,5	-118,9
Centrales eléctricas servicio páb.				-647,2			<b>-647,2</b>									-84,0	-165,0							657,1	408,1	-239,1
Centrales eléctricas autoprod.			-0,6		-0,8	-2,0	<b>-3,4</b>									-0,3	-0,3							3,6	3,0	-0,4
Plantas de gas											-0,1										0,0				-0,1	-0,1
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.167,4	-0,6	-647,2	-0,8	-2,0	<b>-2.818,0</b>		89,2	10,2	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	2.459,5	-358,5	
Producción								89,2	10,2	469,4		0,2	9,2	42,7	16,4	809,5	486,8	29,7	12,6	72,6	0,0		660,7	2.709,2		
Importación								0,1	2,4	76,1		2,0				139,6	100,5	0,6	44,1			1,0	0,6	136,3	503,3	
Exportación								-2,0	-4,8	-311,0				-42,2	-13,1	-126,7	-264,8						0,0	-72,3	-837,5	
Pérdidas								-0,2	-0,7	0,0	0,0			0,0			-1,7							-154,1	-157,3	
Variación inventario								2,0	-0,3	-9,6	0,1	0,0	-0,4	1,0	-1,9	-3,4	15,4	23,1	-1,3						24,7	
No utilizada																										
Ajustes								0,1	-0,1				-0,1											-0,4	-0,5	
OFERTA BRUTA	2.167,4	0,9	89,3	831,7	444,7	101,6	<b>3.635,6</b>	89,4	7,2	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	2.241,9	
CONSUMO NETO TOTAL		0,9	77,8	443,9	41,6	<b>564,2</b>		89,4	7,2	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	2.399,2	
Consumo propio			4,3			<b>4,3</b>					0,0					1,3	27,3	29,7		72,6			13,5	144,4		
CONSUMO FINAL TOTAL		0,9	73,5	443,9	41,6	<b>559,9</b>		89,4	7,2	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	1.847,8	
Consumo final no energético		0,0			0,1	<b>0,1</b>		0,0		0,2			0,4			0,2			54,2			0,1		55,1		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,9	73,5	443,9	41,5	<b>559,8</b>		89,4	7,2	224,0		2,2	8,4	1,4	1,4	733,2	143,6	23,7		0,0	0,9	0,6	556,7	1.792,7		
Residencial			11,8	301,7		<b>313,5</b>		88,1	0,6				7,4		0,8	0,1	24,6			0,0		0,6	231,6	353,8		
Comercial/servicios/sector páb.			10,1	3,1		<b>13,2</b>		0,2	2,6				0,1		0,3	25,1	7,3			0,0			158,6	194,2		
Transporte										214,6		2,2		1,4	0,1	529,9								748,2		
Industrial		0,9	51,6	139,1	41,5	<b>233,1</b>		1,1	4,0	0,2			0,9		0,2	8,0	111,7	23,7		0,0	0,9		146,1	296,8		
Agro/pesca/minería										7,4						170,1							20,4	197,9		
No identificado										1,8														1,8		

2010 ktep

## ENERGÍA PRIMARIA

## ENERGÍA SECUNDARIA

	ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA															SUB TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL		
	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hidroenergía	Eólica	Leña	Residuos biomasa	Biocombustibles	Supergás	Propano	Gasolina automot.	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>																			
Importación	1.950,9	1,3	64,4						<b>2.016,6</b>																			
Exportación																												
Pérdidas	-1,8		-0,6						<b>-2,4</b>																			
Variación inventario	-43,7								<b>-43,7</b>																			
No utilizada				-184,2					<b>-184,2</b>																			
Ajustes																												
OFERTA	1.905,4	1,3	63,8	817,2	6,0	531,3	766,7	20,8	<b>4.112,5</b>																			
Refinerías	-1.905,4								<b>-1.905,4</b>	66,0	11,1	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 servicio púb.			-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								71,3	<b>70,4</b>	-21,8
Destilerías de biomasa							-9,0		<b>-9,0</b>													6,7				<b>6,7</b>	-2,3	
Plantas de biodiésel							-11,8		<b>-11,8</b>														9,2			<b>9,2</b>	-2,6	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.905,4	-17,1	-817,2	-6,0	-8,6	-121,1	-20,8	<b>-2.896,2</b>	66,0	11,1	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	
Producción										66,0	11,1	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										48,4	11,1	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										-3,1	-5,4	-188,9	-0,2	-76,6	-1,8	-111,2	-333,6								-61,1	<b>-782,0</b>		
Pérdidas										-1,7	-0,7	-1,3	-0,1	-0,1	-0,5	-0,5	-3,3				-0,1	-0,1			-104,2	<b>-112,6</b>		
Variación inventario										-1,7	0,2	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																												
Ajustes																				0,1		-0,1			-0,1	<b>-0,1</b>		
OFERTA										107,9	16,3	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>	
OFERTA BRUTA	1.907,2	1,3	64,4	1.001,4	6,0	531,3	766,7	20,8	<b>4.299,1</b>	109,6	17,0	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>	
CONSUMO NETO TOTAL		1,3	46,7			522,7	645,6		<b>1.216,3</b>	107,9	16,3	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>	
Consumo propio			1,0						<b>1,0</b>			0,1				0,7	34,3	22,8			58,1					18,2	<b>134,2</b>	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,3	45,7			522,7	645,6		<b>1.215,3</b>	107,9	16,3	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>	
Consumo final no energético		1,3							<b>1,3</b>			0,2		1,3					0,1	62,8							<b>64,4</b>	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			45,7			522,7	645,6		<b>1.214,0</b>	107,9	16,3	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>	
Residencial			17,2			283,5	7,6		<b>308,3</b>	103,9	1,8	0,2		6,7		0,6	4,9	27,3			0,0	0,0			1,5	300,5	<b>447,4</b>	
Comercial/servicios/sector púb.			15,7			23,1			<b>38,8</b>	0,7	5,0	0,6		0,1		0,2	8,3	7,7				0,0	0,1			230,1	<b>252,8</b>	
Transporte												389,6	2,6		1,7	0,5	629,8	0,9				0,9	6,3				<b>1.032,3</b>	
Industrial			12,8			181,1	638,0		<b>831,9</b>	3,3	9,5	0,3				0,1	14,9	103,1	32,5			0,0	0,2	0,3		217,6	<b>381,8</b>	
Agro/pesca/minería						35,0			<b>35,0</b>			5,2					157,6	0,9				0,0	1,3			24,5	<b>189,5</b>	
No identificado												0,0										0,0				<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	



2011 ktep

ENERGÍA PRIMARIA

ENERGÍA SECUNDARIA

	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hydroenergía	Eólica	Leña	Residuos biomasa	Biocombustibles	SUB-TOTAL	Supergás	Propano	Gasolina automot.	Gasolina aviación	Queroseno	Turbocombustible	Diésel oil	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No energético	Gas fuel	Bioetanol	Biodiésel	Coque de carbón	Carbón vegetal	Electricidad	SUB-TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL
Producción				630,4	9,6	560,1	750,0	28,1	1.978,2																				
Importación	1.177,4	1,5	71,5						1.250,4																				
Exportación																													
Pérdidas	-0,4		-0,6						-1,0																				
Variación inventario	170,7								170,7																				
No utilizada				-10,5					-10,5																				
Ajustes			-0,2						-0,2																				
OFERTA	1.347,7	1,5	70,7	619,9	9,6	560,1	750,0	28,1	3.387,6																				
Refinerías	-1.347,7								-1.347,7	62,2	352,7		8,4	51,9	2,8	440,1	297,2	18,6	27,1	43,9							1.304,9	-42,8	
Centrales eléctricas servicio páb.			-19,5	-619,9	-9,6	-1,2	-35,4		-685,6																820,0	188,0	-497,6		
Centrales eléctricas autoprod.						-0,7	-88,8		-89,5								-0,5	-0,8							69,6	68,3	-21,2		
Destilerías de biomasa								-11,2	-11,2													8,2					8,2	-3,0	
Plantas de biodiésel								-16,9	-16,9														15,1				15,1	-1,8	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.347,7		-19,5	-619,9	-9,6	-1,8	-124,2	-28,1	-2.150,8	62,2	352,7		8,4	51,9	2,8	83,5	20,5	18,6	27,1	43,9	8,2	15,1				889,6	1.584,5	-566,3	
Producción										62,2	352,7		8,4	51,9	2,8	440,1	297,2	18,6	27,1	43,9	8,2	15,1				889,6	2.217,8		
Importación										45,8	23,6	172,2	1,5	49,6		899,0	367,1	24,6	28,1					0,3	1,0	41,0	1.653,8		
Exportación										-0,9	-1,7	-49,8	-0,1	-94,9	-1,8	-119,7	-249,4										-1,6	-519,9	
Pérdidas										-2,0	-0,5	-3,4		-0,1	-0,4	-0,3	-0,6	-2,2					-0,1			-110,7	-120,6		
Variación inventario										2,7	-0,9	-31,0	1,0	0,3	-4,5	0,6	-47,1	32,7	11,6	0,2		-0,7	-0,5				-35,6		
No utilizada																													
Ajustes											-0,1					-0,1	-0,1									0,1	-0,2		
OFERTA										107,8	20,4	440,7	2,4	8,6	1,7	1,3	1.171,6	445,3	54,8	55,1	43,9	7,5	14,5	0,3	1,0	818,4	3.195,3		
OFERTA BRUTA	1.348,1	1,5	71,3	630,4	9,6	560,1	750,0	28,1	3.399,1	109,8	20,9	444,1	2,4	8,7	2,1	1,6	1.172,2	447,5	54,8	55,4	43,9	7,5	14,6	0,3	1,0	929,1	3.315,9	4.497,2	
CONSUMO NETO TOTAL		1,5	51,2			558,3	625,8		1.236,8	107,8	20,4	440,7	2,4	8,6	1,7	1,3	815,0	168,6	54,8	55,1	43,9	7,5	14,5	0,3	1,0	818,4	2.562,0	3.798,8	
Consumo propio			1,2						1,2			0,1				2,2	20,7	18,6			43,9				18,1	103,6	104,8		
CONSUMO FINAL TOTAL		1,5	50,0			558,3	625,8		1.235,6	107,8	20,4	440,6	2,4	8,6	1,7	1,3	812,8	147,9	36,2	55,1		7,5	14,5	0,3	1,0	800,3	2.458,4	3.694,0	
Consumo final no energético		1,5				0,0			1,5			0,2		1,4					0,1	55,1							56,8	58,3	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			50,0			558,3	625,8		1.234,1	107,8	20,4	440,4	2,4	7,2	1,7	1,3	812,8	147,9	36,1			7,5	14,5	0,3	1,0	800,3	2.401,6	3.635,7	
Residencial			20,6			283,5	7,6		311,7	103,6	2,0	0,3		7,1		0,4	4,8	19,3			0,0	0,1			1,0	318,2	456,8	768,5	
Comercial/servicios/sector páb.			9,2			23,1			32,3	0,7	5,7	0,7		0,1		0,2	7,8	8,3			0,0	0,1			0,0	237,5	261,1	293,4	
Transporte											433,4	2,4			1,7	0,6	628,6	0,0			7,5	11,5					1.085,7	1.085,7	
Industrial			20,2			216,7	618,2		855,1	3,5	7,8	0,3				0,1	14,1	118,9	36,1		0,0	0,3	0,3		217,2	398,6	1.253,7		
Agro/pesca/minería						35,0			35,0	4,9	5,7						157,5	1,4			0,0	2,5			27,4	199,4	234,4		
No identificado											0,0										0,0						0,0	0,0	

2012 ktep

ENERGÍA PRIMARIA

ENERGÍA SECUNDARIA

	ENERGÍA PRIMARIA								SUB TOTAL	ENERGÍA SECUNDARIA														SUB TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL		
	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hydroenergía	Eólica	Leña	Residuos biomasa	Biocombustibles		Supergás	Propano	Gasolina automot.	Gasolina aviación	Queroseno	Turbocombustible	Diésel oil	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No energético	Gas fuel	Bioetanol	Biodiésel				Coque de carbón	Carbón vegetal
Producción				585,3	9,7	548,9	788,1	35,0	1.967,0																			
Importación	2.072,7	1,9	52,2						2.126,8																			
Exportación																												
Pérdidas	-1,2		-1,8						-3,0																			
Variación inventario	-122,3								-122,3																			
No utilizada				-56,0					-56,0																			
Ajustes								-0,1	-0,1																			
OFERTA	1.949,2	1,9	50,4	529,3	9,7	548,9	788,1	34,9	3.912,4																			
Refinerías	-1.949,2								-1.949,2	82,9	478,4	0,0	9,1	74,7	9,1	744,5	399,4	23,9	44,6	57,2						1.923,8	-25,4	
Centrales eléctricas servicio p.úb.				-1,7	-529,3	-9,6	-5,2	-64,7	-610,5							-475,4	-446,7									836,7	-85,4	-695,9
Centrales eléctricas autoprod.						-0,1	-1,8	-96,6	-98,5							-0,5	-0,2									74,5	73,8	-24,7
Destilerías de biomasa								-13,9	-13,9												10,2					10,2	-3,7	
Plantas de biodiésel								-21,0	-21,0													17,1				17,1	-3,9	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.949,2		-1,7	-529,3	-9,7	-7,0	-161,3	-34,9	-2.693,1	82,9	478,4	0,0	9,1	74,7	9,1	268,6	-47,5	23,9	44,6	57,2	10,2	17,1			911,2	1.939,5	-753,6	
Producción										82,9	478,4	0,0	9,1	74,7	9,1	744,5	399,4	23,9	44,6	57,2	10,2	17,1			911,2	2.862,3		
Importación										25,9	27,4	85,3	3,3	22,1		678,3	397,1	32,1	22,6				0,2	1,4	63,8	1.359,5		
Exportación												-85,0	-0,1	-94,8	-4,8	-122,8	-153,9							0,0	-16,7	-478,4		
Pérdidas										-2,2	-0,9	-2,3	-0,1	-0,3	-0,2	-2,8	-2,4								-111,1	-122,6		
Variación inventario										-0,6	0,9	2,3	-0,2	-0,7	0,6	-3,5	-37,5	-25,5	4,0	-2,2		2,7	-0,3			-60,0		
No utilizada																												
Ajustes										0,1						-0,1									0,9	0,9		
OFERTA										106,1	27,4	478,7	2,9	8,1	2,4	0,7	1.259,7	614,7	60,1	64,6	57,2	12,6	16,8	0,2	1,4	848,1	3.561,7	
OFERTA BRUTA	1.950,4	1,9	52,2	585,3	9,7	548,9	788,0	34,9	3.971,3	108,3	28,3	481,0	3,0	8,4	2,6	0,7	1.262,5	617,1	60,1	64,7	57,2	12,8	16,8	0,2	1,4	959,2	3.684,3	4.793,4
CONSUMO NETO TOTAL		1,9	48,7			541,9	626,8		1.219,3	106,1	27,4	478,7	2,9	8,1	2,4	0,7	783,8	167,8	60,1	64,6	57,2	12,6	16,8	0,2	1,4	848,1	2.638,9	3.858,2
Consumo propio			1,8						1,8			0,1				1,6	28,6	23,9		57,2					24,3	135,8	137,6	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,9	46,9			541,9	626,8		1.217,5	106,1	27,4	478,6	2,9	8,1	2,4	0,6	782,2	139,2	36,2	64,6	12,6	16,8	0,2	1,4	823,8	2.503,1	3.720,6	
Consumo final no energético		1,9							1,9			0,2	1,4					0,1	64,6							66,3	68,2	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			46,9			541,9	626,8		1.215,6	106,1	27,4	478,4	2,9	6,7	2,4	0,6	782,2	139,2	36,1		12,6	16,8	0,2	1,4	823,8	2.436,8	3.652,4	
Residencial			21,0			283,5	7,6		312,1	102,1	2,2	0,3				6,6	0,3	4,7	15,6		0,0	0,1		1,4	331,7	465,0	777,1	
Comercial/servicios/sector p.úb.			8,1			23,1			31,2	0,5	6,8	0,8				0,1	0,2	6,9	8,3		0,0	0,2		0,0	250,4	274,2	305,4	
Transporte											470,7	2,9				2,4	0,1	607,1	0,2						12,5	13,4	1.109,3	
Industrial			17,8			200,3	619,2		837,3	3,5	11,1	0,2					0,0	15,5	114,2	36,1		0,0	0,3	0,2	213,0	394,1	1.231,4	
Agro/pesca/minería						35,0			35,0		7,3	6,2						148,0	0,9						28,7	194,0	229,0	
No identificado											0,2										0,0				0,2		0,2	

# 2013 ktep

## ENERGÍA PRIMARIA

## ENERGÍA SECUNDARIA

	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hydroenergía	Eólica	Leña	Residuos biomasa	Biocombustibles	SUB TOTAL	Supergás	Propano	Gasolina automot.	Gasolina aviación	Queroseno	Turbocombustible	Diésel loil	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No energético	Gas fuel	Boetanol	Biodiésel	Coque de carbón	Carbón vegetal	Electricidad	SUB TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL
Producción				837,9	12,4	558,4	862,5	56,2	<b>2.327,4</b>																				
Importación	1.929,3	2,2	48,8						<b>1.980,3</b>																				
Exportación																													
Pérdidas	-2,0		-1,2						<b>-3,2</b>																				
Variación inventario	170,6								<b>170,6</b>																				
No utilizada				-39,6					<b>-39,6</b>																				
Ajustes			-0,1						<b>-0,1</b>																				
OFERTA	2.097,9	2,2	47,5	798,3	12,4	558,4	862,5	56,2	<b>4.435,4</b>																				
Refinerías	-2.097,9								<b>-2.097,9</b>	90,9	8,5	538,3		7,6	73,7		828,0	360,0	26,0	64,7	76,7							<b>2.074,4</b>	-23,5
Centrales eléctricas servicio púb.			-0,2	-798,3	-12,0	-6,3	-70,5		<b>-887,3</b>																	922,7	<b>465,6</b>	-421,7	
Centrales eléctricas autoprod.					-0,4	-3,6	-101,3		<b>-105,3</b>																	79,8	<b>79,0</b>	-26,3	
Destilerías de biomasa								-21,1	<b>-21,1</b>													14,4					<b>14,4</b>	-6,7	
Plantas de biodiésel								-35,1	<b>-35,1</b>															29,3			<b>29,3</b>	-5,8	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.097,9	-0,2	-798,3	-12,4	-9,9	-171,8	-56,2	<b>-3.146,7</b>	<b>-3.146,7</b>	90,9	8,5	538,3		7,6	73,7		591,3	138,8	26,0	64,7	76,7	14,4	29,3			1.002,5	<b>2.662,7</b>	-484,0	
Producción										90,9	8,5	538,3		7,6	73,7		828,0	360,0	26,0	64,7	76,7	14,4	29,3			1.002,5	<b>3.120,6</b>		
Importación										21,3	27,7	15,7	3,1				324,9	171,7	24,6	25,7				0,2	1,4		<b>616,3</b>		
Exportación												-23,3																<b>-41,3</b>	
Búnker internacional													-0,1		-72,4		-110,3	-118,8										<b>-301,6</b>	
Pérdidas										-0,7	-1,0	-2,4	-0,1	-0,1	-1,1	-0,2	-0,5	-2,5		-0,2	-2,8	-0,4	-0,1			-110,2	<b>-122,3</b>		
Variación inventario										-1,5	-0,2	-17,8		0,3	2,7	0,2	0,0	11,1	11,5	0,0		1,8	-1,3				<b>6,8</b>		
No utilizada																						-8,4						<b>-8,4</b>	
Ajustes											0,1												0,1			0,6	<b>0,7</b>		
OFERTA										110,0	35,1	510,5	2,9	7,8	2,9	0,0	1.042,1	421,5	62,0	90,0	65,5	15,8	28,0	0,2	1,4	875,1	<b>3.270,8</b>		
OFERTA BRUTA	2.099,9	2,2	48,7	837,9	12,4	558,4	862,5	56,2	<b>4.478,2</b>	110,7	36,1	512,9	3,0	7,9	4,0	0,0	1.042,6	424,0	62,0	90,2	76,7	16,2	28,1	0,2	1,4	985,3	<b>3.401,3</b>		
CONSUMO NETO TOTAL		2,2	47,3			548,5	690,7		<b>1.288,7</b>	110,0	35,1	510,5	2,9	7,8	2,9	0,0	805,4	200,3	62,0	90,0	65,5	15,8	28,0	0,2	1,4	875,1	<b>2.812,9</b>	<b>4.759,1</b>	
Consumo propio			0,7						<b>0,7</b>			0,1					3,7	34,0	26,0		65,5					27,9	<b>157,2</b>	<b>157,9</b>	
CONSUMO FINAL TOTAL		2,2	46,6			548,5	690,7		<b>1.288,0</b>	110,0	35,1	510,4	2,9	7,8	2,9	0,0	801,7	166,3	36,0	90,0		15,8	28,0	0,2	1,4	847,2	<b>2.655,7</b>	<b>3.943,7</b>	
Consumo final no energético		2,2							<b>2,2</b>			0,1							0,2	0,0	90,0						<b>91,7</b>	<b>93,9</b>	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			46,6			548,5	690,7		<b>1.285,8</b>	110,0	35,1	510,3	2,9	6,4	2,9	0,0	801,7	166,1	36,0			15,8	28,0	0,2	1,4	847,2	<b>2.564,0</b>	<b>3.849,8</b>	
Residencial			22,6			283,5	7,6		<b>313,7</b>	108,2	2,5	0,3		6,3		0,0	4,7	15,4				0,0	0,2		1,4	340,5	<b>479,5</b>	<b>793,2</b>	
Comercial/servicios/sector púb.			10,7			22,1			<b>32,8</b>	0,3	7,6	0,8		0,1		0,0	6,9	8,1				0,0	0,2		0,0	254,0	<b>278,0</b>	<b>310,8</b>	
Transporte											502,2	2,9			2,9		628,1	0,6				15,6	22,4				<b>1.174,7</b>	<b>1.174,7</b>	
Industrial			13,3			207,9	683,1		<b>904,3</b>	1,5	15,6	0,2				0,0	15,2	141,1	36,0			0,0	0,5	0,2	226,0	<b>436,3</b>	<b>1.340,6</b>		
Agro/pesca/minería						35,0			<b>35,0</b>		9,4	6,6					146,8	0,9				0,2	4,7		26,7	<b>195,3</b>	<b>230,3</b>		
No identificado												0,2										0,0					<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	

ANEXO II / ANNEX II. MATRICES

APERTURA SECTORIAL	ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA																					
	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hidroenergía	Eólica	Leña	Residuos biomasa	Biocombustibles	SUB TOTAL	Supergás	Propano	Gasolina automot.	Gasolina aviación	Queroseno	Turbocombustible	Diésel oil	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No Energético	Gas Fuel	Bioetanol	Biodiésel	Coque de carbón	Carbón vegetal	Electricidad	SUB TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL	
<b>2013</b> ktep																														
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	46,6		548,5	690,7				<b>1.285,8</b>	110,0	35,1	510,3	2,9	6,4	2,9	0,0	801,7	166,1	36,0			15,8	28,0	0,2	1,4	847,2	<b>2.564,0</b>		<b>3.849,8</b>		
RESIDENCIAL	22,6		283,5	7,6				<b>313,7</b>	108,2	2,5	0,3		6,3		0,0	4,7	15,4				0,0	0,2		1,4	340,5	<b>479,5</b>		<b>793,2</b>		
Montevideo	20,5			55,5				<b>76,0</b>					2,0												144,6					
Interior	2,1		228,0	7,6				<b>237,7</b>					4,3												195,9					
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚB.	10,7		22,1					<b>32,8</b>	0,3	7,6	0,8		0,1		0,0	6,9	8,1				0,0	0,2		0,0	254,0	<b>278,0</b>		<b>310,8</b>		
Alumbrado público																									23,0					
Adm. pública y defensa			2,1					<b>2,1</b>								2,6	1,6								17,8					
Electricidad, gas y agua			0,1					<b>0,1</b>								0,0	0,1								21,9					
Resto	10,7		19,9					<b>30,6</b>								4,3	6,4							0,0	191,3					
TRANSPORTE											502,2	2,9		2,9		628,1	0,6				15,6	22,4				<b>1.174,7</b>		<b>1.174,7</b>		
Carretero											502,2					614,4					15,6	22,3				<b>1.154,5</b>		<b>1.154,5</b>		
Ferrovionario																2,6							0,1				<b>2,7</b>		<b>2,7</b>	
Aéreo												2,9		2,9													<b>5,8</b>		<b>5,8</b>	
Marítimo y fluvial																11,1	0,6									<b>11,7</b>		<b>11,7</b>		
INDUSTRIAL	13,3		207,9	683,1				<b>904,3</b>	1,5	15,6	0,2				0,0	15,2	141,1	36,0			0,0	0,5	0,2	226,0	<b>436,3</b>		<b>1.340,6</b>			
Frigoríficos	0,8		47,6	0,0				<b>48,4</b>	0,1	0,4						1,2	6,9								24,3					
Lácteos			33,0					<b>33,0</b>	0,0	0,6						0,5	20,5								9,8					
Molinos			16,7	5,6				<b>22,3</b>	0,1	0,1						0,4									8,6					
Otras alimenticias	5,6		18,9	88,3				<b>112,8</b>	0,7	3,8						1,6	1,4								15,3					
Bebidas y tabaco	0,2		17,5	4,4				<b>22,1</b>	0,0	0,3						0,3	4,5								8,1					
Textiles	0,3		5,9					<b>6,2</b>	0,0	0,1						0,8	1,6								3,6					
Cuero	1,9		10,1					<b>12,0</b>	0,0	0,0						0,4	1,0								4,9					
Madera			1,8	61,2				<b>63,0</b>	0,0	0,4						2,4									8,6					
Papel y celulosa	1,2		38,8	517,2				<b>557,2</b>	0,2	2,6						0,3	60,9								83,8					
Química, caucho y plástico	0,7		6,1					<b>6,8</b>	0,1	3,0						0,8	6,4								33,0					
Cemento	2,2		7,9	6,2				<b>16,3</b>	0,0	0,0						1,5	26,9	36,0							8,3					
Otras manufactureras y construc.	0,4		3,6	0,2				<b>4,2</b>	0,3	4,3						5,0	11,0						0,2		17,7					
AGRO/PESCA/MINERÍA			35,0					<b>35,0</b>	9,4	6,6						146,8	0,9				0,2	4,7			26,7	<b>195,3</b>		<b>230,3</b>		
Agro y minería			35,0					<b>35,0</b>	9,4	3,3						129,8							4,7		26,2					
Pesca											3,3					17,0	0,9								0,5					
NO IDENTIFICADO											0,2										0,0					<b>0,2</b>		<b>0,2</b>		

2014 ktep

ENERGÍA PRIMARIA

ENERGÍA SECUNDARIA

	ENERGÍA PRIMARIA									ENERGÍA SECUNDARIA														SUBTOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL										
	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hidroenergía	Eólica	Solar	Leña	Residuos biomasa	Bio combustibles	SUBTOTAL	Superpés	Propano	Gasolina automot.	Gasolina aviación	Queroseno	Turbocombustible	Diésel oil	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No energético	Gas fuel	Bioetanol				Biodiésel	Coque de carbón	Carbón vegetal	Electricidad	SUBTOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL			
Producción				1.273,6	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	<b>3.078,3</b>																										
Importación	1.913,1	1,7	45,0																																	
Exportación																																				
Pérdidas	-7,8		0,0																																	
Variación inventario	75,4																																			
No utilizada				-308,7																																
Ajustes				-0,1																																
OFERTA	1.980,7	1,7	44,9	964,9	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	<b>4.796,9</b>																										
Refinerías	-1.980,7										83,7	3,9	483,1		6,8	86,5		773,7	344,5	25,9	47,0	66,0										1.921,1	-59,6			
Centrales eléctricas servicio púb.				-0,2	-964,9	-62,6	-0,2	0,0	-88,4	-1.116,3									-68,8	-102,1													1.008,6	<b>837,7</b>	-278,6	
Centrales eléctricas autoprod.					-0,4	-0,1	-2,0	-137,7	-140,2										-0,5	-4,5													110,1	<b>105,1</b>	-35,1	
Destilerías de biomasa									-29,5	-29,5														21,6										21,6	-7,9	
Plantas de biodiésel									-43,7	-43,7																37,6									37,6	-6,1
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.980,7		-0,2	-964,9	-63,0	-0,3	-2,0	-226,1	-73,2	<b>-3.310,4</b>	83,7	3,9	483,1		6,8	86,5		704,4	237,9	25,9	47,0	66,0	21,6	37,6								1.118,7	<b>2.923,1</b>	-387,3		
Producción											83,7	3,9	483,1		6,8	86,5		773,7	344,5	25,9	47,0	66,0	21,6	37,6								1.118,7	<b>3.099,0</b>			
Importación											18,8	29,4	52,7	3,1				201,8	102,8	75,7	26,1					0,1	1,6							512,1		
Exportación																																				
Búnker internacional															-0,5	-80,6		-110,7	-102,3															-294,1		
Pérdidas												-0,7	0,0	0,0	-0,1	-0,7	-0,4		-3,5	-0,3	-0,6	-0,4											-107,7	-114,4		
Variación inventario											1,6	0,1	28,8	-0,1	0,0	-2,9	0,4	-27,1	-9,4	-30,8	-2,1		-3,5	-2,4										-47,4		
No utilizada																																				
Ajustes																																				
OFERTA												0,1																								
OFERTA BRUTA	1.988,5	1,7	44,9	1.273,6	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	<b>5.113,4</b>	104,1	32,8	541,0	2,5	6,7	2,2		837,7	332,1	70,8	70,4	60,5	17,6	35,2	0,1	1,6	902,4						3.017,7			
CONSUMO NETO TOTAL	1,7	44,7		2,6	536,6	900,9		<b>1.486,5</b>	104,1	32,8	541,0	2,5	6,7	2,2			768,4	225,5	70,8	70,4	60,5	17,6	35,2	0,1	1,6	902,4						2.841,8	<b>4.328,3</b>			
Consumo propio			1,9			0,1		<b>2,0</b>	1,1			0,1						1,6	43,1	25,9		60,5											31,1	163,4		
CONSUMO FINAL TOTAL		1,7	42,8			2,5	536,6	900,9		<b>1.484,5</b>	103,0	32,8	540,9	2,5	6,7	2,2		766,8	182,4	44,9	70,4		17,6	35,2	0,1	1,6	871,3						2.678,4	<b>4.162,9</b>		
Consumo final no energético		1,7								<b>1,7</b>																									73,2	74,9
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			42,8			2,5	536,6	900,9		<b>1.482,8</b>	103,0	32,8	540,8	2,5	5,2	2,2		766,8	182,2	43,9			17,6	35,2	0,1	1,6	871,3						2.605,2	<b>4.088,0</b>		
Residencial			20,3			2,1	283,5	7,6		<b>313,5</b>	100,1	2,2	0,3					4,6	12,4				0,0	0,2		1,6	346,3						472,8	<b>786,3</b>		
Comercial/servicios/sector púb.			10,3			0,4	22,1			<b>32,8</b>	0,3	5,9	0,9					6,9	6,7				0,0	0,3		0,0	251,5						272,6	<b>305,4</b>		
Transporte																																				
Industrial				12,2			0,0	196,0	893,3		<b>1.101,5</b>	2,6	15,6	0,2					16,8	160,8	43,9			0,0	0,8	0,1	249,9						490,7	<b>1.592,2</b>		
Agro/pesca/minería								35,0			<b>35,0</b>		9,1	5,4					141,4	1,0				0,1	5,9		23,6						186,5	<b>221,5</b>		
No identificado															0,3																				0,3	

APERTURA SECTORIAL	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA										SUB TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL							
	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hydroenergía	Eólica	Solar	Leña	Residuos biomasa	Biocombustibles	SUB TOTAL	Supergás	Propano	Gasolina automot.	Gasolina aviación	Queroseno	Turbocombustible	Diésel oil	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo				No energético	Gas fuel	Bioetanol	Biodiésel	Coque de carbón	Carbón vegetal	Electricidad
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			42,8			2,5	536,6	900,9	<b>1.482,8</b>	103,0	32,8	540,8	2,5	5,2	2,2		766,8	182,2	43,9				17,6	35,2	0,1	1,6	871,3	<b>2.605,2</b>		<b>4.088,0</b>
RESIDENCIAL			20,3			2,1	283,5	7,6	<b>313,5</b>	100,1	2,2	0,3		5,1			4,6	12,4					0,0	0,2		1,6	346,3	<b>472,8</b>		<b>786,3</b>
Montevideo			18,4				55,5							1,5													145,6			
Interior			1,9				228,0	7,6						3,6													200,7			
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚB.			10,3			0,4	22,1		<b>32,8</b>	0,3	5,9	0,9		0,1			6,9	6,7					0,0	0,3	0,0	251,5	<b>272,6</b>		<b>305,4</b>	
Alumbrado público																										22,2				
Adm. pública y defensa							2,1				0,5						2,9	1,4								17,6				
Electricidad, gas y agua							0,1				0,0						0,0	0,1								19,8				
Resto			10,3				19,9				5,4						4,0	5,2							0,0	191,9				
TRANSPORTE											533,7	2,5			2,2		597,1	1,3					17,5	28,0			1.182,3		<b>1.182,3</b>	
Carretero											533,7						583,4						17,5	27,9			1.162,5		<b>1.162,5</b>	
Ferrovionario																	2,2							0,1		2,3		<b>2,3</b>		
Aéreo											2,5			2,2													4,7		<b>4,7</b>	
Marítimo y fluvial																	11,5	1,3								12,8		<b>12,8</b>		
INDUSTRIAL			12,2			0,0	196,0	893,3	<b>1.101,5</b>	2,6	15,6	0,2					16,8	160,8	43,9				0,0	0,8	0,1	249,9	<b>490,7</b>		<b>1.592,2</b>	
Frigoríficos			0,1				52,8	3,6	<b>56,5</b>	0,1	0,5						0,7	7,2								24,1				
Lácteos			0,1				26,5		<b>26,6</b>	0,0	0,7						0,5	20,5								10,1				
Molinos							17,9	32,6	<b>50,5</b>	0,2	0,1						0,4									8,4				
Otras alimenticias			5,6				22,1	45,8	<b>73,5</b>	0,8	4,2						1,7	2,2								20,8				
Bebidas y tabaco			0,2				23,0	4,4	<b>27,6</b>	0,2	0,4						0,4	4,0								13,1				
Textiles			0,2				4,7		<b>4,9</b>	0,0	0,1						0,3	2,3								4,1				
Cuero			0,9				7,9		<b>8,8</b>	0,0	0,0						0,3	0,9								3,6				
Madera							2,0	33,4	<b>95,4</b>	0,0	0,3						2,3									8,5				
Papel y celulosa			0,9				25,0	709,4	<b>735,3</b>	0,2	1,9						1,4	95,0								75,5				
Química, caucho y plástico			1,4				4,3	0,0	<b>5,7</b>	0,2	2,0						0,9	6,8								49,1				
Cemento			2,0				5,7	3,4	<b>11,1</b>	0,0	0,0						1,4	12,8	43,9							8,5				
Otras manufactureras y construc.			0,8				4,1	0,7	<b>5,6</b>	0,9	5,4						6,5	9,1						0,1		24,1				
AGRO/PESCA/MINERÍA							35,0		<b>35,0</b>		9,1	5,4					141,4	1,0					0,1	5,9		23,6	<b>186,5</b>		<b>221,5</b>	
Agro y minería							35,0		<b>35,0</b>		9,1	3,5					124,1						5,9			23,1				
Pesca											1,9						17,3	1,0								0,5				
NO IDENTIFICADO											0,3												0,0				<b>0,3</b>		<b>0,3</b>	

2015 ktep

	ENERGÍA PRIMARIA									SUB TOTAL	ENERGÍA SECUNDARIA													SUB TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL	
	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hydroenergía	Eólica	Solar	Leña	Residuos biomasa	Biocombustibles		Supergás	Propano	Gasolina automot.	Gasolina aviación	Queroseno	Turbocombustible	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No energético	Gas fuel	Biometano	Biodiésel				Coque de carbón
Producción				1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	<b>3.388,3</b>																	
Importación	2.037,6	2,3	45,8							<b>2.085,7</b>																	
Exportación																											
Pérdidas	-1,5		0,0							<b>-1,5</b>																	
Variación inventario	-117,5									<b>-117,5</b>																	
No utilizada				-310,6						<b>-310,6</b>																	
Ajustes	0,1		-0,1																								
OFERTA	1.918,7	2,3	45,7	814,0	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	<b>5.044,4</b>																	
Refinerías	-1.918,7									<b>-1.918,7</b>	87,3	0,3	492,9		6,1	97,3	760,7	304,6	29,9	50,8	67,3					<b>1.897,2</b>	-21,5
Centrales eléctricas servicio páb.			0,0	-814,0	-177,0	-4,0	-2,7	-107,3		<b>-1.105,0</b>							-178,3	-45,4							1.043,0	<b>819,3</b>	-285,7
Centrales eléctricas autoprod.				-0,6	-0,2	-2,1	-176,5			<b>-179,4</b>							-0,6	-2,1							137,9	<b>135,2</b>	-44,2
Destilerías de biomasa									-55,1	<b>-55,1</b>												36,2				<b>36,2</b>	-18,9
Plantas de biodiésel									-60,2	<b>-60,2</b>													47,8			<b>47,8</b>	-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	<b>-3.318,4</b>	87,3	0,3	492,9		6,1	97,3	581,8	257,1	29,9	50,8	67,3	36,2	47,8		1.180,9	<b>2.935,7</b>	-382,7
Producción											87,3	0,3	492,9		6,1	97,3	760,7	304,6	29,9	50,8	67,3	36,2	47,8		1.180,9	<b>3.162,1</b>	
Importación											19,0	24,7	55,9	3,0			254,0	8,1	53,2	24,5			0,1	1,5	0,2	<b>444,2</b>	
Exportación																			-0,2		-0,1	-0,1			-113,6	<b>-114,0</b>	
Búnker internacional															-0,1		-95,3	-95,3	-81,3							<b>-272,0</b>	
Pérdidas											-0,6	-0,4	-0,2	-0,1	-0,2	-0,3	-4,1	-7,0		-0,2		-0,6			-128,1	<b>-141,8</b>	
Variación inventario											-0,1	0,6	9,4	-0,4	0,2	0,9	17,3	36,9	-5,6	0,4		-4,6	0,0			<b>55,0</b>	
No utilizada																						-4,1				<b>-4,1</b>	
Ajustes												0,1	0,2	0,1		0,1	0,1					0,1	0,1		-0,1	<b>0,7</b>	
OFERTA											105,6	25,3	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	<b>3.130,1</b>
OFERTA BRUTA	1.920,2	2,3	45,7	1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	<b>5.356,5</b>	106,2	25,7	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	<b>3.276,0</b>
CONSUMO NETO TOTAL		2,3	45,7			2,9	517,5	1.157,6		<b>1.726,0</b>	105,6	25,3	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	<b>2.903,7</b>
Consumo propio			2,0			0,1				<b>2,1</b>	0,8		0,1			1,9	37,3	29,9	0,0	63,2					33,1	<b>166,3</b>	
CONSUMO FINAL TOTAL		2,3	43,7			2,8	517,5	1.157,6		<b>1.723,9</b>	104,8	25,3	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	<b>2.737,4</b>
Consumo final no energético		2,3								<b>2,3</b>			0,1			1,7		0,7	0,6	75,3						<b>78,4</b>	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			43,7			2,8	517,5	1.157,6		<b>1.721,6</b>	104,8	25,3	558,0	2,5	4,4	2,7	751,9	175,8	47,0		31,0	47,8	0,1	1,5	906,2	<b>2.659,0</b>	
Residencial			21,2			2,4	283,5	7,6		<b>314,7</b>	99,6	2,0	0,3		4,3	4,5	12,0			0,0	0,3		1,5	357,0	<b>481,5</b>		
Comercial/servicios/sector páb.			10,8			0,4	22,1			<b>33,3</b>	0,3	5,5	0,9		0,1	5,8	6,6			0,0	0,4	0,0	0,0	246,3	<b>265,9</b>		
Transporte												550,7	2,5			2,7	590,9	0,8				30,8	38,1			<b>1.216,5</b>	
Industrial			11,7			0,0	176,9	1.150,0		<b>1.338,6</b>	4,9	12,4	0,3			14,9	154,8	47,0			0,0	1,0	0,1		279,5	<b>514,9</b>	
Agro/pesca/minería							35,0			<b>35,0</b>		5,4	5,8				135,8	1,6				0,2	8,0		23,4	<b>180,2</b>	
No identificado																											

APERTURA SECTORIAL	ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA													SUB TOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL				
	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hydroenergía	Eólica	Solar	Leña	Residuos biomasa	Biocombustibles	Supergás	Propano	Gasolina automot.	Gasolina aviación	Queiroso	Turbocombustible	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No energético	Gas fuel	Bioetanol				Biodiésel	Coque de carbón	Carbón vegetal	Electricidad
<b>2015</b> ktep																												
<b>CONSUMO FINAL ENERGÉTICO</b>			43,7		2,8	517,5	1.157,6		<b>1.721,6</b>	104,8	25,3	558,0	2,5	4,4	2,7	751,9	175,8	47,0				31,0	47,8	0,1	1,5	906,2	<b>2.659,0</b>	<b>4.380,6</b>
<b>RESIDENCIAL</b>			21,2		2,4	283,5	7,6		<b>314,7</b>	99,6	2,0	0,3			4,3	4,5	12,0					0,0	0,3		1,5	357,0	<b>481,5</b>	<b>796,2</b>
Montevideo			19,2			55,5									1,3											148,7		
Interior			2,0			228,0	7,6								3,0											208,3		
<b>COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚB.</b>			10,8		0,4	22,1			<b>33,3</b>	0,3	5,5	0,9		0,1		5,8	6,6					0,0	0,4		0,0	246,3	<b>265,9</b>	<b>299,2</b>
Alumbrado público																										21,9		
Adm. pública y defensa						2,1					0,5					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					5,0					4,1	5,1								0,0	198,6		
<b>TRANSPORTE</b>											550,7	2,5		2,7	590,9	0,8						30,8	38,1			1.216,5	<b>1.216,5</b>	<b>1.216,5</b>
Carretero											550,7				573,1							30,8	38,0			1.192,6	<b>1.192,6</b>	<b>1.192,6</b>
Ferrovionario															1,7								0,1			1,8		<b>1,8</b>
Aéreo												2,5		2,7												5,2		<b>5,2</b>
Marítimo y fluvial															16,1	0,8										16,9		<b>16,9</b>
<b>INDUSTRIAL</b>			11,7		0,0	176,9	1.150,0		<b>1.338,6</b>	4,9	12,4	0,3			14,9	154,8	47,0				0,0	1,0	0,1		279,5	<b>514,9</b>	<b>1.853,5</b>	
Frigoríficos			0,2			42,0	1,4		<b>43,6</b>	0,3	0,4				0,7	5,7										23,8		
Lácteos			0,9			24,6			<b>25,5</b>	0,1	0,8				0,4	17,2										13,9		
Molinos			0,0			17,4	33,8		<b>51,2</b>	0,3	0,1				0,3											9,3		
Otras alimenticias			4,7			27,3	40,4		<b>72,4</b>	1,8	3,9				2,4	2,3										18,3		
Bebidas y tabaco			0,1			16,3	4,4		<b>20,8</b>	0,2	0,4				0,3	3,8										8,9		
Textiles			0,2			4,6			<b>4,8</b>	0,0	0,1				0,2	1,5										3,5		
Cuero			0,6			7,1			<b>7,7</b>	0,0	0,0				0,2	0,7										3,8		
Madera			0,0			0,4	84,1		<b>84,5</b>	0,0	0,2				1,2											8,5		
Papel y celulosa			1,0			26,7	979,6		<b>1.007,3</b>	0,6	2,0				1,6	90,9										94,6		
Química, caucho y plástico			1,1			4,4	0,0		<b>5,5</b>	0,3	0,6				0,7	6,4										66,9		
Cemento			2,5			5,0	4,9		<b>12,4</b>	0,0					1,3	19,0	47,0									9,9		
Otras manufactureras y construc.			0,4			1,1	1,4		<b>2,9</b>	1,3	3,9				5,6	7,3							0,1			18,1		
<b>AGRO/PESCA/MINERÍA</b>						35,0			<b>35,0</b>	5,4	5,8				135,8	1,6					0,2	8,0			23,4	<b>180,2</b>	<b>215,2</b>	
Agro y minería						35,0			<b>35,0</b>	5,4	3,7				121,6	0,7						8,0			22,9			
Pesca											2,1				14,2	0,9									0,5			
<b>NO IDENTIFICADO</b>																												

















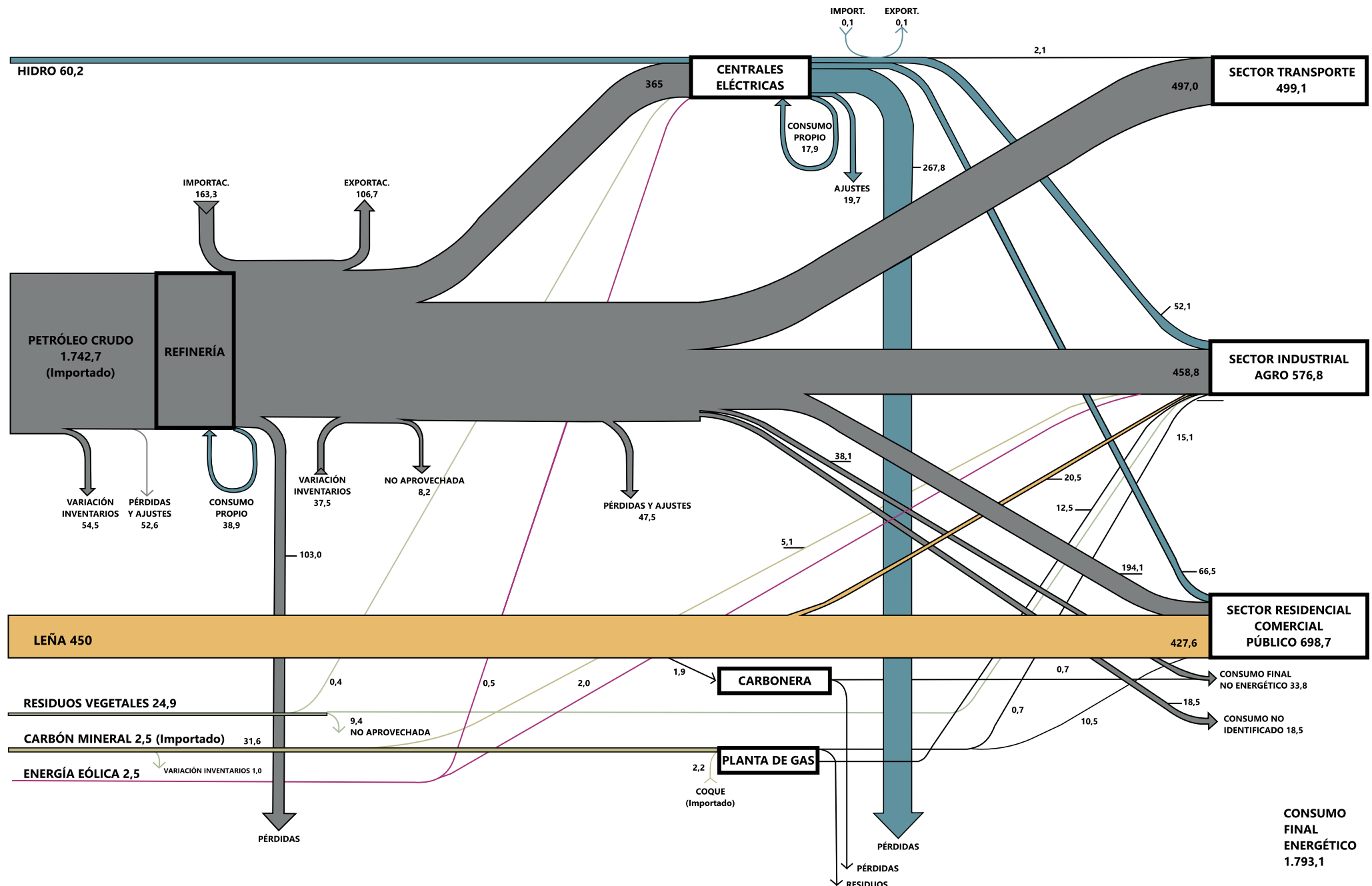
APERTURA SECTORIAL		ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA											Pérdidas transformación		TOTAL						
2019 ktep	Petróleo	Carbón mineral	Gas natural	Hidroenergía	Eólica	Solar	Leña	Residuos biomasa	Biocombustibles	SUBTOTAL	Supergás	Propano	Gasolina automot.	Gasolina aviación	Queroseno	Turbocombustible	Gasoil	Fueloil	Coque de petróleo	No energético	Gas fuel	Biometanol	Biodiésel	Carbón vegetal	Electricidad	SUBTOTAL	Pérdidas transformación	TOTAL	
	CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			49,7			4,8	520,7	1.287,4		<b>1.862,6</b>	112,9	27,8	616,9	1,8	3,3	2,5	779,2	154,3	83,0				39,6	40,7	2,7	973,1	<b>2.837,8</b>	
RESIDENCIAL			22,2			4,0	283,5	7,6		<b>317,3</b>	107,2	2,2	0,4		3,2		4,6	9,7				0,0	0,2	2,7	397,6	<b>527,8</b>		<b>845,1</b>	
Montevideo interior			20,2				55,5								0,9										161,1				
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚB.			2,0				228,0	7,6							2,3										236,5				
Alumbrado público			10,0			0,7	22,1			<b>32,8</b>	0,3	6,9	1,1		0,1		4,9	8,9				0,1	0,3	0,0	252,1	<b>274,7</b>		<b>307,5</b>	
Adm. pública y defensa							2,1					0,7					0,9	1,3							17,6				
Electricidad, gas y agua							0,1					0,0					0,0	0,1							10,2				
Resto			10,0				19,9					6,2					4,0	7,5						0,0	204,0				
TRANSPORTE												608,4	1,0		2,1	611,3						39,1	32,5		0,1	<b>1.294,5</b>		<b>1.294,5</b>	
Carretero												608,4				598,5						39,1	32,5		0,1	<b>1.278,6</b>		<b>1.278,6</b>	
Ferrovionario																0,7							0,0						<b>0,7</b>
Aéreo													1,0		2,1														<b>3,1</b>
Marítimo y fluvial																12,1										<b>12,1</b>		<b>12,1</b>	
INDUSTRIAL			17,5			0,1	180,1	1.279,8		<b>1.477,5</b>	5,4	10,5	0,5			16,5	135,5	83,0			0,0	0,9			300,7	<b>553,0</b>		<b>2.030,5</b>	
Frigoríficos			0,2				39,1	5,1			0,2	0,5				1,3	3,5												
Lácteos			0,0				20,9				0,6	2,3				0,2	17,0												
Molinos			0,0				16,9	30,8			0,3	0,1				0,7													9,7
Otras alimenticias			5,7				28,4	26,3			1,4	3,5				3,6	1,6												19,5
Bebidas y tabaco			0,1				11,9	12,5			0,8	0,8				0,3	0,6												10,7
Textiles			0,1				9,8				0,0	0,0				0,3	0,5												2,6
Cuero			0,6				8,9				0,0	0,0				0,3	0,2												3,5
Madera			0,0				2,2	116,1			0,0	0,5				2,7													14,3
Papel y celulosa			2,1				16,2	1.076,8			0,1	0,2				1,2	100,0												101,5
Química, caucho y plástico			0,9				22,6	9,5			0,9	1,0				1,0	3,6												69,3
Cemento			1,7				2,1	2,7			0,2					1,2	0,7	83,0											10,1
Otras manufactureras y construcción			6,1				1,1	0,0			0,9	1,6				3,7	7,8												18,3
AGRO/PESCA/MINERÍA							35,0			<b>35,0</b>	8,2	6,5	0,8		0,4	141,9	0,2				0,4	6,8			22,6	<b>187,8</b>		<b>222,8</b>	
Agro y minería							35,0			<b>35,0</b>	8,2	4,3	0,8		0,4	126,1	0,2					6,8			22,1				
Pesca												2,2				15,8													0,5
NO IDENTIFICADO																													





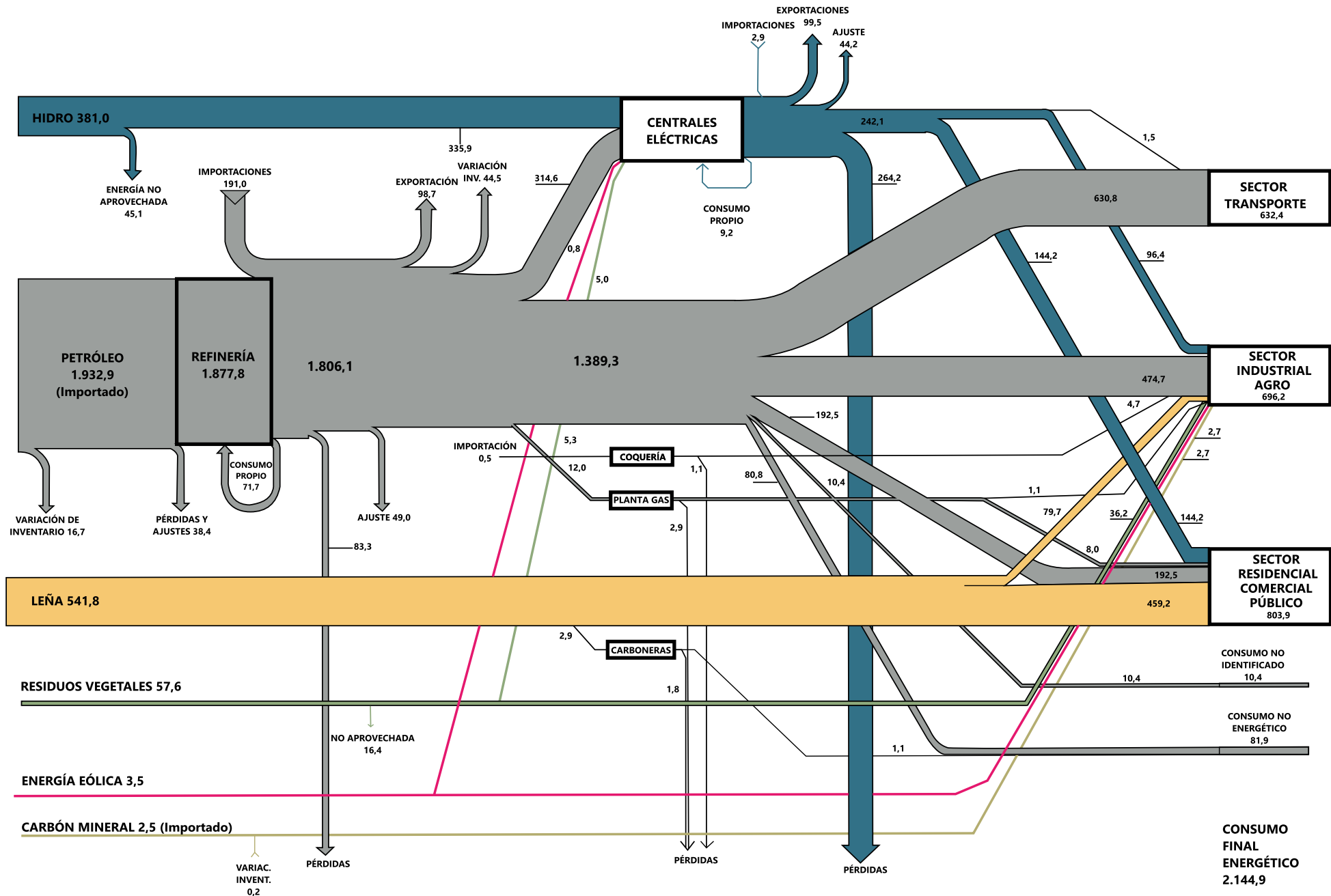
**ANEXO III.**  
Diagramas  
de flujo

**ANNEX III.**  
*Flow charts*



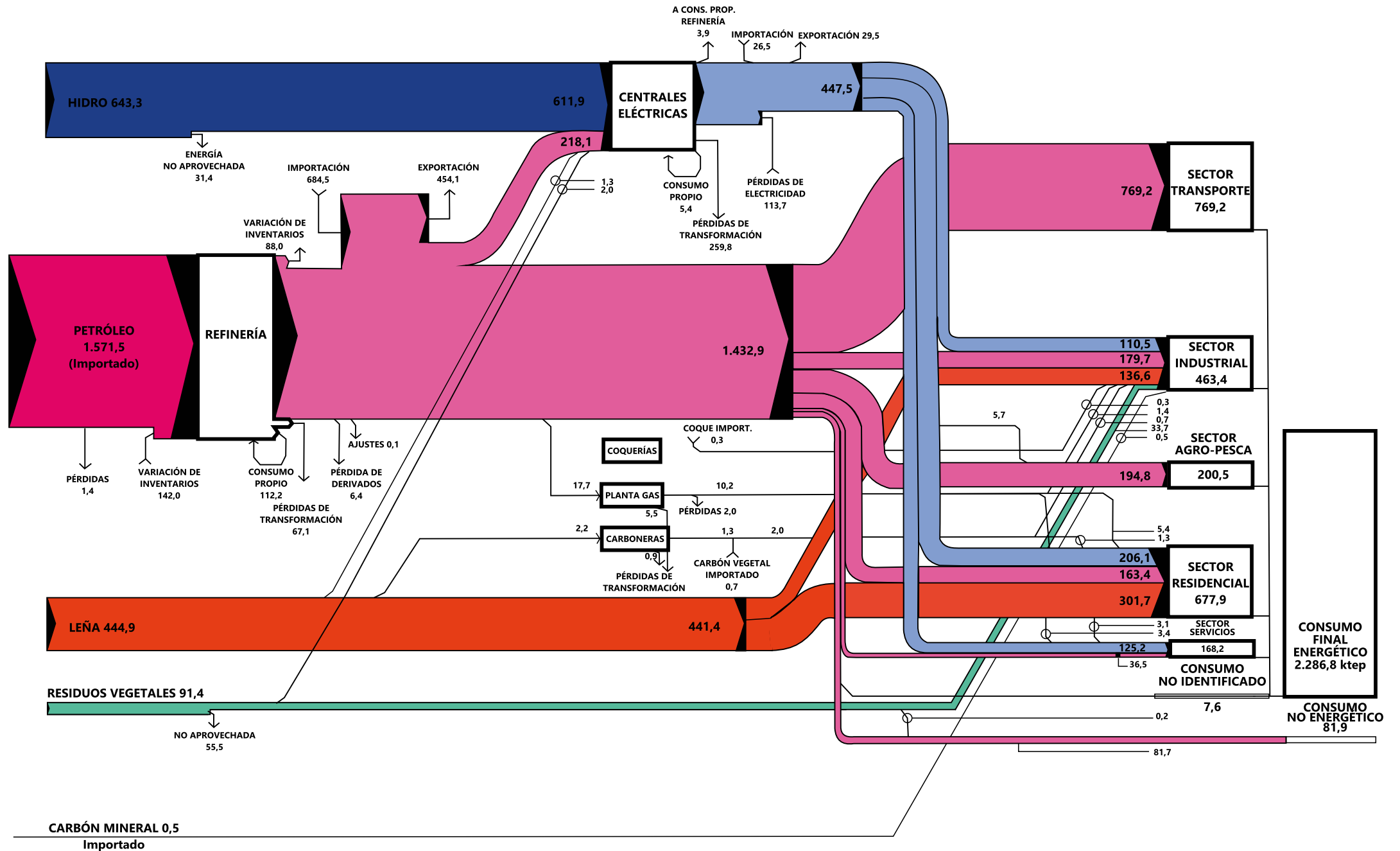
UNIDAD ktep / ktoe

Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente. / This flow chart is the original version and does not include the corrections made later on.



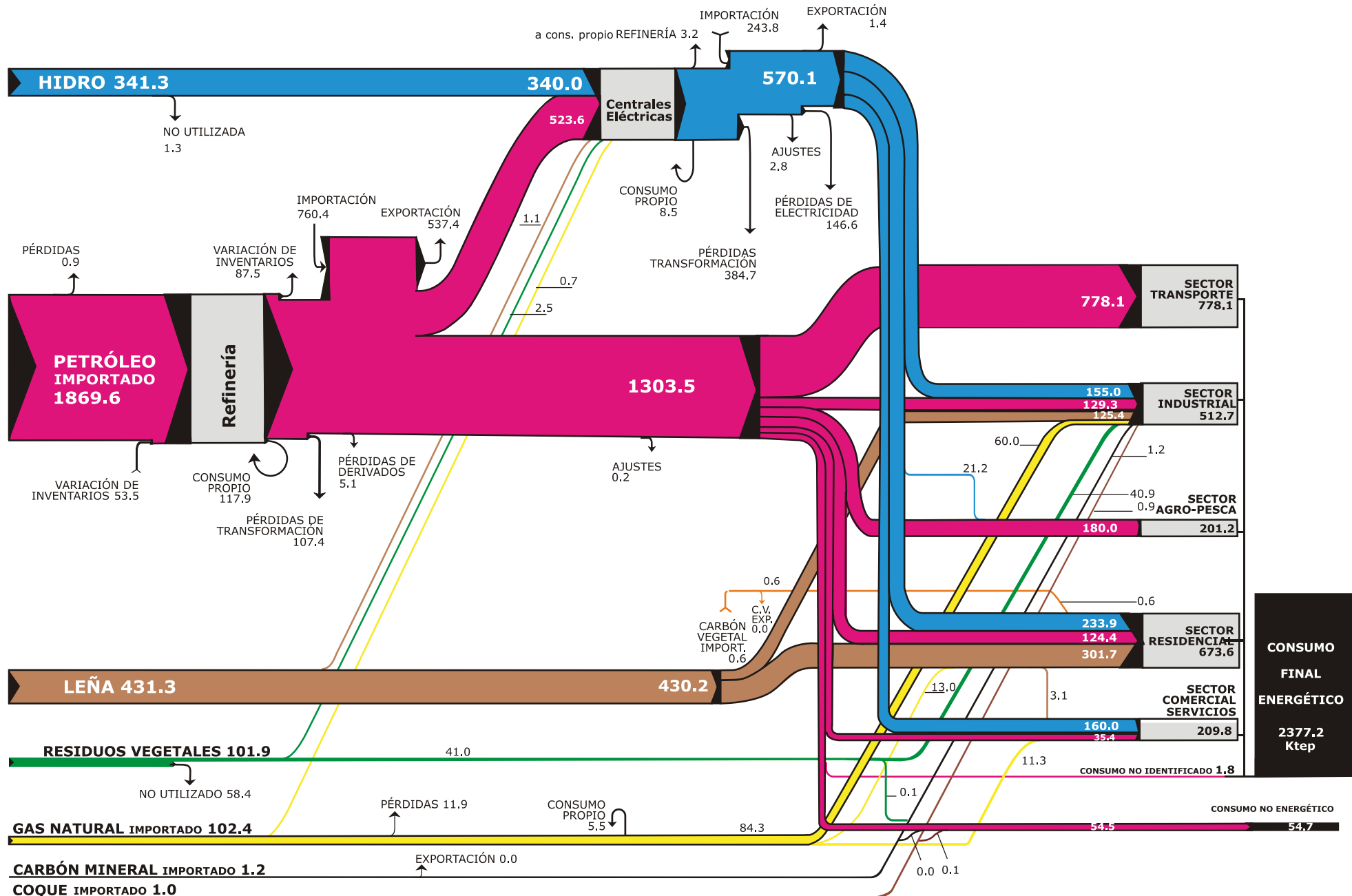
UNIDAD ktep / ktoe

Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente. / This flow chart is the original version and does not include the corrections made later on.



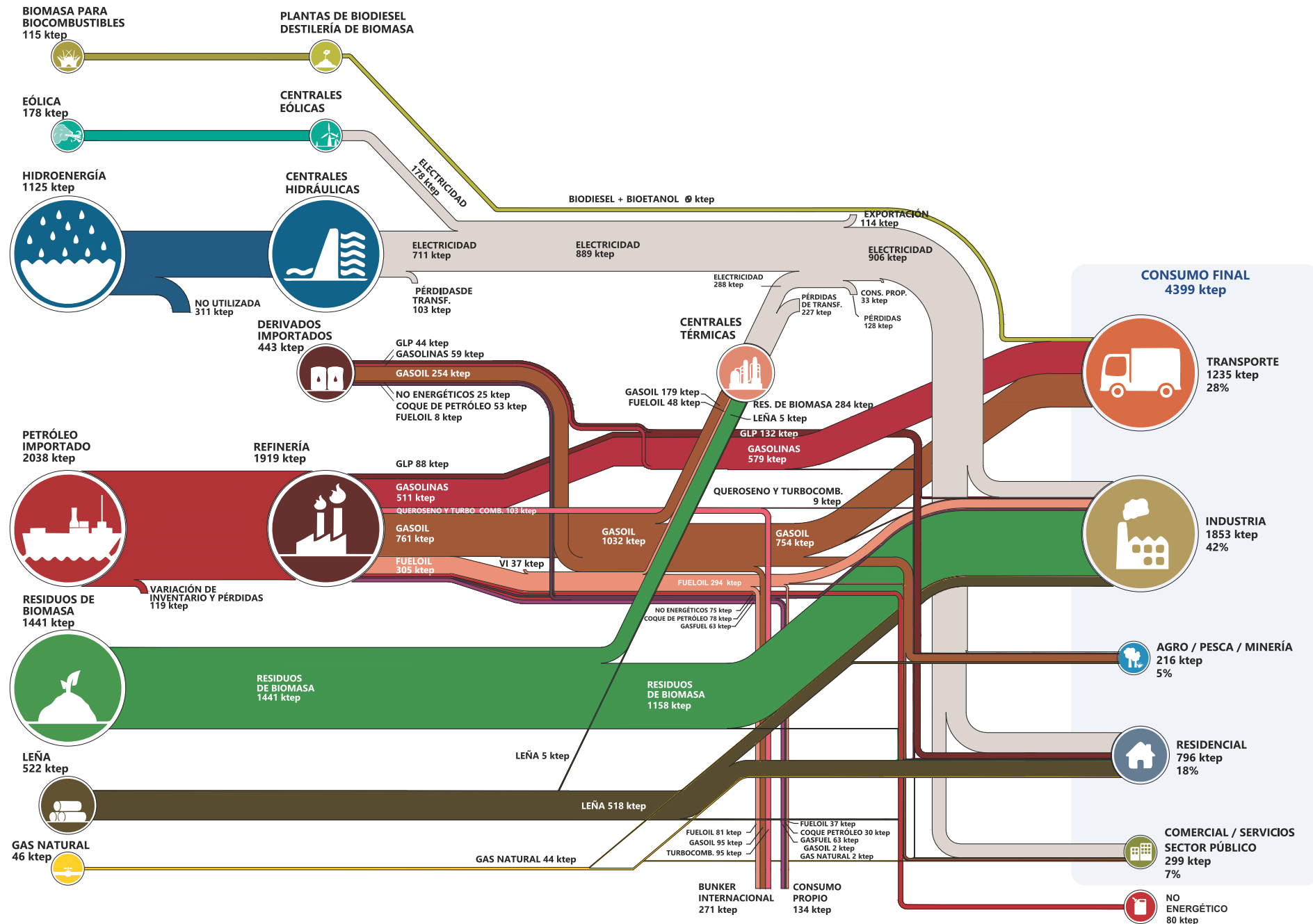
UNIDAD ktep / ktoe

Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente. / This flow chart is the original version and does not include the corrections made later on.



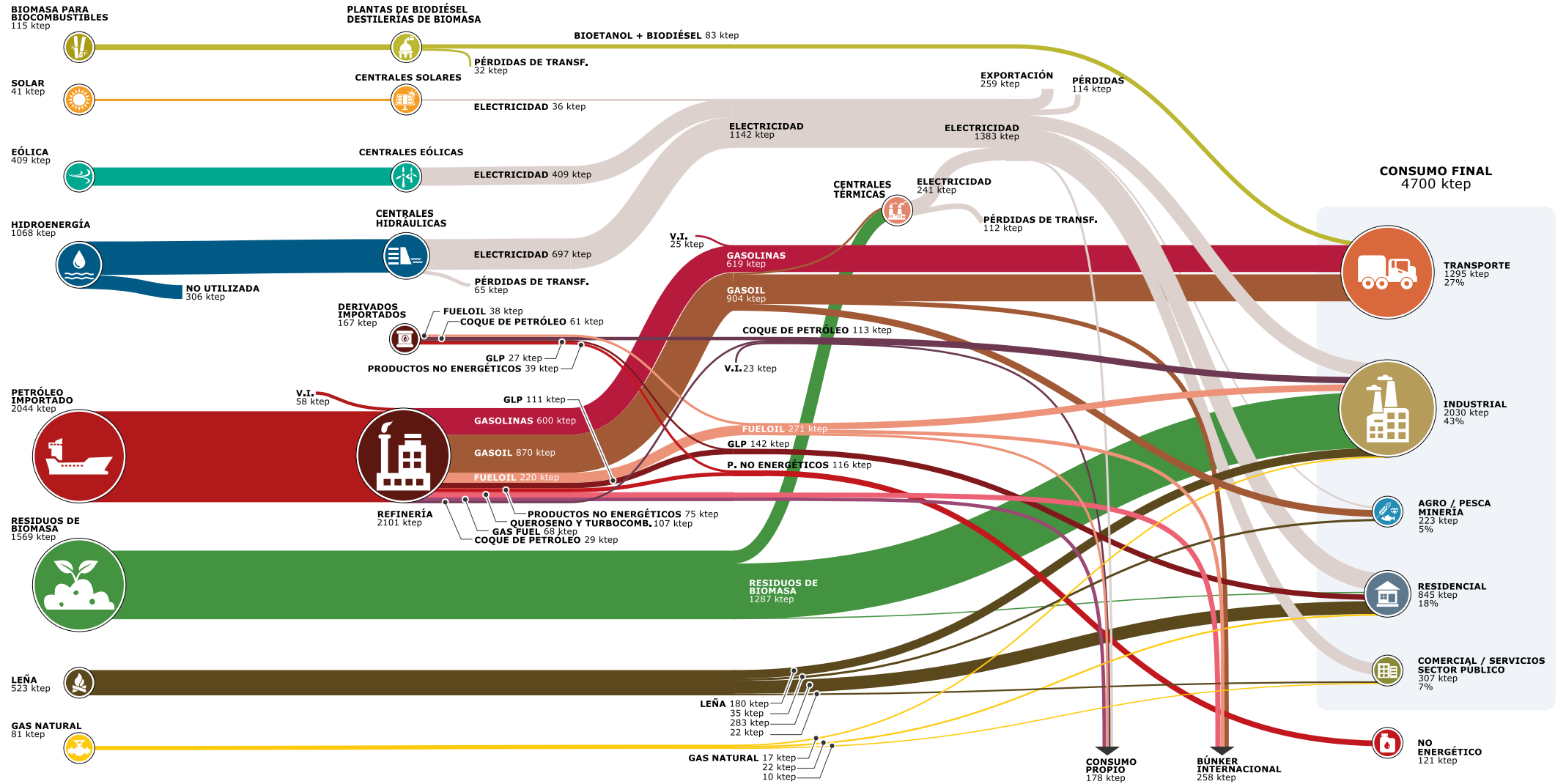
UNIDAD ktep / ktoe

Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente. / This flow chart is the original version and does not include the corrections made later on.



UNIDAD ktep / ktoe

Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente. / This flow chart is the original version and does not include the corrections made later on.



NOTA/NOTE  
Se representan los principales flujos energéticos  
Only main energy flows are included

UNIDAD ktep / ktoe



**BALANCE  
ENERGÉTICO**  
ENERGY  
BALANCE  
2019



Ministerio  
**de Industria,  
Energía y Minería**



**Dirección Nacional de Energía**  
Planificación, Estadística y Balance

[info.estadistica@miem.gub.uy](mailto:info.estadistica@miem.gub.uy)  
[www.ben.miem.gub.uy](http://www.ben.miem.gub.uy)  
[www.gub.uy/miem](http://www.gub.uy/miem)