

BALANCE ENERGÉTICO 2018

ENERGY BALANCE



MIEM
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 2018
ENERGY BALANCE 2018
SERIE HISTÓRICA 1965-2018
HISTORICAL SERIES 1965-2018



República Oriental del Uruguay
Ministerio de Industria, Energía y Minería
Dirección Nacional de Energía
Ministry of Industry, Energy and Mining
Secretary of Energy

AUTORIDADES

Presidente de la República
Dr. Tabaré Vázquez
Ministro de Industria, Energía y Minería
Dr. Ing. Guillermo Moncecchi
Subsecretaria de Industria, Energía y Minería
Ing. Agr. Olga Otegui
Director Nacional de Energía
Ec. Ruben García

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 1965-2018 y se encuentra disponible en el sitio web: www.miem.gub.uy/energia

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)
www.miem.gub.uy

AUTHORITIES

President of the Republic
MD. Tabaré Vázquez
Minister of Industry, Energy and Mining
Ph.D. Eng. Guillermo Moncecchi
Deputy Minister of Industry, Energy and Mining
AE. Olga Otegui
National Director of Energy
Ec. Ruben García

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 Secretary of Energy (DNE). This publication includes the historical series 1965-2018 and is available online: www.miem.gub.uy/energia

Ministry of Industry, Energy and Mining (MIEM)
www.miem.gub.uy

Balance Energético 2018. Serie histórica 1965-2018.
Energy Balance 2018. Historical Series 1965-2018.

ISSN: 2393-6592

Traducción al inglés / *Translation into English*: T.P./Mg. Lourdes Martino
Corrección de estilo / *Copyediting*: Ana Isabel Gómez Mannocci

TABLA DE CONTENIDOS

PRÓLOGO	9
1. INTRODUCCIÓN	11
2. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ENERGÉTICO URUGUAYO	15
2.1. Sector de transformación eléctrica	15
2.2. Sector de hidrocarburos	17
2.3. Sector de biocombustibles	18
3. OFERTA DE ENERGÍA	21
3.1. Abastecimiento de energía	22
3.1.1. <i>Matriz primaria por fuente</i>	22
3.1.2. <i>Matriz primaria por origen</i>	23
3.1.3. <i>Matriz primaria por tipo</i>	24
3.2. Generación de energía eléctrica	24
3.2.1. <i>Matriz de insumos para generación de electricidad</i>	26
3.2.2. <i>Matriz de generación de electricidad por fuente</i>	26
3.3. Producción de derivados de petróleo	27
4. DEMANDA DE ENERGÍA	29
4.1. Consumo final energético por fuente	29
4.2. Consumo final energético por sector	31
4.2.1. <i>Sector Residencial</i>	31
4.2.2. <i>Sector Comercial/Servicios/Sector público</i>	33
4.2.3. <i>Sector Transporte</i>	34
4.2.4. <i>Sector Industrial</i>	35
4.2.5. <i>Sector Agro/Pesca/Minería</i>	37
5. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO	39
6. INDICADORES	43
6.1. Intensidad energética final	43
6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita	43
6.3. Intensidad energética por sector	44
6.4. Emisiones de CO ₂ por PIB y per cápita	45
6.5. Factor de emisión de CO ₂ del SIN	46
6.6. Tasa de electrificación	46
6.7. Sendero energético	47
7. OBJETIVO DE DESARROLLO SOSTENIBLE 7 (ODS 7)	49

8. METODOLOGÍA	51
8.1. Definiciones generales	51
8.2. Estructura	51
8.2.1. <i>Balance de fuentes de energía primarias</i>	52
8.2.2. <i>Balance de centros de transformación</i>	53
8.2.3. <i>Balance de fuentes de energía secundarias</i>	54
8.2.4. <i>Oferta bruta y consumo</i>	55
8.2.5. <i>Distribución sectorial del consumo final energético</i>	56
8.3. Unidades y formato de datos	59
8.4. Comentarios particulares	59
8.4.1. <i>Energía hidroeléctrica</i>	59
8.4.2. <i>Energía eólica</i>	60
8.4.3. <i>Energía solar</i>	60
8.4.4. <i>Leña</i>	62
8.4.5. <i>Residuos de biomasa</i>	62
8.4.6. <i>Biomasa para biocombustibles</i>	63
8.4.7. <i>Biogás</i>	65
8.4.8. <i>Emisiones de CO₂</i>	65
8.4.9. <i>Matriz de energía primaria (abastecimiento)</i>	66
ANEXO I. TABLAS Y GRÁFICOS	123
1. Información complementaria	125
2. Oferta de energía	132
3. Demanda de energía	149
4. Emisiones de dióxido de carbono	168
5. Indicadores	174
6. Objetivo de desarrollo sostenible 7 (ODS 7)	187
ANEXO II. MATRICES	192
ANEXO III. DIAGRAMAS DE FLUJO	222

TABLE OF CONTENTS

FOREWORD	69
1. INTRODUCTION	71
2. INFRASTRUCTURE OF THE URUGUAYAN ENERGY SYSTEM	75
2.1. Power transformation sector	75
2.2. Hydrocarbon sector	77
2.3. Biofuel sector	78
3. ENERGY SUPPLY	79
3.1. Energy supply	80
3.1.1. <i>Primary matrix by source</i>	80
3.1.2. <i>Primary matrix by origin</i>	81
3.1.3. <i>Primary matrix by type</i>	81
3.2. Electricity generation	82
3.2.1. <i>Matrix of inputs for electricity generation</i>	83
3.2.2. <i>Matrix of electricity generation by source</i>	84
3.3. Production of oil products	84
4. ENERGY DEMAND	87
4.1. Final energy consumption by source	87
4.2. Final energy consumption by sector	89
4.2.1. <i>Residential Sector</i>	89
4.2.2. <i>Commercial/Services/Public Sector</i>	90
4.2.3. <i>Transport Sector</i>	91
4.2.4. <i>Industrial Sector</i>	92
4.2.5. <i>Agriculture/Fishing/Mining Sector</i>	94
5. CO₂ EMISSIONS	97
6. INDICATORS	99
6.1. Final energy intensity	99
6.2. Energy and electricity consumption per capita	99
6.3. Energy intensity by sector	100
6.4. CO ₂ emissions per GDP and per capita	101
6.5. CO ₂ emission factor of the SIN	101
6.6. Electrification rate	102
6.7. Energy path	102
7. SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOAL 7 (SDG 7)	105

8. METHODOLOGY	107
8.1. General definitions	107
8.2. Structure	107
8.2.1. <i>Balance of primary energy sources</i>	108
8.2.2. <i>Balance of transformation plants</i>	109
8.2.3. <i>Balance of secondary energy sources</i>	110
8.2.4. <i>Gross supply and consumption</i>	111
8.2.5. <i>Distribution of final energy consumption by sector</i>	111
8.3. Units and data format	114
8.4. Special comments	115
8.4.1. <i>Hydroelectric energy</i>	115
8.4.2. <i>Wind energy</i>	115
8.4.3. <i>Solar energy</i>	116
8.4.4. <i>Firewood</i>	117
8.4.5. <i>Biomass waste</i>	118
8.4.6. <i>Biomass for biofuels</i>	118
8.4.7. <i>Biogas</i>	118
8.4.8. <i>CO₂ emissions</i>	120
8.4.9. <i>Primary energy matrix (supply)</i>	121
ANNEX I. TABLES AND CHARTS	123
1. Supplementary information	125
2. Energy supply	132
3. Energy demand	149
4. CO ₂ emissions	168
5. Indicators	174
6. Sustainable development goal 7 (SDG 7)	187
ANNEX II. MATRICES	192
ANNEX III. FLOW CHARTS	222

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 2018. 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 2018 se completan 54 años de serie histórica (1965-2018) que se publica en forma ininterrumpida desde 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 participación de la biomasa en la matriz primaria -o también llamada matriz de abastecimiento- (41 %), que por tercer año consecutivo superó la participación de “petróleo y derivados” (39 %) que históricamente constituía la principal fuente. Si bien el nivel de participación de las renovables disminuyó de 62 % a 60 % entre 2017 y 2018, se verifica un crecimiento neto en el abastecimiento de dichas fuentes. En particular, se destaca que el gran desarrollo que han tenido en el último tiempo las fuentes de energía eólica y solar ha permitido compensar la disminución del abastecimiento de la hidroelectricidad.

Este comportamiento se constata para los últimos cuatro años y se explica por los cambios registrados en la generación de electricidad. La participación de las renovables en la matriz de generación eléctrica fue de 97 % en 2018; mientras que la hidroelectricidad ha venido disminuyendo desde 2014, el aumento sostenido registrado en la electricidad de fuentes renovables no tradicionales (eólica y solar) ha permitido contrarrestar tal situación. Cabe resaltar que en 2018 y por segunda vez consecutiva, la generación eléctrica de origen solar fotovoltaico superó a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles.

En lo que respecta a la infraestructura del sector energético, se menciona la puesta en operación en 2018 de 360 MW de generadores térmicos fósiles (ciclo combinado), que resultaron en un aumento de 8 % en la potencia total instalada para generación eléctrica.

Por su parte, en 2018 la refinería La Teja retomó su operativa habitual, luego que en 2017 estuviera parada gran parte del año por mantenimiento programado de sus unidades (entre febrero y setiembre).

Otro aspecto a resaltar del BEN 2018 es que el 47 % de la electricidad consumida por el sector industrial fue generada a partir de autoproducción; es decir, los propios establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron.

Por su parte, con relación a las ediciones anteriores del BEN, la presente publicación incorporó mejoras en la estimación del consumo final energético por sector a través de la realización de la encuesta de consumo y uso de la energía en el sector industrial y del censo sobre equipamiento solar a grandes establecimientos comerciales y de servicios. En particular, se menciona la mejora incorporada en la asignación del consumo de energía solar térmica en los sectores industrial y comercial/servicios, así como la reclasificación del

consumo de combustibles en actividades aeroagrícolas que estaba siendo considerado en el sector transporte.

Finalmente, se desea agradecer a organismos oficiales e instituciones privadas la valiosa información suministrada, que ha hecho posible la elaboración de este trabajo.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'R. García', with a long horizontal flourish extending to the right.

Ec. Ruben García
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 1965. Es así que, con el BEN 2018, se completan 54 años de 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 1981 con el *Balance Energético Nacional Serie Histórica 1965-1980*, realizada con el apoyo y la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

A lo largo de los años ha habido variantes significativas en lo que respecta a la presentación de la información. A continuación, se citan las mejoras incorporadas 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 (CO₂) correspondientes a las industrias de la energía y sectores de consumo. A su vez, fueron incluidas como partidas informativas las emisiones de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 aeroagrícolas, que se venían considerando en transporte y se empiezan 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 aeroagrícolas, 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 2010.

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 10 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. En los últimos años, se ha concretado la incorporación de 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 2018, Uruguay contaba con una potencia total instalada de 4.912 MW, incluyendo los generadores conectados al SIN y los generadores de autoproducción aislados. La potencia estuvo compuesta por 1.538 MW de origen hidráulico, 1.511 MW de origen eólico, 1.190 MW térmicos fósiles, 424 MW térmicos biomasa y 248 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).

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 en el que prácticamente no se incorporaron nuevos generadores hasta que, a partir de 2005, la potencia instalada total experimentó un crecimiento neto de 140 % y, a fines de 2018, alcanzó un total de 4.912 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 en el que la potencia instalada total disminuyó respecto al año anterior, debido a la retirada de plantas térmicas fósiles, como se detallará más adelante. Es así que en 2017, la potencia instalada volvió a crecer y registró un nuevo valor histórico máximo en 2018, producido por la entrada en operación del ciclo combinado en Punta del Tigre y una serie de parques eólicos y plantas fotovoltaicas.

La evolución de la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas fue creciente hacia el principio del período 1990-2018, 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 % (2018).

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 5.^a y 6.^a 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 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 años¹.

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 2018.

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, más que nada en la segunda mitad de esta década. Entre 2008 y 2013 se instalaron 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 registró un total de 40 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 de generadores eólicos.

La participación de generadores eólicos en 2018 fue de 31 % en el total de potencia instalada.

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

¹ <https://portal.ute.com.uy/noticias/ciclo-combinado-respaldo-menor-costos>, noviembre de 2019.

partir de 2015, pasando de 4 MW (2014) a 248 MW (2018). Entre 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 microescala también ha mostrado un desarrollo destacado en estos últimos años; para 2018 se registraron 549 instalaciones conectadas a la red con una potencia instalada total de 18 MW. La distribución sectorial fue la siguiente en orden de importancia: comercial/servicios (60 %), industrial (18 %), agro (17 %) y residencial (5 %).

2.2. Sector de hidrocarburos²

En lo relativo al sector de los hidrocarburos, Uruguay cuenta con una única refinería, propiedad de la empresa estatal ANCAP, ubicada en el departamento de Montevideo.

Actualmente, su capacidad de refinación es de 50.000 barriles por día (8.000 m³/día) y produce principalmente gasoil, gasolinas, fueloil, GLP (supergás y propano) y turbocombustibles, entre otros. El petróleo crudo ingresa al país por la Terminal Petrolera del Este, a través de una boya ubicada a 3.600 metros de la costa y es transportado a través de un oleoducto de 180 kilómetros hasta llegar a la refinería. 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 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 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 por día (5.900 m³/día).

En 1999, comenzó otro período importante de remodelación, con el objetivo de elaborar gasolinas de alto octanaje libres de plomo. Se instaló entonces una unidad de hidrot ratamiento 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 de 2002 y marzo de 2003, así como entre setiembre de 2011 y enero de 2012, la refinería estuvo parada por tareas de mantenimiento programado.

El 2014 fue el primer año completo 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 m³/día de producción de gasoil 50S y de 800 m³/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.

² Datos extraídos de www.ancap.com.uy y www.gasoductocruzdelsur.com.uy, noviembre de 2019.

En gran parte de 2017 (entre febrero y setiembre) 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 retomó su operativa habitual, con un nivel de procesamiento de petróleo crudo similar a 2016 (2 % superior).

Finalmente, en lo relativo al abastecimiento de gas natural, se realiza desde Argentina a través de dos gasoductos con una capacidad total de 6.000.000 m³/día. En la región noroeste del país se ubica el gasoducto del litoral, operado por ANCAP. 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 de 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 km aprox.) y otro terrestre (145 km aprox.) entre Colonia y Montevideo, así como varios gasoductos laterales que alimentan las distintas localidades (200 km en total aprox.).

2.3. Sector de biocombustibles³

Desde 2010, se incluye en el BEN la producción y el uso 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 m³/día de bioetanol y opera de mayo a octubre (6 meses). En varias oportunidades ha operado a capacidad mayor a la nominal (140-190 m³/día).

Por su parte, en octubre de 2014 fue inaugurada una nueva planta de producción de etanol en el departamento de Paysandú, con una capacidad instalada de 70.000 m³/año.

³ Datos extraídos de www.alur.com.uy, noviembre de 2019, así como de contacto directo con la empresa.

La planta puede procesar sorgo granífero, maíz, trigo y cebada, funcionando de continuo a lo largo del año. Actualmente opera con sorgo BT y produce 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 una tecnología de bajo impacto ambiental.

En el caso de la **producción de biodiésel**, ALUR cuenta con dos complejos industriales ubicados en el departamento de Montevideo. La Planta N.º1 se encuentra en Paso de la Arena y tiene una capacidad de producción de biodiésel de 18.000 m³/año, a partir de aceite refinado, aceite usado de frituras y sebo vacuno. Además, como coproducto, elabora glicerina. La Planta N.º2 se encuentra ubicada en Capurro y posee una capacidad instalada de 62.000 m³/año de biodiésel, generado a partir de aceite vegetal, aceite usado de fritura y sebo vacuno. Los productos son biocombustible, oleína y glicerina.

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 recibe 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 números 1 y 2 y del producto final de acuerdo a la norma europea *International Sustainability and Carbon Certification* (ISCC), para la producción de biodiésel a partir de aceite de fritura y de sebo.

3. OFERTA DE ENERGÍA⁴

La oferta bruta total de energía en el país fue de 5.501 ktep en 2018, 4 % inferior respecto al año anterior. Entre los principales energéticos que participaron en la oferta de energía en 2018 se menciona:

- **Petróleo y derivados:** Como se mencionara anteriormente, en 2018 la refinería retomó su operativa habitual, luego que gran parte de 2017 estuviera parada por tareas de mantenimiento. Por esta razón, la comparación de la oferta de petróleo y derivados entre dichos años se debe considerar con especial atención.

En 2018, la oferta bruta de petróleo fue de 2.202 ktep y si bien registró un aumento de 270 % respecto a 2017, fue tan solo 2 % superior a 2016. La carga a la refinería presentó un comportamiento similar al de la oferta bruta. Durante el año 2018, se importó un total de 2.176 ktep de petróleo (2.521 miles de m³), cuatro veces más que el año anterior y 3 % superior que en 2016.

Respecto a los derivados de petróleo, en 2018 la oferta bruta aumentó 8 % respecto al año anterior y fue similar a 2016. La producción de derivados fue de 2.189 ktep en el último año y se retomó el nivel de producción habitual con la refinería operando durante todo el año. Las importaciones de derivados disminuyeron 88 % respecto al año anterior con el fin de satisfacer la demanda final.

Por su parte, la exportación de derivados de petróleo en 2018 correspondió a asfalto, con un valor de 1 ktep. En el flujo de bunker internacional se dio un aumento de 23 % en el último año, debido a mayores ventas de fueloil y gasoil.

- **Gas natural:** La importación de gas natural en 2018 fue de 55 ktep, 6 % inferior a la de 2017 y similar al promedio de los últimos diez años. De todas formas, la participación del gas natural en la matriz energética del país siguió siendo marginal.

- **Hidroenergía:** La oferta bruta de energía hidráulica es muy variada de un año a otro, debido a la dependencia de las características hidrológicas. En 2018 presentó una disminución de 40 % respecto al año anterior; no fue un año de buena hidraulicidad (10 % por debajo del promedio de los últimos 15 años). La cantidad de agua vertida (no utilizada) disminuyó 72 % respecto al año anterior, mientras que el consumo de hidroenergía en centrales eléctricas disminuyó 18 %, pasando de 738 ktep (2017) a 605 ktep (2018). Cabe aclarar que las estimaciones para la hidroenergía consideran las cotas del último día de cada mes como aproximación de cálculo.

- **Energía eólica y solar:** Al igual que el año anterior, en 2018 la oferta bruta de energía eólica volvió a registrar un crecimiento destacable (25 %), ya que pasó de 325 ktep a 407 ktep, sin haber variado la potencia instalada en el último año. En el caso de la energía solar, desde 2014 se incluye tanto la energía solar térmica como la fotovoltaica en la matriz de resultados. La oferta bruta de energía solar fue de 40 ktep en 2018 y registró un crecimiento de 50 % (27 ktep en 2017).

⁴ En el Anexo I, a partir de la página 132, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a oferta de energía.

- **Biomasa:** La oferta bruta de biomasa fue similar en 2018 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 2018 fue de 534 ktep, 3 % superior a la registrada en 2017 (519 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 una disminución de 1 % en 2018 (1.564 ktep) respecto a 2017 (1.589 ktep). En el caso de la biomasa para la producción de biocombustibles, la oferta bruta para 2018 fue de 115 ktep, 8 % mayor con respecto a 2017 (107 ktep).

- **Carbón y coque de carbón:** En 2018 el consumo de carbón mineral fue similar que en 2017 (3,1 ktep), mientras que no se registró consumo de coque de carbón.

- **Electricidad importada/exportada:** En 2018 se registró importación de electricidad desde Argentina en modalidad “contingente”, con costo asociado. Desde Brasil, si bien se registró una importación marginal de electricidad, correspondió a pruebas de ensayo con la nueva interconexión al igual que en los últimos años.

Por su parte, en los últimos cinco años se ha registrado un nivel de exportación de electricidad mayor que el promedio de los últimos 20 años; lo que consolida a Uruguay como país netamente exportador de energía eléctrica.

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 2018; registró un valor récord en el último año (5.396 ktep), 5 % superior a 2017.

3.1.1. Matriz primaria por fuente

En 2018 y por tercer año consecutivo, la biomasa volvió a ocupar el primer lugar en la matriz primaria (41 %), luego que en 2016 desplazara a “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 (39 %), electricidad de origen hidráulico (10 %), 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, debidos fundamentalmente a la diversificación y a una mayor participación de las fuentes de energía renovable. De estas, una de las que ha presentado cambios más significativos, no solo en la participación porcentual, sino también en magnitud absoluta, ha sido la biomasa. 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 consolidándose como

la segunda fuente en importancia 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, como fuera comentado anteriormente. Entre 2017 y 2018, el abastecimiento de biomasa permaneció constante.

En el caso de “petróleo y derivados”, al 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 fuente en la matriz primaria ha sido variable, principalmente en función de las necesidades de derivados de petróleo para la generación eléctrica. Entre 2017 y 2018, la participación de petróleo y derivados en la matriz aumentó de 36 % a 39 %, y el abastecimiento pasó de 1.872 ktep (2017) a 2.112 ktep (2018).

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 dicho año se consolidó como la tercera fuente en importancia en la matriz primaria. El año 2018 presentó niveles de hidraulicidad similares a la media histórica, pero inferiores a los aportes registrados en los últimos seis años.

Es importante destacar la evolución que está teniendo la electricidad de origen eólico en la matriz y, en particular, el gran crecimiento registrado en los últimos tres años. En 2008, primer año de incorporación de energía eólica de gran porte en Uruguay, la producción de electricidad de origen eólico fue de 0,63 ktep y aumentó a 407 ktep en 2018. Aunque su participación sigue siendo pequeña en la matriz de abastecimiento (8 %), esta fuente aumentó 25 % en el último año y 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 34 parques eólicos entre 2014 y 2017, lo que permitió alcanzar un total de 1.511 MW de potencia instalada.

Las restantes fuentes que conformaron la matriz de abastecimiento de 2018 tuvieron una participación muy pequeña: gas natural (1 %), solar (1 %) y carbón y coque (<1 %). En particular, el abastecimiento de gas natural fue de 55 ktep en el último año.

3.1.2. *Matriz primaria por origen*

En 2018, el abastecimiento de energía fue 60 % de origen local y 40 % 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: 2017 (62 %), 2018 (60 %), 2016 (59 %), 2015 (57 %), 2014 (55 %). En términos absolutos, cabe destacar que se registró un aumento neto en el abastecimiento de energía de origen local para 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 3.222 ktep en 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 2018 la energía importada fue 12 % mayor a 2017.

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 2018, las fuentes de energía renovables (biomasa, solar térmica y electricidad de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaico) tuvieron una participación del 60 % en la matriz de abastecimiento, mientras que el restante 40 % correspondió a las fuentes no renovables (petróleo y derivados, gas natural, carbón mineral y coque).

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.

De esta manera, se observa que el abastecimiento de energía renovable aumentó significativamente hacia el final de este período y prácticamente triplicó el promedio registrado en los 15 años anteriores a 2005. Si bien la participación de fuentes renovables disminuyó hacia el último año, el abastecimiento creció en valor absoluto y registró un máximo histórico para 2018 (3.225 ktep). Cabe mencionar, una vez más, que los niveles de hidráulidad 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 2018 fue de 4.912 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 2018 la demanda de energía eléctrica se abasteció, prácticamente en su totalidad, con producción local, como se explicó en apartados anteriores. Se generaron 1.258 ktep de electricidad (14.627 GWh), lo que representó un aumento de 2 % respecto al año anterior. La producción estuvo integrada por 1.107 ktep provenientes de centrales eléctricas de servicio público, mientras que 151 ktep fueron generados por centrales eléctricas de autoproducción. Los crecimientos respecto a 2017 fueron de 1 % y 7 % respectivamente, para ambos tipos de generación.

En 2018 Uruguay exportó 103 ktep de energía eléctrica, 18 % menor al año anterior. Sin embargo, en los últimos cinco años se ha registrado un nivel de exportación de electricidad mayor que el promedio de los últimos 20 años. Teniendo en cuenta el destino, en el último año el 73 % de las exportaciones de electricidad correspondieron a Brasil, mientras que el 27 % restante a Argentina. Con 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; estas representaron el 13 % respecto del total de exportación para 2018.

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 un aumento de 6 % 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) creció 5 % en el último año.

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 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 y 2008, obligaron al país a generar electricidad con mayores cantidades de combustibles fósiles.

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 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 cinco años experimentó un aumento muy importante en su participación dentro de la generación de electricidad, pasando de 144 GWh (2013) a 4.732 GWh (2018). 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. 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 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 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 segunda vez consecutiva, en 2018 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 dos años prácticamente triplicó

su potencia instalada para generación.

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 21.266 MWh (2018). Desde el punto de vista sectorial, para el último año la distribución fue la siguiente en orden de importancia: comercial y servicios (59 %), residencial (17 %), industrial (12 %) y agro (12 %). A su vez, si se analiza la relación entre la electricidad entregada a la red o autoconsumida en 2018, se aprecia que en todos los sectores la mayor parte de la electricidad generada a partir de microgeneración fotovoltaica fue entregada a la red: comercial/servicios (73 %), agro (69 %), industrial (66 %) y residencial (60 %). Por su parte, el resto de la electricidad generada fue consumida por los propios generadores: comercial/servicios (27 %), agro (31 %), industrial (34 %) y residencial (40 %).

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 2018 se registró una eficiencia global de transformación de 86 %, con un crecimiento de un punto porcentual 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 1.459 ktep (2018). 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 2018 la mayor participación en los insumos para generación correspondió a la hidroenergía (42 %), seguida por la energía eólica (28 %) y la biomasa (21 %). En menor medida, se registraron participaciones de derivados de petróleo (7 %: gasoil 5 % y fueloil 2 %), energía solar (2 %) y gas natural (<1 %).

3.2.2. *Matriz de generación de electricidad por fuente*

La energía eléctrica generada en 2018 provino principalmente de la energía hidráulica (45 %), que presentó una disminución de 13 % (en términos absolutos) respecto a 2017. Por su parte, la producción de electricidad a partir de energía eólica volvió a registrar un crecimiento significativo de 25 %, lo que la consolidó como segunda fuente en importancia de la matriz de generación de 2018 (32 %). La biomasa decreció 1 % en el último año y ocupó el tercer lugar (17 %). Como se mencionó anteriormente, la electricidad a partir de energía solar fotovoltaica presentó un gran crecimiento en el último año (55 %) y superó a la electricidad a partir de combustibles fósiles, que creció 57 % respecto al año previo.

Para estas últimas dos fuentes, la participación en la matriz eléctrica fue de 3 % para cada una.

La evolución de la matriz de generación de electricidad por fuente también reflejó las características antes mencionadas de variabilidad, complementariedad y diversificación. Hasta la década del 80 la generación de energía eléctrica provino principalmente de combustibles fósiles; a partir de 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.

En particular, se menciona que la disminución que se ha registrado en la hidroelectricidad en los últimos cuatro años, 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. Consideradas en conjunto, las renovables participaron con un 97 % en la matriz de generación eléctrica en 2018; si bien la participación fue algo menor que el año previo, en 2018 se registró un nuevo máximo absoluto para la electricidad generada a partir de este tipo de fuentes de energía (14.234 GWh).

3.3. Producción de derivados de petróleo

En 2018 la refinería retomó su operativa habitual, luego que durante 2017 estuviera gran parte del tiempo parada por tareas de mantenimiento programado en sus unidades. Se procesaron 2.202 ktep de petróleo crudo, que si bien resultó en niveles 270 % superiores al año previo, fue tan solo 2 % mayor que en 2016.

Por su parte, se produjeron 2.189 ktep de derivados de petróleo con 12,4 ktep de pérdidas de transformación. En el último año, el producto mayoritario fue gasoil (902 ktep), seguido por gasolinas automotoras (615 ktep) y fueloil (236 ktep). En menor medida, hubo producción de GLP (supergás y propano), queroseno y turbocombustible, entre otros productos.

Cada proceso de refinación genera productos que son consumidos en el mismo proceso. En 2018 se produjeron 72 ktep de gas fuel y 34 ktep de coque de petróleo. Estos consumos están contabilizados en la matriz de resultados bajo la denominación "consumo propio del sector energético". En el caso del fuel gas, existe una cantidad que se reporta como "energía no aprovechada" y como "pérdidas".

En 1993 comenzó la remodelación de la refinería, por lo que no hubo producción en todo el año 1994. Por su parte, en varias oportunidades hubo paradas de mantenimiento, como las realizadas entre setiembre de 2002 y marzo de 2003, desde setiembre de 2011 a enero de 2012 y, la última, entre febrero y setiembre de 2017. Para dichos años, la refinería ha visto disminuidos sus niveles anuales de procesamiento de crudo y producción de derivados.

La estructura de producción de la refinería experimentó algunos cambios a lo largo de estos 54 años. Hasta los primeros años de la década del 80 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.

4. DEMANDA DE ENERGÍA⁵

Se entiende por “consumo final total de energía” al consumo de los siguientes sectores: residencial, comercial/servicios/sector público, transporte, industrial, 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 dicho año, el consumo final total comenzó a disminuir hasta 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 2018 se alcanzó el valor récord de 4.783 ktep, 1 % superior a 2017.

Como se ha mencionado en el párrafo anterior, desde 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 2018 el consumo final no energético fue de 122 ktep, 21 % superior 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.

De manera similar al consumo final total, el consumo final energético registró un crecimiento neto entre 1965 (1.681 ktep) y 1999 (2.562 ktep), para luego disminuir hasta 2003 (2.201 ktep) a causa de la crisis económica de principio de siglo XXI. A partir de 2004, asociado a un crecimiento de la economía, el consumo final energético experimentó un crecimiento sostenido, que se mantuvo hasta el 2018 inclusive, alcanzando un valor de 4.661 ktep. En este último período, se registraron las tasas de crecimiento más altas de toda la serie (5 % en promedio).

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 2018 y por cuarto año consecutivo, el consumo final energético de biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) superó al de los derivados de petróleo (1.791 ktep y 1.753 ktep, respectivamente, con participaciones de 38 % para ambas fuentes. En tercer lugar se registró el consumo de electricidad (988 ktep, 21 %), mientras que la participación

⁵ En el Anexo I, a partir de la página 149, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a demanda de energía.

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 diferentes sectores se releva a partir de estudios estadísticos realizados por DNE-MIEM.

Respecto a los derivados de petróleo, históricamente han tenido la mayor participación en la matriz de consumo final energético. En los últimos 18 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 2018, el consumo fue similar al año anterior (1.754 ktep).

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, año en el cual el consumo eléctrico bajó 2 % respecto a 2016. Hacia 2018 volvió a aumentar y alcanzó un nuevo valor máximo de 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 técnicas⁶, 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.

Por su parte, el 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 2017, el mayor nivel de consumo (en 2018 fue levemente inferior). 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 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.

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 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).

A partir de 2010 se incorporaron dos nuevas fuentes de energía secundarias como

⁶ Las pérdidas no técnicas están asociadas a consumos de electricidad no facturados.

son el bioetanol y el biodiésel⁷, 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 los dos últimos años (74 ktep, 2018). Sin embargo, los biocombustibles mantuvieron una participación de 2 % en el consumo final energético para los últimos cuatro años. Estas fuentes se consumen principalmente en mezclas con combustibles fósiles: gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel. En 2018, la mezcla promedio correspondió a 8,3 % de bioetanol en las gasolinas automotoras y 5,0 % 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.

Desde 2014 se incluye la energía solar térmica en la matriz de resultados. En 2018, el consumo final energético creció 17 % respecto al año anterior y resultó en un valor de 4,2 ktep, que estuvo asociado a una superficie de colectores solares térmicos estimada de 76.000 m².

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 de 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 y llegó a casi duplicarse en un solo año. En los últimos doce años, el consumo final energético del sector industrial pasó de 626 ktep (2007) a 2.019 ktep (2018), 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 1ktep 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 822 ktep en 2018, 2 % superior al año anterior.

⁷ Hasta el BEN 2012 se denominaron “etanol carburante” y “B100”, respectivamente.

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 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 para la leña y decreciente para el queroseno. De esta manera, a partir de 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 2005 se mantuvo el valor registrado en la Encuesta de 1988 (302 ktep), a partir de 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 fueron 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; en 2018 registraron un consumo de 5 ktep y 9 ktep respectivamente. A partir del año 2000 comenzó la utilización del gas natural en el sector residencial. Actualmente, su participación es apenas del 3 % (20 ktep), porcentaje similar al que se dio en los últimos seis años previos a 2017. El gas manufacturado que se utilizaba en Montevideo fue totalmente sustituido por el gas natural a partir de principios de 2005.

Respecto a la apertura sectorial, implementada desde 2013, los consumos del sector residencial se informan para el departamento de Montevideo y el interior del país. En 2018, aproximadamente un tercio del consumo residencial correspondió a Montevideo. Respecto a la electricidad y el GLP (supergás y propano), los consumos fueron repartidos entre Montevideo y el resto del país (mayores a 40 % y menores a 60 %, respectivamente), mientras que la mayoría del gas natural se consumió en la capital (91 %) y el mayor consumo de leña y queroseno se registró en el interior (80 % y 73 %).

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 leña y electricidad, 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 319 ktep en 2018, 5 % superior 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 2018 se registró un consumo de 266 ktep y una participación de 83 %. En los últimos 15 años, el consumo de electricidad presentó tasas de crecimiento promedio de 4 % anual, si bien se registraron unos pocos años en los que se reportaron disminuciones de hasta 2 % anual. 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 el consumo de leña, que fue de 22 ktep en 2018. Este valor se ha mantenido constante en los últimos seis años y corresponde al resultado de la "Encuesta sobre consumo y uso de la energía en el sector comercial y servicios 2013". Cabe señalar que los cambios bruscos que presenta el consumo de leña en la serie 1965-2017 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 10 % para 2018 y disminuyeron 4 % 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.

La única fuente que se consumió en 2018 para alumbrado público fue electricidad, lo que representó el 7 % del consumo de dicha fuente del total del sector. Por su parte, en 2018 administración pública y defensa registró el 56 % del GLP consumido en todo el sector, así como también el 25 % del fueloil, el 19 % del gasoil, el 10 % del consumo de leña, el 9 % del consumo de gasolina y finalmente el 7 % de la electricidad total del sector. En lo que respecta a "electricidad, gas y agua", dicho subsector fue responsable por el 4 % de la electricidad del sector comercial/servicios/sector público y apenas el 2 % del consumo de fueloil. Finalmente, dentro de la clasificación "resto" se agrupan todos los consumos energéticos que no correspondan a las categorías anteriores, representando más del 50 % 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 2018, asociado a la categoría "resto".

4.2.3. Sector Transporte

El consumo final energético del sector transporte fue 1.274 ktep en 2018, lo que representó una disminución 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 2018. 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 del 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 gasolinas y gasoil fuera cada vez menor.

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 % (2018). El consumo pasó de 7,2 ktep a 65,6 ktep en los ocho 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.

Para 2018 el consumo final del sector transporte fue de 606 ktep de gasolina (principalmente gasolina automotora) y 601 ktep de gasoil, 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. 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. Este mismo comportamiento se verifica si se consideran los combustibles fósiles en mezcla con los biocombustibles (gasolina-bioetanol y gasoil-biodiésel).

El resto de las fuentes utilizadas en el sector transporte han sido los turbocombustibles y gasolinas de aviación. Estas últimas están contabilizadas, junto con las gasolinas automotoras, bajo el término "gasolina". En el BEN 2018 se incorporó una mejora en la estimación de los consumos de combustibles para actividades agroagrícolas (ya incluida en el BEN 2017) a través de encuestas en dicha rama de actividad, por lo cual, se pudo realizar una reclasificación y corrección de consumos del sector transporte al sector agro. Este cambio se aplicó también para 2016. Si bien el valor absoluto del cambio ha sido pequeño (1 ktep aprox.), representa un porcentaje importante respecto al consumo final energético de cada combustible (20 % para turbocombustible y 50 % para gasolina aviación).

Por su parte, debe mencionarse la electricidad, que si bien en el BEN presentó consumos en el sector transporte hasta 1992, se utiliza actualmente en el transporte público, así como en la flota de vehículos de UTE y vehículos particulares. Si bien resulta en consumos aún pequeños, en el presente BEN 2018 se comienzan a incluir para la serie 2016, 2017 y 2018. En BEN anteriores, estos consumos estaban considerados dentro del sector residencial y comercial/servicios/sector público.

A partir de 2013, se comenzó a informar el consumo del sector transporte desagregado por modo de transporte: carretero, ferroviario, aéreo y marítimo y fluvial. El consumo del transporte carretero representó casi la totalidad del consumo de todo el sector, a través de consumos de gasoil y gasolinas (incluyendo los biocombustibles). Por su parte, los consumos de turbocombustible y gasolina de aviación correspondieron en su totalidad al transporte aéreo, mientras que el consumo de fueloil se registró por completo en el transporte marítimo y fluvial. En el caso del transporte ferroviario el consumo correspondió a gasoil.

4.2.4. *Sector Industrial*

El consumo final energético del sector industrial fue 2.019 ktep en 2018, lo que significa un crecimiento de 2 % respecto del año anterior. Cabe recordar que el sector industrial incluye la industria manufacturera y la construcción. La principal fuente consumida en 2018 correspondió a los residuos de biomasa y representó más del 60 % del consumo total de la industria. El siguiente consumo en orden de importancia correspondió a electricidad (16 %), 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 2018. 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 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 de 2008 se comenzó a registrar los consumos de residuos forestales y de aserradero, los cuales no estaban registrados en BEN anteriores. En 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 2017 un consumo máximo de 1.275 ktep y luego disminuyó a 1.250 ktep en 2018. 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 2002 (29 %) y descendió luego hasta un 15-16 % en los últimos cinco años. A pesar de este descenso porcentual, el consumo absoluto de electricidad experimentó un crecimiento sostenido y alcanzó su máximo valor 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, entendiéndose por esta a la electricidad generada por los propios establecimientos, sin ingresar a la red. Entre 1965 y 1980 la participación de la electricidad de autoproducción, respecto al consumo eléctrico industrial, se mantuvo entre 10 % y 15 %, para luego descender por casi 30 años a participaciones menores al 10 %. A partir de 2008, la participación de la electricidad de autoproducción creció a niveles entre 30 % y 35 %, y desde 2014 alcanzó valores mayores a 40 % del consumo eléctrico de la industria. De esta manera, en 2018 los establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron (47 %).

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 2018. Si bien el consumo de leña fue 191 ktep en el último año, 12 % 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 fuera mencionado anteriormente, para situarse en participaciones menores a 10 % desde 2010. En 2018, el 39 % del fueloil consumido en la industria fue abastecido por un proveedor distinto a ANCAP (empresas ubicadas en zona franca).

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 2018. 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 %; sin embargo, en los últimos cinco años llegó a duplicarse en valor absoluto y pasó de 36 ktep (2013) a 71 ktep (2018). 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 2018 se logró estimar un consumo de 0,1 ktep asociado a una superficie instalada de 2.353 m² de colectores solares térmicos. Dicho valor fue relevado en la "Encuesta sobre consumo de energía en el sector industrial 2018" y de años anteriores; 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 de 2013, el consumo del sector industrial se comenzó a informar desagregado por rama industrial. La industria de papel y celulosa representó en 2018 el principal consumo del sector (65 %), seguida en menor medida por las industrias de "madera" (6 %), química, caucho y plástico (5 %) y las ramas de cemento (4 %), frigoríficos (4 %) y molinos (3 %). Respecto a las fuentes consumidas, los residuos de biomasa han sido el energético de mayor consumo en el sector, principalmente el licor negro de la industria de la celulosa. En el caso de la electricidad, 36 % fue consumida por la industria de "papel y celulosa", seguida por la rama de la "química, caucho y plástico" (22 %) 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: papel y celulosa (20 %), frigoríficos (18 %), química, caucho y plástico (13 %) y lácteos (10 %). Para el caso del fueloil, el consumo industrial se repartió principalmente entre la industria de papel y celulosa (72 %), lácteos (14 %) 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 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 227 ktep en 2018, similar al año anterior. Gasoil fue el energético de mayor consumo (146 ktep) con una participación de 65 %. A lo largo de toda la serie, dicha fuente presentó variaciones en el consumo y experimentó una disminución neta de 10 % para los últimos diez años. Cabe destacar que desde 2010 el gasoil informado en este sector incluye el biodiésel mezclado.

La segunda fuente de consumo en 2018 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 2018 el consumo de electricidad creció 7 % respecto al año anterior y resultó en una participación de 12 %.

Desde 2011, se registra el consumo de gas propano para el sector agropecuario y minería. En 2018 dicho consumo fue de 9 ktep y resultó en un aumento de 25 % respecto al año anterior.

Respecto a la gasolina, 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 logró ajustar la asignación del consumo de combustibles para actividades aeroagrícolas; mejora que había sido incorporada en el BEN anterior.

De esta manera, para 2016 y 2017 se volvió a corregir el consumo de gasolina de aviación y turbocombustible, que estaban siendo considerados en el sector transporte y, según la metodología aplicada, corresponden al sector agropecuario.

A partir de 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 15,5 ktep asociado a la pesca industrial, así como de 2,3 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 CARBONO⁸

En la publicación del BEN se incluyen las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) provenientes de las actividades de quema de combustibles correspondientes a las industrias de la energía y los sectores de consumo. 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 CO₂ son calculadas siguiendo las directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión 2006. Cabe destacar que, según dicha metodología, las emisiones de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ provenientes de la quema de biomasa (leña, residuos de biomasa, biocombustibles, etc.), las cuales se presentan como partidas informativas en el sector energético (sin sumarlas en los totales, como se ha explicado anteriormente).

Para el año 2018, las emisiones totales de CO₂ fueron 6.224 Gg⁹ provenientes de las siguientes categorías en orden decreciente de importancia: transporte (3.627 Gg), industrial (873 Gg), agro/pesca/minería (484 Gg), consumo propio (443 Gg), residencial (396 Gg), centrales eléctricas de servicio público (317 Gg) y finalmente comercial/servicios/sector público (84 Gg).

Es así que, en 2018, el 12 % de las emisiones de CO₂ provinieron de las industrias de la energía (generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético) y el 88 % correspondió a las actividades de quema de combustibles en los distintos sectores de consumo.

Si se considera todo el período en estudio, las emisiones de CO₂ aumentaron desde 3.630 Gg en 1990 hasta 6.437 Gg en 1999, año a partir del cual comenzaron a disminuir hasta un valor de 4.043 Gg en 2003. Esta caída en las emisiones coincidió con la disminución de la demanda de energía provocada por la crisis que enfrentó el país a principios de siglo y unos años de buena hidráulidad. 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 en las emisiones de CO₂, salvo para el último año que se registró el aumento antes mencionado. Se verifica que en 2015, 2016 y 2017 la disminución en las emisiones totales de CO₂ del sector energía se debieron principalmente a las industrias de la energía, ya que las emisiones provenientes de los sectores de consumo se mantuvieron crecientes, como se detallará más adelante.

⁸ En el Anexo I, a partir de la página 168, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a emisiones de CO₂.

⁹ 1Gg (mil millones de gramos) equivale a 1kton (mil toneladas).

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 CO₂. En los últimos 15 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 que siguieron a 2013 con buenos aportes hidráulicos para la generación de electricidad, y su consecuente menor consumo de derivados. En particular, en los últimos cuatro años la hidroelectricidad ha ido disminuyendo; sin embargo, el gran aumento que se registró en la electricidad de origen eólico y solar fotovoltaico, ha permitido 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 CO₂ asociadas. Se destaca que en 2017 se registraron las menores emisiones de CO₂ por centrales eléctricas de los últimos 15 años. Esta situación se revirtió en 2018, año en que se dio un aumento de 73 % en las emisiones de CO₂ de esta categoría.

Por su parte, se menciona que las emisiones provenientes del consumo propio del sector energético se deben principalmente a la operación de la refinería. Estas se han mantenido relativamente constantes a lo largo de la serie, con participaciones entre 5-8 % de las emisiones de CO₂ totales. En particular, es de mencionar la disminución de 69 % en las emisiones en 2017, que se debió a la parada de la refinería por mantenimiento. En 2018, se retomó la operativa habitual y las emisiones de CO₂ 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, nuevamente un aumento hasta 2017 inclusive y finalmente una disminución en 2018. En los últimos diez años, el incremento de emisiones de CO₂ en el sector transporte estuvo marcado principalmente por las emisiones asociadas al consumo de gasolina, que aumentaron 106 %, mientras que para el gasoil las emisiones de CO₂ se mantuvieron prácticamente constantes.

Respecto a los demás sectores de consumo considerados en conjunto, las emisiones de CO₂ 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 2018 su participación fue de 30 % de las emisiones de CO₂ totales. Es de destacar el comportamiento del sector industrial, que si bien fue relativamente constante a lo largo de la serie, en los últimos ocho años sus emisiones de CO₂ crecieron de 583 Gg (2010) a 894 Gg (2016), debido principalmente a un mayor consumo de fueloil y coque de petróleo en la industria.

Sin embargo, en 2018 dichas emisiones descendieron a 873 Gg por un menor consumo de fueloil. Para los sectores residencial, comercial/servicios/sector público y agro/pesca/minería las emisiones de CO₂ han sido pequeñas respecto al resto de los sectores y se han mantenido relativamente constantes a lo largo de los años.

Finalmente, se presentan como partidas informativas las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales, ya que no se consideran en los totales de acuerdo a la metodología aplicada. En 2018, las emisiones de la quema de biomasa correspondieron a 9.043 Gg de CO₂, similar al año anterior. En cuanto a los combustibles, los residuos de biomasa fueron los que tuvieron la mayor participación (70 %), seguidos por la leña (28 %) y en menor proporción por los biocombustibles (2 %) y el carbón vegetal (<1 %).

En la categoría bunkers internacionales se informan las emisiones de CO₂ 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 2018, las emisiones de bunkers internacionales fueron 778 Gg de CO₂, lo que representó un aumento de 24 % respecto a 2017. El 58 % de estas emisiones se originaron en el transporte marítimo, a través del consumo de derivados de petróleo, mientras que el 42 % restante correspondió al transporte aéreo, principalmente por consumo de turbocombustible.

6. INDICADORES¹⁰

6.1. Intensidad energética final

La intensidad energética final se representa como el cociente entre el consumo final de energía y el producto interno bruto (PIB) y se expresa en toneladas equivalentes de petróleo por millón de pesos 2005 (tep/M\$ 2005). La serie del PIB corresponde a precios constantes de 2005 por empalme, publicada por el Banco Central del Uruguay (BCU).

A su vez, 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 1997. Ambas series han presentado comportamientos similares en lo que respecta a su evolución en el período 1997-2018. Se destaca 1999 como único año de todo el período que registró un crecimiento en el consumo de energía y una caída en el PIB. De manera opuesta, 2003 fue el único año en que el consumo energético disminuyó, mientras que el PIB aumentó. 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 2018, donde la variabilidad registrada ha permitido identificar diferentes períodos.

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 2008 (67 % respecto a 2007), que provocó un cambio en la estructura de consumo del país. Para estos años la intensidad energética fue creciente. En los años 2010, 2011 y 2012 se dio una tendencia opuesta. Si bien el consumo energético creció y el PIB también, el consumo final energético 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.

De esta manera, la evolución de la intensidad energética por unidad de PIB presentó un crecimiento neto en todo el período de estudio, acompañada por una gran variabilidad.

En el año 2005 se registró el mínimo histórico (5,7 tep/M\$ 2005) y en 2016 el máximo (6,9 tep/M\$ 2005). Para 2018, la intensidad energética fue de 6,7 tep/M\$ 2005.

6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita

Se presenta la evolución del **consumo de energía per cápita** expresado en toneladas equivalentes de petróleo por cada mil habitantes (tep/1.000 hab.). Dicho indicador

¹⁰ En el Anexo I, a partir de la página 174, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a indicadores.

se obtiene como el cociente entre el consumo final total de energía y la cantidad de habitantes.

Entre 1990 y 1999 el consumo de energía per cápita tuvo un crecimiento sostenido; este se vio interrumpido durante la crisis económica de comienzos del siglo XXI, pero a partir de 2004 comenzó nuevamente la tendencia creciente, que se mantuvo hasta 2018. En 2007, el pico de consumo anterior (que se había dado en 1999, antes de la crisis) fue superado.

Para 2018, el consumo final de energía per cápita fue de 1.364 tep cada mil habitantes; mantuvo su tendencia creciente y alcanzó su valor máximo de toda la serie.

Al igual que el indicador anterior, el consumo de electricidad per cápita se obtiene del cociente entre la energía eléctrica consumida y la cantidad de habitantes. A lo largo de toda la serie, el consumo de electricidad per cápita presentó, en general, una tendencia creciente, salvo en determinados puntos en los que se dio un decrecimiento.

La crisis 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 se registró un descenso de 3 % en el consumo eléctrico per cápita respecto a 2016, mientras que en 2018 se llegó a un consumo máximo histórico de 3.275 kWh/hab.

6.3. Intensidad energética por sector

Se entiende por intensidad energética al cociente entre el consumo energético de un determinado sector y el valor agregado de dicho sector; 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 con relación al valor agregado, se obtienen comportamientos diferentes según los sectores. Es importante tener en cuenta que para este indicador fue utilizada la serie de precios constantes de 2005, al igual que en el resto de los indicadores.

En la serie industrial/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. A partir de 2008 la intensidad energética mantuvo 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. En 2013, tanto el consumo energético como el valor agregado registraron crecimientos, lo que reflejó un aumento en la intensidad energética. Para los últimos cinco años, el gran crecimiento en el consumo energético junto con el crecimiento del valor agregado del sector (salvo para los últimos dos años que disminuyó), repercutieron en un destacado crecimiento de la intensidad energética de los sectores industrial, agro/pesca/minería (7 % de tasa media anual).

Por su parte, la serie de intensidad energética del sector transporte alcanzó su mínimo histórico en 2008 y registró un comportamiento variable en los años posteriores, en los 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, la intensidad energética volvió a crecer (2 %), luego de la caída que había registrado el año anterior (2 %).

Finalmente, en cuanto a la intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público, la serie no ofreció mayores variaciones, siendo relativamente constante en el período en estudio (1997-2018), con un descenso neto mantenido. En 2007 alcanzó el valor máximo 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 cuatro años se registraron los menores valores históricos de intensidad energética en el sector comercial/servicios/sector público (0,74 tep/M\$ 2005 en 2018).

6.4. Emisiones de CO₂ por PIB y per cápita

Se entiende por intensidad de emisiones de CO₂ al cociente entre las emisiones de CO₂ y el producto interno bruto (PIB) y se expresa en toneladas de CO₂ por millón de pesos 2005 (tCO₂/M\$ 2005). La serie del PIB corresponde a precios constantes de 2005 por empalme, publicada por el Banco Central del Uruguay (BCU). A su vez, para ayudar a entender la evolución de este indicador se analizan las series individuales de las emisiones de CO₂ de las actividades de quema de combustibles y del PIB, tomando como base igual a 100 los valores de ambas variables para 1997.

Las emisiones de CO₂ han presentado cierta variabilidad a lo largo de toda la serie, pero han acompañado la evolución del PIB. Las grandes variaciones que se dieron en las emisiones de CO₂ totales estuvieron fuertemente asociadas a las variaciones en las emisiones de las centrales térmicas de generación de electricidad, por consumo de derivados de petróleo para generación eléctrica como complemento de la hidroelectricidad.

En 2017 se dio un comportamiento similar a los años 2007, 2010, 2014 y 2015, en cuanto a la buena disponibilidad de energía hidráulica, lo cual se vio reflejado en menores emisiones de CO₂ respecto a otros años con características de crónicas secas y sus correspondientes mayores consumos de derivados de petróleo para generación eléctrica. Si bien en los últimos cinco años la hidroelectricidad ha disminuido, el gran aumento que se dio en la electricidad de origen eólico logró compensar tal caída y resultó en un consumo menor de derivados de petróleo.

En cuanto a la intensidad de emisiones de CO₂ por unidad de PIB, presentó cierta variabilidad en la serie 1997-2018, en línea con lo mencionado para los indicadores anteriores. Los años con mayores niveles de intensidad de emisiones correspondieron a 1999 y 2008 (15 tCO₂/ M\$ 2005), mientras que en los últimos cinco años se alcanzaron los valores más bajos desde 1997 (8-9 tCO₂/ M\$ 2005).

Respecto a las emisiones de CO₂ per cápita, se observa un crecimiento neto para todo el período 1990-2018, 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 1990 se registró el mínimo de emisiones de CO₂ per cápita (1,2 tCO₂/hab.), mientras que en 2012 las emisiones alcanzaron sus niveles máximos (2,4 tCO₂/hab.). En los últimos cinco años las emisiones de CO₂ per cápita se mantuvieron relativamente constantes (1,7 - 1,8 tCO₂/hab.).

6.5. Factor de emisión de CO₂ del SIN

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

Cabe destacar que el máximo factor de emisión del SIN fue registrado en 2008, con un valor de 335 tCO₂/GWh, seguido en importancia por los años 2006 (304 tCO₂/GWh) y 2012 (301 tCO₂/GWh). Por su parte, los mínimos se dieron entre 2001 y 2003, con valores menores a 3 tCO₂/GWh, cuando prácticamente el 100 % de la electricidad se generó a partir de energía hidráulica. Para 2018, el factor de emisión del SIN fue de 25 tCO₂/GWh, lo que representó el segundo menor valor en los últimos 15 años y el sexto desde 1990.

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 ha pasado de 79,0 % a 99,8 % entre 1975 y 2018. 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 2018. Por su parte, la tasa de electrificación urbana pasó de 89,0 % a 99,8 % en dicho período.

Visto de otra manera, del total de viviendas ocupadas en 2018 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 2.729 viviendas. La distribución fue de 2.018 viviendas en el medio urbano (0,2 %) 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 y PIB per cápita. A continuación, se analiza la evolución del sendero para el período 1997-2018 incluyendo la intensidad energética, expresada en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos constantes del año 2005 (tep/millones\$ 2005), y el PIB per cápita, expresado en miles de pesos constantes del año 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.

La evolución del comportamiento de los indicadores evidencia las distintas etapas atravesadas por el país en el período en estudio. A través del retroceso del sendero energético, marcado por una disminución del PIB per cápita, es posible identificar la crisis económica que se produjo a principios de siglo.

El período entre los años 2002 y 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.

Entre 2005 y 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 y 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.

Finalmente 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.

7. OBJETIVO DE DESARROLLO SOSTENIBLE 7¹¹ (ODS 7)¹²

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) aprobados por la Organización de las Naciones Unidas en 2015 contemplan de forma integrada los desafíos en torno 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 había comenzado a elaborar en 2005, mantenido diálogo con todos los actores públicos involucrados en el tema energético. Si bien la misma se aprobó en 2008, parte ya se había comenzado a implementar. Además, en 2010 se obtuvo el aval de una Comisión Multipartidaria integrada por representantes de todo el sector político, convirtiéndose así 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 las Naciones Unidas definió para la concreción de los ODS. Esto explica que para 2015 Uruguay ya contara con indicadores que reflejaban una realidad energética transformada y encaminada a la concreción del ODS 7.

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

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.

¹¹ Datos extraídos de www.ods.gub.uy, noviembre de 2019.

¹² En el Anexo I, a partir de la página 187, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados al ODS 7.

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 o bioquímico 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 físicos, químicos y/o bioquímicos, 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 el 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 submatrices:

- 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 submatrices.

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, es de mencionar la mayor desagregación en los sectores de consumo, implementada a partir de 2013, y la apertura por fuente para las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción, realizada desde 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:

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

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

8.2.2. Balance de centros de transformación

Refleja la actividad de los centros de transformación tanto primarios como secundarios. Los signos negativos indican los ingresos (insumos) y los positivos los egresos (productos).

Como consecuencia de los procesos que en ellos se desarrollan, tienen lugar las pérdidas

de transformación, que se obtienen como resultado de la suma algebraica de ingresos y egresos.

Se incluyen como centros de transformación:

- **Refinería:** Instalación industrial donde se somete al petróleo crudo a procesos físicos y de transformación química para la obtención de compuestos y derivados de mayor valor de mercado.
- **Centrales eléctricas de servicio público:** Incluyen centrales que vuelcan a la red la energía eléctrica generada, como las centrales hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas y termoeléctricas.
- **Centrales eléctricas de autoproducción:** Incluyen centrales cuya electricidad producida se destina para consumo de un establecimiento productivo 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; si bien actualmente no se utilizan en el país, fueron incluidos en los años de la serie histórica en los que sí fueron utilizados.

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

- **Propano:** Hasta 2010 inclusive, el consumo de 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:** Agrupa 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 calcinado, sin calcinar y coque de refinería. Hasta el BEN 2012 inclusive, se denominaba “otros energéticos”.
- **Productos no energéticos:** Incluye solventes, lubricantes, aceites. Desde 2013, con la puesta en operación de la planta desulfurizadora 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 el BEN 2012 se denominaba “coque”.
- **Electricidad:** El consumo eléctrico asociado al transporte de los últimos años incluye flotas cautivas y particulares.

Los rubros que corresponden al balance de energía secundaria son los mismos que los descritos anteriormente para el balance de energía primaria, con la excepción de un nuevo rubro que se incorpora en esta submatriz en BEN 2013 denominado “bunker internacional”. Hasta 2012 inclusive las ventas de combustibles a bunker internacionales se incluyeron junto con las exportaciones, pero a partir de 2013 se han informado de manera separada. Cabe mencionar que en el “análisis del comercio exterior de derivados” (cuadro 2.3 Comercio exterior de energía secundaria) las ventas a bunkers internacionales se consideran como exportaciones.

8.2.4. *Oferta bruta y consumo*

En esta submatriz 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. El consumo propio es exclusivamente de electricidad y combustibles.

- **Consumo final total:** Se compone de la suma del consumo final energético más el no energético.

8.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético

En esta última parte de la matriz consolidada, se indica la manera en la que se distribuye el consumo final energético entre los diversos sectores de la actividad socioeconómica.

A partir de la elaboración del BEN 2013 se mejoró la recopilación de información de consumo, y esto se logró a través de nuevas encuestas sectoriales. La tradicional “Encuesta de leña y residuos de biomasa” pasó a formar parte de la “Encuesta sobre consumo de energía en el sector industrial”, que abarca otras fuentes energéticas y fue realizada para los años 2011, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 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 del BEN 2013 se comenzó 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. Tampoco se realiza la apertura por corresponder una sola empresa por sector, debiéndose informar el consumo agrupado, o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

La desagregación sectorial y subsectorial adoptada ha sido 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 pasan a ser informados 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 pasan a ser informados con la siguiente apertura:

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

Nota:

* Incluye solo los consumos dentro de los establecimientos.

- **Sector transporte:** Comprende la movilización individual y colectiva de personas y cargas por medios aéreos, terrestres y fluviales. No incluye el transporte interno dentro de los establecimientos comprendidos en el resto de los sectores. Tampoco incluye el transporte aéreo y fluvial de 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
Ferrovionario
Aéreo
Marítimo y fluvial

Para el caso de los vehículos particulares, se consideraron los resultados obtenidos en las encuestas de consumos del sector residencial e industrial para 2013, en las cuales se pudo relevar información al respecto. Lo mismo ocurrirá cuando finalice la encuesta correspondiente al sector comercial/servicios/sector público a través de la cual se relevará el consumo de vehículos particulares, que según la metodología se computa en el sector transporte.

- **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 comienza a informar los consumos con la siguiente apertura:

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

Notas:

* Excluye la refinería, cuyo consumo se considera en "consumo propio".

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

• **Sector agropecuario, pesca y 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 comienza a informar 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 de 2013. En el caso de la pesca artesanal, desde 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 incluye una mejora en la asignación del consumo de combustibles de aviación en actividades aeroagrícolas, que se venía informando en el sector transporte y ahora se comienza a informar 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 y 2017.

Los datos se consideran con carácter preliminar, ya que, al no lograrse el 100 % de las respuestas, los mismos pueden estar subevaluados.

En futuras ediciones se espera poder confirmar los resultados para la serie histórica.

• **No identificado:** Sexta categoría en la cual se incluyen aquellos consumos a los que no se les ha identificado 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 texto 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

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_{hidro} : Producción de hidroenergía (kWh/año)
- k : Coeficiente para transformación de unidades
- β : Densidad del agua (kg/m^3)
- g : Aceleración de la gravedad (m/s^2)
- t : Tiempo de operación de la central (horas/año)
- h : Altura media de caída (m); se consideran las cotas del último día de cada mes
- Q : Caudal turbinado (m^3/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.

Para el BEN 2014 se realizó una corrección de la serie de energía hidráulica para el período 1981-1994, ya que se ajustó al porcentaje real del convenio entre Argentina y Uruguay para la represa de Salto Grande. Esto implicó una corrección de una serie de cuadros de análisis entre los que se encuentra: "Abastecimiento por fuente"; "Oferta de fuentes primarias"; "Generación de electricidad por planta y por fuente"; "Insumos para generación"; "Electricidad"; entre otras planillas. A su vez, se completó la serie para la hidroenergía por central; hasta el BEN 2013 se publicaba solamente información para el año en cuestión.

8.4.2. *Energía eólica*

Las publicaciones de los BEN de los años previos al 2008 no incluyeron valores para la energía eólica puesto que las estimaciones existentes del número de molinos de viento y aerogeneradores variaban considerablemente según las distintas fuentes. Sin embargo, a partir de 2008 entraron en funcionamiento los primeros parques eólicos del país conectados a la red. Es por esto que, desde ese año, se incorpora la energía eólica a la matriz de balance, en la que se contabiliza únicamente la correspondiente a los aerogeneradores de gran porte.

En el BEN 2015 se cambió el criterio para determinar la energía eólica, asumiendo la metodología aplicada por OLADE y otros organismos internacionales. La estimación de la energía eólica para aerogeneradores de gran escala 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. Con esta nueva metodología, se corrige toda la serie desde 2008.

Hasta el BEN 2014, se consideraba la energía eléctrica generada en el año (E_e) por cada parque/aerogenerador obtenida del medidor, así como el coeficiente de potencia (C_p) de las máquinas que componían el parque.

8.4.3. *Energía solar*

A partir del BEN 2015 se comienzan a incluir estimaciones de energía solar térmica en la matriz de resultados, junto con la energía solar fotovoltaica. Ambas fuentes de energía se informan desde 2014 tanto en la matriz consolidada como en los cuadros auxiliares.

- **Energía solar térmica:** Para realizar las estimaciones correspondientes a energía solar térmica se obtiene el área de apertura total de equipos importados y se considera la no existencia de stock por más de pocos meses, afirmando entonces que lo importado un año es prácticamente instalado ese mismo año.

En 2017 se realizó un relevamiento de fabricantes locales con el fin de determinar la producción nacional de colectores solares térmicos, por lo que, a partir de 2017 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. Tanto para equipos importados como de fabricación nacional se considera una vida útil de 15 años, de manera de determinar el acumulado de equipos instalados.

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 %:

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

Siendo:

- $E_{\text{solar térmica}}$: Producción de energía solar térmica (ktep/año)
- E_f : Eficiencia global (0,40)
- H_o : Irradiancia media anual en plano horizontal (kWh/m²-año)
- A : Área de apertura de colectores/calentadores solares térmicos (m²)

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 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 muestra no logra captar la población que utiliza esta tecnología.

Sin embargo, desde 2017 se logró incorporar una mejora en la asignación de la industria, a través de datos de la encuesta industrial que se realiza anualmente. Por esta razón, se estima un valor de consumo industrial asociado a la superficie relevada en dichas encuestas, se mantiene la participación teórica para el sector comercial/servicios/sector público y se cierra el balance con el sector residencial.

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 de 2009).

Los resultados del censo junto con otras encuestas del sector permitieron estimar una superficie instalada de 5.783 m² de colectores solares térmicos, equivalente a 0,3 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:** En el BEN 2015 se cambió el criterio para determinar la energía solar fotovoltaica, asumiendo la metodología aplicada por OLADE y otros organismos

internacionales, que consideran como “energía fotovoltaica producida” el mismo valor que la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos. Con esta nueva metodología se corrige la serie histórica desde 2014. La generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos se determina de cuatro formas, dependiendo del tipo de productores:

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

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 la DNE-MIEM. 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 la 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

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 este criterio, la producción era sensiblemente mayor al consumo de estos energéticos.

A partir de 2008, la producción de residuos de biomasa se pasó a contabilizar 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. Se debe tener en cuenta que este criterio es muy utilizado en otros países.

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 a base de estudios de

relevamiento de información, realizados anualmente por la DNE-MIEM a las empresas que utilizan esta fuente como energético. En lo que respecta al sector residencial, para los últimos años se utiliza el resultado del “Estudio de consumos y usos de la energía” del año 2006, así como de la “Encuesta residencial 2013”.

8.4.6. Biomasa para biocombustibles

El ítem referido a “biomasa para biocombustibles”, que es incorporado a la matriz a partir de 2010, recoge los consumos de fuentes de energía primaria (granos, aceites crudos, jugo de caña, etc.) asociados a la elaboración de biocombustibles.

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 valores que puedan ser el resultado de la aplicación de otro tipo de metodología no descrita en este documento.

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

Ingenio Bella Unión:

Al no disponerse de valores confiables del consumo de azúcares en el jugo de caña discriminado en los consumos efectivos de cada proceso, la cantidad de fuente primaria utilizada para bioetanol se estima a partir de los datos de producción de bioetanol/azúcar, teniendo en cuenta el rendimiento medio combinado de fermentación y destilación del Ingenio sucroalcoholero, 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 con la siguiente ecuación (Ec. 1):

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

Donde:

- **RT:** Rendimiento teórico (m³ bioetanol / t azúcar)
 - **RI:** Rendimiento medio del Ingenio Sucroalcoholero (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.

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

De esta manera, la Ec. 1 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 sucroalcoholero. 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). Actualmente se procesa sorgo grano.

• **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 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. Este generador también está incluido dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas de servicio público”. En ambos 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 CO₂*

A partir del BEN 2012 se han incorporado emisiones de dióxido de carbono (CO₂) correspondientes a las actividades de quema de combustibles en las industrias de la energía y los sectores de consumo. Son incluidas también las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales, las que se presentan como partidas informativas, ya que no se consideran en los totales. La serie comienza en 1990.

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

A continuación, se detallan las categorías informadas:

- **Industrias de la energía:** Se consideran las emisiones de los siguientes centros de transformación secundarios, así como del consumo propio del sector energético. Se destaca que las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales eléctricas de autoproducción son incluidas en el sector industrial, según la metodología empleada.
 - Centrales eléctricas de servicio público
 - Consumo propio
- **Sectores de consumo:** Se consideran los mismos sectores incluidos en el BEN y detallados en el apartado denominado “estructura” de la presente descripción metodológica.
 - Residencial
 - Comercial/Servicios/Sector público
 - Transporte
 - Industrial
 - Agro/Pesca/Minería
 - No identificado
- **Partidas informativas:** Se presentan en forma separada sin incluirse en los totales las emisiones de CO₂ de las siguientes categorías:
 - Quema de biomasa: Incluye leña, residuos de biomasa, carbón vegetal para toda

la serie, y biocombustibles a partir de 2010. Las emisiones de esta categoría corresponden a la quema de biomasa en centrales eléctricas de servicio público, centrales eléctricas de autoproducción y en los distintos sectores de actividad.

- 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 CO₂ por defecto para la combustión, presentados en el Cuadro 1.4 de las Directrices del IPCC de 2006. Volumen 2: Energía.

Desde el BEN 2016 se incorpora la serie de emisiones de CO₂ por fuente desde el año 2006.

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 bunker 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".

En el análisis del abastecimiento de energía por fuente, se presenta la matriz según 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 2018

**ENGLISH
VERSION**



FOREWORD

The Secretary of Energy presents the National Energy Balance (BEN), which includes the main results of the national energy sector for 2018. The BEN aims to provide information to aid the design and review of public policies, as well as for 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 2018 is the 54th balance in the historical series (1965-2018), which has been 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 most relevant facts in this balance is the share of biomass in the primary matrix, also called the matrix of supply (41 %), which, for the third consecutive year, has beaten oil and oil products (39 %) and their historical first place. Although the share of renewable energies decreased from 62 % to 60 % between 2017 and 2018, there is a net growth in the supply of these sources. In particular, the recent significant development of wind and solar energy sources has made it possible to offset this decline in hydroelectricity supply.

This behavior has been observed for the last four years and is explained by the changes in electricity generation. The share of renewables in the electricity generation matrix was 97 % in 2018; while hydroelectricity has been decreasing since 2014, the sustained increase in electricity from non-traditional renewable sources (wind and solar) has offset this situation. It must be noted that in 2018, and for the second consecutive time, electricity generation from solar photovoltaic energy surpassed the electricity generated from fossil fuels.

Regarding the infrastructure of the energy sector, in 2018, 360 MW of thermal fossil generators (combined cycle) began operating, which resulted in an 8 % increase in the total installed capacity for electricity generation.

Additionally, in 2018, La Teja refinery resumed its normal operations after a 2017 shutdown because of the scheduled maintenance of its units (between February and September).

Another landmark in the BEN 2018 is that 47 % of the electricity consumed by the industrial sector was generated from autoproduction; that is, the industrial establishments themselves generated almost half the power consumed.

Additionally, compared to previous BEN editions, this publication includes improved estimations of final energy consumption, disaggregated by sector according to data from the energy use and consumption surveys conducted in the industrial sector and the survey on solar equipment conducted among large commercial and service establishments. In particular, it includes the improved allocation of the consumption of solar thermal energy in the industrial and commercial/services sectors, as well as the reclassification of the consumption of fuels for agricultural aircraft, which had been included in the transport sector.

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



Ec. Ruben García
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 sector-specific 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 Secretary 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 2018 comes to complete 54 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*, which was 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 non technical losses of the electricity sector were first recorded in the final energy consumption. Since then, social losses have been included in the residential sector; the other non-technical losses are distributed according to the share in the consumption of electricity of the remaining 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 (CO₂) emissions of the energy industries and the consumption sectors were first reported. CO₂ 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 e Government 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 wider breakdown of sectors:

- **Residential:** Montevideo and 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:

- CO₂ 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 the consumption of this sector. This edition also included the series of CO₂ emissions by source and as of 2016.

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 national 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, as well as through the industrial survey. Likewise, 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 and 2017 data. Furthermore, the processing of bioethanol and motor gasoline data improved, which entailed correcting the balance of these energy sources from 2010.

To compare the figures of the different sources that make up the energy supply -which have different heating values- 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 of which are located on the Río Negro and one on the Río Uruguay (shared with Argentina). There are also thermal power plants operated by steam turbines, gas turbines and engines run on fossil fuels, as well as private generators that use biomass. Both public and private wind and solar generators have been added over the last few years. The National Interconnected System (SIN) has interconnections with Argentina (2,000 MW) and Brazil (570 MW).

By the end of 2018, Uruguay had a total installed capacity of 4,912 MW, including the generators connected to the SIN and the isolated autoproduction generators. This capacity included 1,538 MW from hydropower, 1,511 MW from wind, 1,190 MW from thermal power (fossil fuels), 424 MW from thermal biomass and 248 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 non-renewable energy (gas oil, fuel oil and natural gas).

In the early 1990s, the total capacity of the generation park 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). Then followed a period when almost no new generators were included until 2005, when the total installed capacity had a net growth of 140 %, reaching 4,912 MW towards the end of 2018. This growth was influenced by new local energy sources, which complemented the traditional sources, and by the diversification of the energy matrix over the last few years. Although the growth 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. Thus, in 2017, installed capacity started to grow again, reporting a new historical maximum value in 2018 caused by the operational start-up of the combined cycle in Punta del Tigre and a series of wind farms and photovoltaic plants.

The evolution of the installed capacity in hydroelectric power plants increased until the beginning of the 1990-2018 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 % (in 2018).

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, the capacity of thermal fossil generators 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 an increase in installed capacity from fossil fuels and in a 24 % share compared to the total installed capacity in this past year. 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 years¹.

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 began to enter into force in 2007. As a result, there was a 410 MW growth in the installed capacity from biomass over the last twelve years. In particular, the increases recorded in 2007 and 2013 corresponded to the installation of cellulose plants that are still operating in the country. The share of biomass in the total generation capacity was 1 % until 2006, reaching a maximum value of 13 % in 2013, and 9 % in 2018.

In turn, large sized wind energy became part of the mix of energy generation in 2008, with the start up of the first wind farms in the country. Since that year, both private and public wind generators have been included. This energy source has recorded a significant development in the second half of this decade. Between 2008 and 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 40 large scale wind farms connected to the network. Considered jointly with microgenerators and autonomous plants, their total installed capacity was 1,511 MW. No new wind generators were installed in 2018. The share of wind generators in 2018 was 31 % of the total installed capacity.

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 248 MW (2018). Between 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 549 facilities connected to the network and a total installed capacity of 18 MW for 2018. This was the sector-specific distribution in order of importance: commercial/services (60 %), industrial (18 %), agriculture (17 %) and residential (5 %).

¹ <https://portal.ute.com.uy/noticias/ciclo-combinado-respaldo-menor-costo>, November 2019.

2.2. Hydrocarbon sector²

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 m³/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 at Terminal Petrolera del Este, through a buoy located 3,600 meters from the coast; it is transported to the refinery through a 180 km oil pipeline. Fuels and other oil products are transported nationwide by road and by sea, using the distribution plants located in Montevideo, Canelones, Colonia, Durazno, Paysandú and Treinta y Tres.

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 remodeling that took place between 1993 and 1995; 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 energy efficiency of the atmospheric distillation and vacuum units. This remodeling increased the refinery's processing capacity to 37,000 barrels a day (5,900 m³/day).

In 1999, another major remodeling period began, aiming to produce high-octane unleaded fuels. A gasoline hydrotreating 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, as well as 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 has the capacity to produce 2,800 m³/day of gas oil 50S and 800 m³/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 that is 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 in order to meet demand. In 2018, the refinery resumed its normal operations, with a crude oil processing level similar to that of 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 m³/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. It has a total length of 27,200 meters of pipeline (including distribution branches in Uruguay and the section over the international bridge) and supplies the local distribution network.

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, passing through the departments of Colonia, San José and Canelones. It has two trunk

²Data taken from www.ancap.com.uy and www.gasoductocruzdelsur.com.uy, November 2019.

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 the different towns (200 km approx.).

2.3. Biofuel sector³

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

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

Regarding **bioethanol production**, ALUR currently has two production plants located 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 measures. 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 capacity of the plant is 120 m³/day for bioethanol, operating from May to October (6 months). It has worked at higher than nominal capacity (140-190 m³/day) on many occasions.

In October 2014, a new ethanol production plant was opened in the department of Paysandú, with an installed capacity of 70,000 m³/year. The plant can process grain sorghum, maize, wheat and barley, operating non-stop throughout the year. Currently, it operates with low-tannin sorghum and produces bioethanol and animal feed. The selected technology was developed by Katzen, a United States company. It stands out for being energy-efficient, offering the possibility to use summer and winter crops, and having 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 m³/year from refined oil, used oil for frying and beef fat. In addition, glycerin is produced as a byproduct. Plant N°2 is located in Capurro and has a biodiesel installed capacity of 62,000 m³/year from vegetable oil, used frying oil and beef fat. The products are biofuel, olein and glycerin.

An agreement was reached with the company COUSA to ensure the efficient production of biodiesel, whereby its infrastructure is available for use and, 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 2 and the final product were certified according to the European standard International Sustainability and Carbon Certification (ISCC) for the production of biodiesel from frying oil and fat.

³Data taken from www.alur.com.uy, November 2019, as well as from a direct source at the company.

3. ENERGY SUPPLY⁴

The total gross energy supply in the country in 2018 was 5,501 ktoe, which was 4 % lower than the 2017 figure. The main fuels included in the energy supply in 2018 were:

- **Oil and oil products:** As mentioned above, in 2018, the refinery resumed its normal operations after a 2017 shutdown because of scheduled unit maintenance. Therefore, comparing these years' supply of oil and oil products should be done with care.

In 2018, gross oil supply was 2,202 ktoe, and while it recorded an increase of 270 % compared to 2017, it was only 2 % higher than in 2016. The load of the refinery had a behavior similar to the gross supply. In 2018, 2,176 ktoe of oil (2,521,000 m³) was imported, four times more than the previous year and 3 % higher than in 2016.

Regarding oil products, in 2018, gross supply increased 8 % compared to the previous year and was similar to 2016. The production of oil products amounted to 2,189 ktoe in the last year and the usual production level was resumed, with the refinery operating throughout the year. Imports of oil products decreased by 88 % compared to the previous year in order to meet the final demand.

In turn, the export of oil products in 2018 corresponded to asphalt, with a value of 1 ktoe. As for the flow in the international bunker, there was a 23 % increase due to higher fuel oil and gas oil sales.

- **Natural gas:** In 2018, 55 ktoe of natural gas was imported, 6 % less than in 2017 and similar to the average for the last ten years. In any case, the share of natural gas in the energy matrix remains marginal.

- **Hydropower:** Hydraulic energy gross supply varies a lot from year to year, as it depends on the hydrological characteristics of the year. In 2018, there was a 40 % decrease compared to 2017. It was a year with reduced rainfall levels (10 % below the average for the last 15 years). The volume of water dumped (not used) decreased 72 % compared to the previous year, while there was an 18 % reduction in hydropower consumption at power plants, going from 738 ktoe (2017) to 605 ktoe (2018). It should be noted that hydropower estimations consider the water levels of the last day of each month as an approximation.

- **Wind and solar energy:** As in 2016, in 2018 the gross supply of wind energy grew significantly once again (25 %), going from 325 ktoe to 407 ktoe, with no variation in the installed capacity in the last year. As for solar energy, both solar thermal and photovoltaic energy have been included in the matrix of results since 2014. The solar energy gross supply was 40 ktoe in 2018; it increased by 50 % (27 ktoe in 2017).

- **Biomass:** The 2018 gross biomass supply was similar to that of 2017. To analyze the behavior of biomass, we must disaggregate the different sources included: firewood, biomass waste (rice husk, sugar cane bagasse, black liquor, odorous gases, methanol,

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

barley husk and waste from the timber industry) and biomass for biofuel production.

The gross firewood supply for 2018 was 534 ktoe, 3 % higher than the 2017 records (519 ktoe), thus maintaining the figures for the last few years. Regarding biomass waste, the gross supply decreased by 1 % in 2018 (1,564 ktoe) compared to 2017 (1,589 ktoe). In the case of biomass for biofuel production, the gross supply for 2018 was 115 ktoe, 8 % higher than 2017 (107 ktoe).

- **Coal and coke of coal:** In 2018, coal consumption was similar to that of 2017 (3.1 ktoe), while no consumption of coke of coal was recorded.

- **Imported/exported 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, as has been the case in the last few years.

In turn, in the last 5 years, more electricity has been exported than the average for the last 20 years, consolidating Uruguay as a net exporter of electricity.

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 2018, reaching a record value in 2018 (5,396 ktoe), 5 % higher than in 2017.

3.1.1. Primary matrix by source

In 2018 and for the third consecutive year, biomass took the first place in the primary matrix (41 %), after it displaced 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 (39 %), electricity from hydraulic energy (10 %), 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 major changes in the primary matrix, mainly due to diversification and to 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. 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 the highest share in the primary matrix, as discussed above. Between 2017 and 2018, biomass supply remained constant.

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. The share of this source in the primary matrix has varied, mainly according to the demand for oil products for electricity generation. Between 2017 and 2018, the share of oil and oil

products in the matrix increased from 36 % to 39 %, and the supply went from 1,872 ktoe (2017) to 2,112 ktoe (2018).

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. 2018 had good rainfall levels: similar to the historical average but lower than the precipitation recorded in the last six years.

Electricity from wind power is evolving significantly within the matrix, with a considerable increase over the last three years. 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 407 ktoe in 2018. Although its share in the matrix of supply is still low (8 %), this source had a 25 % increase in the last year, as well as a remarkable share in the matrix of electricity generation, as will be seen further on. It must be noted that 34 wind farms began operations between 2014 and 2017, reaching 1,511 MW of installed capacity.

The remaining sources in the matrix of supply in 2018 had a minimal share: natural gas (1 %), solar (1 %), and coal and coke (<1 %). In particular, natural gas supply was 55 ktoe in the last year.

3.1.2. *Primary matrix by origin*

In 2018, energy supply was 60 % from local sources and 40 % from imported sources. Considering the whole series, the last five years showed the largest shares of local energy in the supply: 2017 (62 %), 2018 (60 %), 2016 (59 %), 2015 (57 %), 2014 (55 %). In absolute terms, it is important 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 3,222 ktoe in 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 2018, 12 % more energy was imported than in 2017.

3.1.3. *Primary matrix by type*

Regarding energy supply, sources are also classified according to their being renewable or not. In 2018, renewable energy sources (biomass, solar thermal energy, hydroelectricity, wind electricity and photovoltaic solar electricity) had a 60 % share in the matrix of supply, while the other 40 % corresponded to non-renewable sources (oil and oil products, natural gas, coal and coke).

There is a strong correlation between energy origin and energy type. Renewable energy supply comes mainly from national production, and the country resorts to importing energy to cover the supply of non-renewable sources.

Thus, it is observed that renewable energy supply grew significantly towards the end of this period, increasing almost threefold the average recorded over the 15 years before 2005. While the share of renewable sources decreased last year, supply grew in absolute

values and reached a record high for 2018 (3,225 ktoe). 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 2018 was 4,912 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 2018, electricity demand was entirely covered with local production, as already explained above. A total of 1,258 ktoe of electricity was generated (14,627 GWh), amounting to a 2 % increase compared to the previous year. This generation included 1,107 ktoe from power plants for public service, while 151 ktoe was generated in autoproduction power plants. Compared to 2017, this represented a 1 % and 7 % increase respectively for both types of generation.

In 2018, Uruguay exported 103 ktoe of electricity, 18 % less than the previous year. However, in the last 5 years, electricity exports have been higher than the average for the last 20 years. Regarding export destination, in 2018, 73 % of the electricity was exported to Brazil, while the remaining 27 % to Argentina. In the case of Argentina, October 2017 marked the beginning of exports of electricity from wind power by generating agents other than UTE, amounting to 13 % of the 2018 total exports.

Additionally, final electricity consumption (calculated as generation plus imports minus exports, technical losses and own use) reported a 6 % increase compared to the previous year. The final energy consumption supplied from the SIN (without considering the electricity generated by autoproduction power plants), increased 5 % in the last year.

Historically, hydraulic energy has been essential in electricity generation in Uruguay. In particular, as of 1979, the share of said source 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 the availability of hydraulic energy 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 and 2008, the country had to generate electricity with higher amounts of fossil fuels.

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, in the last five years, there has been a significant increase in electricity generation: from 144 GWh (2013) to 4,732 GWh (2018). In 2016, in particular, electricity generated from wind energy became

the second source in the matrix of generation, and it continued to increase until it reported a 32 % share in the matrix in 2018. It must be noted that although there was no additional installed capacity from wind generators in 2018, generation from this source grew 25 % compared to the previous year.

Regarding biomass, it became more relevant in 2008 as a raw material for electricity production. This is associated with the effective date of the purchase contracts of energy supply between UTE and private producers connected to the SIN, mainly with the use of 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, being 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. It should be noted that for the second consecutive time in 2018, 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 two years.

Photovoltaic microgeneration connected to the network has increased significantly in recent years: from 2,110 MWh (2014) to 21,266 MWh (2018). There follows the distribution according to sectors in order of importance for the last year: commercial and services (59 %), residential (17 %), industrial (12 %) and agriculture (12 %). In turn, the analysis of the relation between electricity delivered to the grid and electricity for own use in 2018 shows that in all sectors, most of the electricity from photovoltaic microgeneration was delivered to the grid: commercial/services (73 %), agriculture (69 %), industrial (66 %) and residential (60 %). In turn, the rest of the electricity generated was consumed by the generators themselves: commercial/services (27 %), agricultural (31 %), industrial (34 %) and residential (40 %).

Electricity generation can be analyzed with two different approaches: considering the inputs for generation and considering the electricity generated by source. It is important to point out that the matrix of electricity generation has a different structure than the matrix of inputs for generation since it considers transformation efficiency for the various sources. In 2018, a global transformation efficiency of 86 % was recorded, with a one percentage point growth 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 1,459 ktoe (2018). 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 major variations throughout the years, as well as the diversification of energy sources towards the end of the period, as already mentioned. In 2018, hydropower had the highest share in inputs for generation (42 %), followed by wind energy (28 %), and biomass (21 %). To a lesser extent, the following were

also present: oil products (7 %: gas oil 5 % and fuel oil 2 %), solar energy (2 %) and natural gas (< 1 %).

3.2.2. *Matrix of electricity generation by source*

The electricity generated in 2018 came mainly from hydraulic energy (45 %), which reported a 13 % decrease (in absolute terms) compared to 2017. In turn, electricity generation from wind energy recorded a significant growth of 25 %, consolidating its position as the second most important source in the 2018 matrix of generation (32 %). Biomass went down 1 % in the last year and came in third (17 %). As mentioned above, electricity from photovoltaic solar energy grew significantly (55 %), surpassing electricity from fossil fuels, which grew 57 % compared to the previous year. These two sources had a share in the energy matrix of 3 % each.

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.

In particular, the decline in hydroelectricity over the last four years has been offset every year by the growth in wind and photovoltaic solar electricity. In turn, it is important to note that electricity generated from non-traditional renewable sources (wind, solar photovoltaic and biomass) surpassed the generation of electricity from hydraulic energy in 2018 for the first time. Taken together, renewable energies had a 97 % share in the electricity generation matrix in 2018; although the share was somewhat lower than the previous year, in 2018, a new absolute maximum was recorded for electricity generated from this type of energy source (14,234 GWh).

3.3. *Production of oil products*

In 2018, the refinery resumed its normal operations, after scheduled unit maintenance that lasted for most of 2017. 2,202 ktoe of crude oil was processed. Although this resulted in levels 270 % higher than the previous year, the amount was only 2 % higher than in 2016.

Furthermore, 2,189 ktoe of oil products was produced, resulting in 12.4 ktoe of transformation losses. In 2018, the main product was gas oil (902 ktoe), followed by motor gasoline (615 ktoe) and fuel oil (236 ktoe). To a lesser extent, there was production of LPG (LP gas and propane), kerosene and jet fuel, among other products.

The refining process supplies products that are directly consumed in the process. In 2018, 72 ktoe of fuel gas and 34 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 remodeling of the refinery began in 1993. There was no production in 1994.

Additionally, there have been several maintenance shutdowns. The most important ones took place from September 2002 to March 2003, from September 2011 to January

2012, and the latest one from February to September 2017. The annual levels of crude processing and production of oil products decreased in the refinery during these years.

The refinery's production structure has changed over these 54 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 the production of gasoline has exceeded that of fuel oil since 2011, moving to second place in the structure of production.

4. ENERGY DEMAND⁵

“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 and including 2003, when it reached a relative minimum of 2,251 ktoe due to the economic crisis in Uruguay 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 2018, there was a record value of 4,783 ktoe, 1 % higher than in 2017.

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 2018, non-energy final consumption was 122 ktoe, 21 % higher 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.

Similarly to total final consumption, final energy consumption had a net increase between 1965 (1,681 ktoe) and 1999 (2,562 ktoe). Then it decreased in 2003 (2,201 ktoe) due to the economic crisis in Uruguay at the beginning of the century. Since 2004, and associated with the growth of the economy, final energy consumption has increased steadily until and including 2018, reaching a value of 4,661 ktoe. The highest growth rates were reported (5 % on average) for the full series over this last period.

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 2018 and for the fourth consecutive year, the final energy consumption of biomass (firewood, charcoal and biomass waste) surpassed that of oil products (1,791 ktoe and 1,753 ktoe, respectively), with a 38 % share for both sources. Electricity consumption came in third (988 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.

⁵ Tables and charts related to energy demand are available in Annex I, as of page 149.

As per oil products, historically, they have had the highest share in the matrix of final energy consumption. Over the last 18 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 2018, consumption was similar to that of 2017 (1,754 ktoe).

As for electricity consumption, there has been a steady net increase 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, when electricity consumption decreased 2 % compared to 2016. By 2018, it had increased again, reaching a new maximum value of 988 ktoe. In particular, it is noted that the 2006 increase in electricity consumption is associated with a change in the methodology of evaluation of non-technical losses⁶, which have been included in the final consumption sectors since that year. The social losses were included in the residential sector, and the rest of the non-technical losses were distributed according to the percentage of share in electricity consumption of the other sectors.

In turn, biomass consumption (firewood, charcoal and biomass waste) has been present throughout the historical series, and, over the last few years, it has increased its share in the matrix. In 2017, it reported the highest consumption level (it was slightly lower in 2018). This was determined by biomass waste consumption.

Biomass waste includes forestry and sawmill waste, black liquor, sugar 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.

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 included: bioethanol and biodiesel⁷, grouped under the term "biofuels". After increasing consumption since their first year, in 2016, they recorded a maximum consumption (85 ktoe), which decreased in the last two years (74 ktoe, 2018). However, biofuels have had a 2 % share of final energy consumption for the past four years. These sources are mainly consumed in mixtures with fossil fuels: gasoline-bioethanol and gas oil-biodiesel. In 2018 and in terms of volume, the average mixture corresponded to 8.3 % bioethanol in motor gasoline and 5.0 % biodiesel in gas oil. Including biofuels made it possible to meet the demand and to reduce fossil

⁶ Non-technical losses are associated with consumption of electricity which is not billed.

⁷ Until BEN 2012, they were called "fuel ethanol" and "B100", respectively.

fuel consumption.

Solar thermal energy has been included in the matrix of results since 2014. In 2018, final energy consumption grew by 17 % compared to the previous year, reaching 4.2 ktoe, which is associated with a surface of solar thermal collectors covering approximately 76,000 m².

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 main consumption sector, closely followed by the residential sector until 2008, when the consumption structure changed again with the significant growth of the industrial sector.

From 2007-2008, the consumption of the industrial sector began to grow exponentially, almost doubling its consumption in just one year. Over the last twelve years, the final energy consumption of the industrial sector went from 626 ktoe (2007) to 2,019 ktoe (2018), with two clear growth periods (2008-2010 and 2014-2015) due to the start-up of the new cellulose plants in the country.

It is noted that, although the start up of the cellulose 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 wider breakdown of sectors. Sector-specific 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 (the group consumption must then be reported) or if there is no suitable information for its classification.

4.2.1. Residential Sector

The final energy consumption of the residential sector was 822 ktoe in 2018, 2 % 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, the highest consumption corresponded to firewood, which was 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 a constant consumption of firewood and decreasing consumption of kerosene. In this way, as of 2010, the main energy source consumed in the residential sector has been electricity, followed by biomass (firewood and biomass waste) and LPG.

It is worth noting, once again, 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 rather to a change in the evaluation methodology used for this energy source. 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, and 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 results for firewood and biomass waste consumption that were similar to previous years.

Other sources used in the residential sector were gas oil and fuel oil, primarily for heating and water heating. Their joint share has been between 2 % and 6 % throughout the period surveyed, with a consumption of 5 ktoe and 9 ktoe, respectively, in 2018.

Natural gas was first used in the residential sector in 2000. Currently, its share is barely 3 % (20 ktoe), a percentage similar to that of the six years before 2017. In early 2005, the manufactured gas used in Montevideo was completely replaced by natural gas.

As per the breakdown implemented in 2013, the residential consumption is informed for Montevideo and for the rest of the country. In 2018, about one third of the residential consumption corresponded to Montevideo. 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), while 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 73 %).

From a regional standpoint, over half the residential consumption in Montevideo 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 firewood and electricity 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 in 2018 was 319 ktoe, 5 % higher than the previous year.

Before 2006, the sector's final energy consumption corresponded mainly to secondary energy sources, reaching shares of 98 %. 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 share had no significant variations. It must be noted that firewood consumption has been recorded since 2006, and it is associated with a change of methodology (inclusion of a source not being considered) and not with a modification in the sector's consumption patterns.

The analysis of the global consumption of the commercial/services/public sector shows the importance of electricity, as it has been historically the main energy source, presenting a steady net increase throughout the series. In 2018, there was consumption of 266 ktoe and an 83 % share. In the last 15 years, electricity consumption had average annual growth rates of 4 %, although there were a few years with decreases of up to 2 % per year. 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 2018. This value has remained constant over the last six 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 1965-2017 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, a 10 % share in 2018, 4 % lower 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 only source consumed for public lighting in 2018 was electricity, accounting for 7 % of the total sector's consumption of said source. In turn, in 2018, public administration and defense reported 56 % of the LPG consumed by the whole sector, as well as 25 % of fuel oil, 19 % of gas oil, 10 % of firewood consumption, 9 % of gasoline consumption, and finally, 7 % of the electricity of the sector's total consumption. The electricity, gas and water subsector was responsible for 4 % of the electricity of the commercial/services/public sector, and only 2 % of fuel oil consumption. Finally, all the energy consumption that does not correspond to the categories above are grouped under "others", accounting for 50 % of the consumption for most of the sources.

It is important 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 2018, thus included in the "others" category.

4.2.3. *Transport Sector*

The final energy consumption of the transport sector was 1,274 ktOE in 2018: 2 % lower 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 greatly from 1965 to 2018. 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 was the source with the highest growth rates. This reduced the difference between gasoline and gas oil.

Biofuels (bioethanol and biodiesel) have been included in the final consumption matrix since 2010. Its share in the transport sector increased from 1 % (2010) to 6 % (2018).

Considering both biofuels, consumption went from 7.2 ktOE to 65.6 ktOE in these eight years. As mentioned above, these sources are mainly consumed in mixtures with fossil fuels, gasoline-bioethanol and gas oil-biodiesel; this made it possible to meet the demand and to reduce fossil fuel consumption.

In 2018, the transport sector's final consumption was 606 ktoe of gasoline (mainly motor gasoline) and 601 ktoe of gas oil, amounting to a share of 47 % 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. The trend of recent years has entailed that in 2017 the consumption of both fuels was and remained the same, with a slight variation towards 2018. This same behavior is verified when fossil fuels are considered mixed with biofuels (gasoline-bioethanol and gas oil-biodiesel).

The rest of the sources used in the transport sector are jet fuels and aviation gasoline. The latter is recorded along with motor gasoline, under the term "gasoline". The BEN 2018 includes improved estimations of the consumption of fuels for agricultural aircraft (already included in the BEN 2017) through surveys conducted in the field. Therefore, it was possible to reclassify and correct consumption from the transport sector to the agricultural sector. This change was also implemented for 2016. Although the absolute value of the change is small (approximately 1 ktoe), it is a significant percentage regarding the final energy consumption of each fuel (20 % for jet fuel and 50 % for aviation gasoline).

Electricity is also mentioned. Although the BEN included electricity consumption in the transport sector until 1992, it is currently used for public transport, by UTE's fleet of vehicles and by private vehicles. Although consumption figures are still small, this BEN 2018 begins to include it for the 2016, 2017 and 2018 series. In previous BENs, these consumptions were considered within the residential and commercial/services/public sector.

Consumption in the transport sector has been reported since 2013, with a breakdown by means of transportation: road, rail, air, sea and river. Road transport consumption represents nearly all the consumption of the sector, through the consumption of gas oil and gasoline (including biofuels). Furthermore, jet fuel and aviation gasoline consumption corresponded entirely to air transportation, while the rest of the consumption of fuel oil was reported for sea and river transportation. In the case of rail transport, consumption corresponded to gas oil.

4.2.4. *Industrial Sector*

The final energy consumption of the industrial sector was 2,019 ktoe in 2018, 2 % higher than the previous year. Please note that the industrial sector includes the manufacturing industry and the construction sector. The main source consumed in 2018 corresponded to biomass waste, representing over 60 % of the total industrial consumption. The following consumption in order of importance corresponded to electricity (16 %), followed by firewood (9 %) and fuel oil (7 %).

In the 1965-2018 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. The years when the consumption of firewood and electricity exceeded that of other sources must be noted (1986-1995 and 2003-2007, respectively), as well as 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. Likewise, 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 total consumption of the industrial sector in 2007 (626 ktoe). In later years, the consumption of said source continued to increase until it reached 1,275 ktoe in 2017, and then it went on to decrease to 1,250 ktoe in 2018. 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 it decreased to 15-16 % in the last 5 years. Despite this percentage decrease, absolute electricity consumption has grown steadily, reaching its maximum value in 2018 (319 ktoe).

It is important to note that 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 electricity consumption in the industry. Thus in 2018, industrial establishments generated almost half the electricity they consumed (47 %).

Firewood consumption has increased over the last few years, reaching a share of 29 % in 2006 and decreasing to 9 % in 2018. Though firewood consumption was 191 ktoe in the last year, 12 % 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 %. Within this sector, its consumption has been especially significant in the first years of the series, as mentioned above, with shares lower than 10 % from 2010. In 2018, 39 % of the fuel oil consumed in the industry was supplied by a provider other than ANCAP (companies located in a free trade zone).

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 2018. 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 natural gas supply from Argentina (sole supplier 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 constant in recent years, with a 3 % share. However, in the last 5 years, it doubled in absolute terms, going from 36 ktoe (2013) to 71 ktoe (2018). In turn, propane consumption has increased in the last few years, but it remains marginal concerning the total consumption of the industrial sector.

In the case of solar energy, in 2018, it was possible to estimate consumption at 0.1 ktoe corresponding to an installed area of solar thermal collectors covering 2,353 m². This value was observed in the 2018 industrial survey and those conducted in previous years; it is

considered preliminary, as, in the case of solar energy, information is difficult to collect in sectoral 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 was the main consumption sector (65 %) in 2018, followed to a lesser extent by the wood industry (6 %), the chemical rubber and plastic industry (5 %) and then cement (4 %), slaughterhouses (4 %), and mills (3 %). As per the sources consumed, biomass waste has been the source of the highest consumption in the sector, mainly black liquor in the cellulose industry. In the case of electricity, 36 % was consumed by the paper and cellulose industry, followed by the chemical, rubber and plastic sector (22 %) and slaughterhouses (9 %).

Firewood represented the third energy source consumed by the industrial sector, and the following are the main consuming sectors: paper and cellulose (20 %), slaughterhouses (18 %), chemical, rubber and plastic (13 %) and dairy (10 %). As for fuel oil, industrial consumption was mainly divided between the paper and cellulose industry (72 %), dairy (14 %) and to a lesser extent, chemical, rubber and plastic (3 %).

The rest of the energy sources had a smaller share within industrial consumption. It is important to note that petcoke consumption came 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 final energy consumption of the agriculture/fishing/mining sector was 227 ktoe in 2018, similar to the previous year. The most consumed source was gas oil (146 ktoe), with a 65 % share. Throughout the series, this source has had variations in consumption, with a 10 % net decrease over the last ten years. It must be noted that, since 2010, the gas oil reported in this sector has included mixed biodiesel.

The second most consumed source in 2018 was firewood (35 ktoe), included since 2006, and mainly associated with heating in the poultry sector. Once again, the modification was not caused by a change in the consumption structure, but by the inclusion of 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 2018, electricity consumption grew 7 % compared to the previous year, resulting in a 12 % share.

The consumption of propane gas in the agriculture and mining sector has been recorded since 2011. In 2018, said consumption was 9 ktoe, entailing a 25 % increase compared to the previous year.

Regarding gasoline, it had a 3 % share in the sector's consumption in the last year, while fuel oil reported a marginal consumption (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: the previous BEN already included this improvement. In this way, the 2016 and 2017 consumption of aviation gasoline and

jet fuel was corrected: they had been included in the transport sector, and now, according to the methodology applied, they fall within the agricultural sector.

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 15.5 ktoe was reported, which was associated to industrial fishing, as well as 2.3 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. CO₂ EMISSIONS⁸

The BEN includes the CO₂ emissions from fuel combustion activities of the energy industries and the consumption sectors. The series begins in 1990, when Uruguay started to have data from the National Greenhouse Gas Inventories (INGEI).

CO₂ emissions are calculated according to the “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”. According to said methodology, CO₂ 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 at the same time to avoid drawing misleading conclusions from partial results.

Therefore, the calculation of CO₂ 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 CO₂ emissions from biomass combustion (firewood, biomass waste, biofuels, etc.), which are presented as memo items in the energy sector (without adding them up in the totals, as explained above).

The total CO₂ emissions in 2018 amounted to 6,224 Gg⁹ from the following categories in decreasing order of importance: transport (3,627 Gg), industrial (873 Gg), agriculture/fishing/mining (484 Gg), own use (443 Gg), residential (396 Gg), power plants for public service (317 Gg), and finally commercial/services/public sector (84 Gg).

This is how, in 2018, 12 % of CO₂ emissions came from energy industries (electricity generation and own use of the energy sector) and 88 % corresponded to fuel combustion activities in the different consumption sectors.

If the whole period under study is considered, CO₂ 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 crisis faced by the country at the beginning of the century and with good 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 showed a decrease in CO₂ emissions, except for the last year, when the aforementioned increase was recorded. In 2015, 2016 and 2017, the decrease in total CO₂ emissions in the energy sector was mainly due to the energy industries, since the emissions from the consumption sectors kept growing, as detailed below.

Regarding energy industries, the emissions from electricity generation power plants presented significant variations as they are closely linked to the country's rainfall conditions.

It is observed that for dry years with low hydroelectricity figures, the consumption of oil products in power plants is high, thus contributing to the total CO₂ 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

⁸ Tables and charts related to CO₂ emissions are available in Annex I, as of page 168.

⁹ 1 Gg (gigagram) equals 1 ktonne (one thousand tonnes).

as of 2013, there were excellent hydropower contributions for electricity generation, with a subsequent lower consumption of oil products. In particular, hydroelectricity has decreased in the last four years, while the significant increase in electricity from wind power and photovoltaic solar energy made it possible to counteract the situation without having to resort to fossil fuel consumption. Gas oil and fuel oil consumption for electricity generation decreased between 2015 and 2017; therefore, associated CO₂ emissions dropped as well. It must be noted that 2017 had the lowest CO₂ emissions from power plants in the last 15 years. This situation was reversed in 2018, when there was a 73 % increase in CO₂ emissions in this category.

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 CO₂ emissions. There was a significant decrease of 69 % in emissions for 2017, which was due to the maintenance shutdown of the refinery. In 2018, normal operations resumed and CO₂ emissions from the energy sector's own use returned to the level of previous years.

Regarding emissions from consumption sectors, the main category of CO₂ emissions has historically been the transport sector, with an average share of 60 % regarding the sector's emissions, and 48 % regarding total emissions. The evolution of emissions has accompanied the trend of energy consumption in the sector, with a steady growth until 1999, a subsequent drop for four years, and a new increase in emissions until and including 2017, and finally, a reduction in 2018. In the last ten years, the increase in CO₂ emissions in the transport sector was mainly caused by increasing emissions due to gasoline consumption, with a rise of 106 %, while gas oil CO₂ emissions have remained steady.

CO₂ 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 2018, their share was 30 % of total CO₂ emissions.

Although the behavior of the industrial sector has been relatively constant throughout the period, it is important to note that, over the last eight years, CO₂ emissions grew from 583 Gg (2010) to 894 Gg (2016), mainly because of higher consumption of fuel oil and petcoke in the industry. However, in 2018, these emissions fell to 873 Gg because of lower fuel oil consumption.

CO₂ emissions from the residential, commercial/services/public sector and agriculture/fishery/mining sectors have been low compared to the rest of the sectors, and have remained relatively constant throughout the years.

Finally, CO₂ 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 2018, emissions from biomass combustion amounted to 9,043 Gg of CO₂, similar to the 2017 figure. As per fuels, biomass waste had the highest share (70 %), followed by firewood (28 %) and, to a lesser extent, biofuels (2 %), and charcoal (<1 %).

The international bunkers category reports CO₂ emissions either from sea/river navigation or from aviation, including inbound trips and outbound trips to other countries. In 2018, emissions from international bunkers were 778 Gg of CO₂; a 24 % decrease compared to 2017. Of these emissions, 58 % came from sea transportation through the consumption of oil products, while the remaining 42 % corresponded to air transportation, mainly jet fuel.

6. INDICATORS¹⁰

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 GDP series corresponds to constant prices of 2005 by merge, published by the Central Bank of Uruguay (CBU).

In turn, to better understand the evolution of this indicator, GDP and the final energy consumption individual series are analyzed, taking as a base equal to 100 the values of both variables for 1997. Both series have presented similar behaviors regarding growth trends in the 1997-2018 period. 1999 stands out as the single year of the whole period with growth in energy consumption and a fall in GDP. Conversely, 2003 was the only year in which energy consumption declined, while GDP increased. Energy demand declined between 2000 and 2003, after which it resumed an upward trend. In turn, GDP recorded negative growth rates between and including 1999 and 2002. Therefore, both series had an upward trend until 2018, when the variability recorded has made it possible to identify different periods.

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 Uruguay's consumption structure. For these years, energy intensity increased. In 2010, 2011 and 2012, there was an opposite trend: although both energy consumption and GDP increased, final energy consumption evolved at lower rates, which led 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 another new cellulose plant. However, GDP grew at positive 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.

Thus, the evolution of energy intensity by GDP unit showed a net growth throughout the period under study, accompanied by high variability. In 2005, the historical minimum was recorded (5.7 toe/M\$ 2005) and in 2016, the maximum (6.9 toe/M\$ 2005). In 2018, energy intensity was 6.7 toe/M\$ 2005.

6.2. Energy and electricity consumption per capita

The evolution of **energy consumption per capita** is expressed in toe/1,000 inh (tonnes of oil equivalent per 1,000 inhabitants). This indicator is obtained as the ratio between total final consumption and the number of inhabitants.

From 1990 to 1999, energy consumption per capita grew steadily; this growth was interrupted by the economic crisis at the beginning of the century. However, this situation

¹⁰ Tables and charts related to indicators are available in Annex I, as of page 174.

changed in 2004, when the upward trend that remained until 2018 began. In 2007, the consumption peak of 1999, which took place before the crisis, was surpassed. In 2018, final energy consumption per capita was 1,364 toe per one thousand inhabitants, maintaining the upward trend of recent years and reaching its maximum for the whole series.

Like the previous indicator, **electricity consumption per capita** is obtained from the ratio between electricity consumed and the number of inhabitants. Throughout the whole period, electricity consumption per capita had, in general, an upward trend, except for certain points where there was a decrease. The crisis affected electricity consumption per capita, as well as the rest of the indicators.

Electricity consumption per capita increased from 512 kWh/inh (1965) to a maximum of 1,917 kWh/inh (2000), subsequently decreasing until reaching 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, there was a 3 % decrease in electricity consumption per capita compared to 2016, while in 2018, a maximum historical consumption of 3,275 kWh/inh was reached.

6.3. Energy intensity by sector

“Energy intensity” means the ratio between the energy consumption of a sector and its added value, thus representing the amount of energy needed to generate a unit of added value. If instead of analyzing the energy consumption in a global way compared to GDP, it is analyzed by sector in relation to the added value of that sector, different patterns are observed depending on the sector. It is important to consider that the 2005 series of constant prices was used for this indicator and the previous one.

The series industry/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. Since 2008, energy intensity has reported an upward trend, except in 2009, 2011 and 2012, which reported a small reduction associated with slower growth of energy consumption in the industrial sector compared to economic growth. 2012 was an exception, as energy consumption decreased compared to the previous year. In 2013, both energy consumption and added value increased, reflecting the recovery of energy intensity. In the last five years, the significant growth in energy consumption along with the added value of the sector (except for the last two years, which reported a decrease), resulted in the remarkable growth of the energy intensity of the industrial/agriculture/fishing/mining sector (a 7 % annual average rate).

In turn, the energy intensity series for the transport sector reached a minimum record in 2008, reporting a variable behavior in later years, alternating years 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 consumption and the decrease in added value resulted in growths of 14 % and 11 % in the energy intensity of the transport sector. By 2018, energy intensity grew again (2 %), after the fall recorded in the previous year (2 %).

Finally, regarding energy intensity in the commercial/services/public sector, the series

does not present significant variations and remains relatively constant in the period studied (1997-2018), with a net decrease throughout the series. The maximum value was reached in 2007, 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 energy consumption of the sector 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 four years have reported the lowest historical values of energy intensity in the commercial/services/public sector (0.74 toe/M\$ 2005 in 2018).

6.4. CO₂ emissions per GDP and per capita

CO₂ emission intensity is defined as the ratio of CO₂ emissions and gross domestic product (GDP). It is expressed in tonnes of CO₂ per millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices (tCO₂/M\$ 2005). The GDP series corresponds to constant 2005 prices by merge, published by the Central Bank of Uruguay (CBU). In turn, to better understand the evolution of this indicator, the individual series of the GDP and the CO₂ emissions on account of fuel combustion activities are analyzed, taking as a base equal to 100 the values of both variables for 1997.

Although CO₂ emissions have presented some variability throughout the series, they have accompanied GDP evolution. Significant variations in the total CO₂ 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 2007, 2010, 2014 and 2015, in 2017, there was a good availability of hydraulic energy, resulting in lower CO₂ emissions compared to other years with chronic drought characteristics and their corresponding higher consumption of oil products for energy generation. Although hydroelectricity has decreased in the last five years, the significant increase in electricity from wind power offset such reduction and led to lower consumption of oil products.

Regarding the intensity of CO₂ emissions per GDP unit, it has shown some variability in the 1997-2018 series in line with what was mentioned for previous indicators. The years with the highest levels of intensity in emissions were 1999 and 2008 (15 tCO₂/M\$ 2005), while the lowest records since 1997 were reported in the last five years (8-9 tCO₂/M\$ 2005).

Regarding CO₂ emissions per capita, there was a net growth for the whole 1990-2018 period, with considerable variability. This behavior, which alternates maximum and minimum records, is correlated with a variation in the consumption of fossil fuels in thermal power plants.

The minimum record of CO₂ emissions per capita was recorded in 1990 (1.2 tCO₂/inh), while in 2012, emissions reached their maximum levels (2.4 tCO₂/inh). Over the last five years, CO₂ emissions per capita remained relatively constant (1.7-1.8 tCO₂/inh).

6.5. CO₂ emission factor of the SIN

The emission factor of the SIN represents the amount of CO₂ that is generated per GWh of electricity produced for the electricity grid. It is determined as the ratio of CO₂

emissions coming from power plants for public service and the electricity generated by said generators and delivered to the SIN. The emission factor has varied considerably from one year to the next according to the mix of fuels used to generate electricity delivered to the grid.

The emission factor has presented considerable variability throughout the whole period. This effect is associated with the great influence of rainfall levels on the generation of electricity 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, in particular 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.

It should be noted that the maximum emission factor at the SIN was reported in 2008, with a value of 335 tCO₂/GWh, followed in importance by 2006 (304 tCO₂/GWh) and 2012 (301 tCO₂/GWh). The minimum records took place between 2001 and 2003, with values lower than 3 tCO₂/GWh when almost 100 % of the electricity was generated from hydraulic energy. For 2018, the emission factor of the SIN was 25 tCO₂/GWh: the second lowest value in the last 15 years and the sixth since 1990.

6.6. Electrification rate

The electrification rate expresses the percentage of households that have 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 2018. 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 2018. The urban electrification rate went from 89.0 % to 99.8 % in this period.

That is to say, of the total number of occupied households in 2018, 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 2,729 homes. The distribution was 2,018 housing units in the urban environment (0.2 %) and 711 in rural areas (1.1 %).

6.7. Energy path

The energy path is a graphic representation that relates two indicators: energy intensity and GDP per capita. The evolution of the energy path is analyzed for the 1997-2018 period.

The energy intensity is expressed in tonnes of oil equivalent per millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices (toe/M\$ 2005) and the GDP per capita is expressed in thousands of Uruguayan pesos at constant 2005 prices per inhabitant (thousand \$ 2005/inh). Likewise, the energy path includes the constant final energy consumption per capita represented with isoquant curves.

The evolution of the indicators' behavior reflects the different stages the country has gone through in the period under study. It is possible to identify the economic crisis the country faced at the beginning of the century through the downturn of the energy path,

which was marked by a decrease in GDP per capita.

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, and the evolution of the production system did not involve investments 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.

In the 2005-2009 period, the share of the industrial sector in GDP grew by one point, and within the industry, the share of the paper and cellulose branch increased from 9 % to 19 %. This robust industrial growth associated with the inclusion of one of the cellulose plants, together with the growth 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 a rate of 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 subsectors 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.

Finally, the 2016-2018 period is mentioned, which had characteristics similar to 2009-2012 in terms of energy intensity and GDP per capita, but which also showed an economic slowdown.

7. SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOAL 7¹¹ (SDG 7)¹²

The Sustainable Development Goals (SDG) approved by the United Nations 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 in order 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.

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.

¹¹ Data taken from www.ods.gub.uy, November 2019.

¹² Tables and charts relative to SDG 7 are available in Annex I, as of page 187.

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 or biochemical 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:** it refers to the premises where primary or secondary energy undergoes processes that modify their properties or their original nature, through physical, chemical and/or biochemical changes, aiming at its transformation into a different kind of energy that is 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, and 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 structure and operation of the energy system. 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, as well as 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 the 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 Source	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 years of 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 essential to mention the greater disaggregation in the consumption sectors from 2013, and the breakdown by source for power plants for public service and autoproduction from 2010.

8.2.1. Balance of primary energy sources

It corresponds to the supply of primary energy sources. This edition of BEN 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 free trade zone are not considered exports as such; they are included in the final consumption as sales in the domestic market.
- **Losses:** These are the energy losses caused by transportation, storage, transmission and distribution (technical losses). Until 2005, non-technical losses in the electricity sector were recorded as losses. Since 2006, these losses have been recorded in the final consumption, considering the social losses within the residential sector, and the rest of the non technical losses have been distributed according to the share percentage in the consumption of electricity of the other sectors.
- **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:

$$\text{Supply} = \text{Production} + \text{Import} - \text{Export} - \text{Losses} + \text{Stock change} - \text{Energy not used} + \text{Adjustments.}$$

Note: 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 that are obtained by algebraically adding the income to the expenditure.

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:** they include power plants where the electricity produced is intended for the consumption of a production establishment, excluding delivery to the grid.
 - **Biomass distilleries:** industrial plants where bioethanol is produced.
 - **Biodiesel plants:** industrial plants where biodiesel is produced.
 - **Coal plants:** transformation plant where charcoal is produced from firewood.
 - **Gas plants:** transformation plant 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 on how the energy is used in the process. 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, the consumption of agriculture/mining 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.
 - **Petroleum coke:** It includes scorched and non-scorched petroleum coke, and refinery coke. Until and including BEN 2012, it was referred to as "other energy products".
 - **Non-energy products:** It includes solvents, lubricants and oils. Liquid sulfur has been included as a new non-energy product since 2013, with the start up 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 a new category included in this sub-matrix in the BEN 2013 called “international bunker”. Until and including 2012, fuel sales to international bunkers were included along with exports but were first reported separately in 2013. It is important to mention that in the analysis of foreign trade of oil products (table 2.3 Foreign trade of secondary energy), sales to international bunkers are considered as exports.

8.2.4. *Gross supply and consumption*

This sub-matrix presents the energy gross 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 for the transformation into another kind of energy at transformation plants. Own use applies only to electricity and fuels.

- **Total final consumption:** the addition of the final energy consumption and 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 sectors of the socioeconomic activity. 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 the BEN 2013 with a wider breakdown of sectors. Sector-specific consumptions lower than 1 ktoe are 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.

This sector's 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, whereas for electricity, kerosene and natural gas, administrative data are used. As per biomass waste, the total consumption is associated with the rest of the country. For the rest of the energy sources, the disaggregation 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 gathers 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.

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

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 waterborne transport is not included. Their consumption is recorded under "exports" until 2012 and under "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. The same will happen when the survey for the commercial/services/public sector is completed, making it possible to evaluate the consumption of private vehicles, which, according to the methodology, shall be recorded in the transport sector.

• **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 important 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 criteria:

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 y 12
Textile	Divisions 13 y 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:** It corresponds to 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 registries of the National Directorate for Water Resources (DINARA) 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, as well as from the existing tax exemption agreement to purchase fuel.

This publication includes the improved classification of consumption of fuels 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 and 2017. 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 future editions will make it possible to confirm the results for the historical series.

• **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 that comprise the National Energy Balance is the ktoe (thousands of tonnes of oil equivalent).

$$\begin{aligned} 1 \text{ ktoe} &= 1,000 \text{ toe} \\ 1 \text{ toe} &= 10,000,000 \text{ kcal} \end{aligned}$$

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

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:

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

Being:

- E_{hydro} : Hydropower production (kWh/year)
- k : Ratio for the transformation of units
- β : Water density (kg/m³)
- g : Gravity acceleration (m/s²)
- t : Operational time of the plant (hours/year)
- h : Average fall height (m); the height of the last day of each month is considered.
- Q : Turbine flow (m³/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. The performance of this fictitious thermal power plant 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”.

In the BEN 2014, the hydraulic energy series for the 1981-1994 period was corrected, adjusting the real percentage of the agreement between Argentina and Uruguay for the Salto Grande dam. This entailed correcting a series of analysis tables, which include, among other spreadsheets, Supply by source, Supply of primary sources, Electricity generation by plant and by source, Inputs for generation and Electricity. The series was completed for hydropower by plant. Until the BEN 2013, only the information for the relevant year was published.

8.4.2. *Wind energy*

BEN publications before 2008 did not include values for wind energy because the existing estimations about the number of windmills and wind turbines vary greatly depending on the different sources. However, in 2008, many wind farms connected to the

country's grid began to operate. Therefore, wind energy has been included in the balance matrix since that year, in which only the one corresponding to large-sized wind turbines is recorded.

For the BEN 2015, the rationale to determine wind energy changed: the methodology applied by OLADE and other international bodies was adopted. Wind energy for large-sized wind turbines was estimated from the generation of electricity delivered to the grid by each farm/wind turbine, considering as "wind energy produced" the same value as the electricity generated. This new methodology corrects the whole period since 2008.

Until the BEN 2014, the electricity considered was the one generated in the year (E_e) by each farm/wind turbine, which was obtained from the meter, as well as the power coefficient (C_p) of the machines comprising the farm.

8.4.3. Solar energy

The BEN 2015 first included estimations of solar thermal energy in the matrix of results along with photovoltaic solar energy. These two energy sources have been reported since 2014 in both the consolidated matrix and the auxiliary charts.

- **Solar thermal energy:** The total aperture area of the imported equipment and the lack of stock for a few months are considered to estimate the solar thermal energy. Therefore, what was imported in one year is installed practically in the same year.

In 2017, local manufacturers were surveyed to determine the national production of solar thermal collectors. Therefore, the area of domestic production installed has been reported since 2017. Up to 2016, the share of national producers is estimated to be 20 % of the total. The shelf life of imported and nationally made equipment is estimated to be 15 years, in order to determine the cumulative equipment installed.

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

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

Being:

- $E_{solar\ thermal}$: Production of solar thermal energy (ktoe/year)
- Ef : Global efficiency (0.40)
- H_o : Annual average irradiance on a horizontal plane (kWh/m²-year)
- A : Opening area of solar thermal collectors/heaters (m²)

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 size of the sample does not reflect the population that uses this technology.

However, since 2017, the energy allocation of the industry has improved through the annual industrial survey conducted. Therefore, a value of industrial consumption associated with the surface studied in these surveys was estimated, 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 provisions of the Solar Thermal Energy Law (Law 18.585 of September 2009) were surveyed.

The results of the census, together with other surveys conducted in the sector, made it possible to estimate an installed area of 5,783 m² 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 estimate, since the total number of companies in the sector using this technology is unknown.

- **Photovoltaic solar energy:** In the BEN 2015, the rationale to determine photovoltaic solar energy changed, and the methodology applied by OLADE and other international bodies was adopted. This methodology considers as photovoltaic energy produced the same value as the electricity generated by photovoltaic panels. This new methodology corrects the entire historical series since 2014. The generation of electricity with photovoltaic panels is determined in four ways depending on the producer type:

- For solar plants connected to the grid, the monthly data provided by UTE are recorded.
- For small producers who deliver energy to the grid, the annual microgeneration data provided by UTE are used.
- For small autonomous producers who do not deliver to the grid, 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.
- In the case of autonomous producers that do not deliver to the grid, with installed capacities greater than 150 kW, the generation data are obtained from surveys.

8.4.4. *Firewood*

Regarding firewood, production is considered as the total energy consumption of firewood plus 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. For the rest of the sectors, this survey is not annual. In years with no survey, the consumption value of the previous 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*

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. With this rationale, the production was significantly higher than the consumption of these energy sources.

Since 2008, the production of biomass waste has been recorded as the addition of energy consumption and the inputs of the transformation plants, as there is no information to estimate the unused production of other kinds of biomass waste, such as forestry waste. It must be noted that this rationale is regularly used in other countries.

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, consumption of biomass waste 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 results of the "2006 Energy Use and Consumption Survey" and of the "2013 Residential Survey" have been used.

8.4.6. *Biomass for biofuels*

The item "Biomass for biofuels", part of the matrix as of 2010, includes the consumption of primary energy sources (grains, crude oils, sugarcane juice, etc.) that are associated with biofuel production.

It must be noted that the consumption of biomass for biofuels is taken as an estimation in order to include biofuels in the energy matrix. These values will be somewhat different from the values that can be 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):

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

Where:

- **TP:** Theoretical Performance (m³ 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.

Chemical reaction: $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 \text{ ----- } 2 \text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH} + 2 \text{CO}_2$
 Stoichiometric ratio: 180 g 92 g 88 g
 Theoretical performance (TP): 92 g of produced ethanol every 180 g of consumed sugar
 Bioethanol density: 0.7915 kg/l
 Theoretical performance (TP): 0.6457 m³ bioethanol / sugar tonne

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

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

The data corresponding to ethanol production, the average performance of the sugar factory, and the extraction-milling performance ratio were reported by the sugar-alcohol sector. 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 as being 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). Grain of sorghum is currently processed.

• **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 as 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 mix 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. Starting in 2008, it was included within the 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.

This generator was also included within electricity production at power plants for public service. In both 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. *CO₂ emissions*

The BEN 2012 included, for the first time, (CO₂ emissions from the fuel combustion activities of the energy industries and the consumption sectors. CO₂ emissions from biomass combustion and international bunkers were also included but as memo items since they are not considered in the totals. The series begins in 1990.

CO₂ 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, as well as the energy sector's own use. CO₂ emissions from autoproduction 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 CO₂ emissions of the following categories:

- Biomass combustion: It includes firewood, biomass waste, and charcoal for the whole period and biofuels as of 2010. The emissions of this category 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 CO₂ 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”.

The series of CO₂ emissions by source since 2006 has been included since the BEN 2016.

8.4.9. Primary energy matrix (supply)

In the primary matrix, also called the 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 to prepare 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”.

In the analysis of energy supply by source, the matrix is presented according to two additional classifications:

- **By origin:**
 - Local: national production
 - Imported: net imports
- **By type:**
 - Renewable: electricity from hydraulic, wind and photovoltaic; biomass; solar thermal energy.
 - Non-renewable: imported electricity; natural gas; oil and oil products; coal and coke.

BALANCE ENERGÉTICO 2018

*ENERGY
BALANCE 2018*

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 2018 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 54 años se encuentra disponible en el sitio web: www.miem.gub.uy/energia.

This is a selection of the most representative information included in the National Energy Balance 2018 presented in tables and charts. In general, charts include the historical series, while tables represent only some of the years. The complete 54 year series is available on www.miem.gub.uy/energia.

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

TABLA 2. Coeficientes de conversión entre unidades de energía.

Conversion ratios between energy units.

	En / Into			
	TJ	kcal	ktep / ktoe	MWh
Para convertir de: To convert from:	Multiplicar por / Multiply by			
Terajulio / Terajoule (TJ)	1	238.845.897	2,4 E-02	277,8
Kilocaloría / Kilocalorie (kcal)	4,1868E-09	1	1E+10	1,16E-06
ktep / ktoe	41,868	1E+10	1	11.630
Megavatio-hora / Megawatt-hours (MWh)	3,6 E-03	859.845	8,6E-05	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

AGESIC	Agencia de Gobierno Electrónico y Sociedad de la Información <i>National Agency for the Development of e-Government and the Information Society</i>
ALUR	Alcoholes del Uruguay <i>Alcohols of Uruguay</i>
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland <i>National Administration of Fuels, Alcohol, and Portland</i>
BEN	Balance Energético Nacional <i>National Energy Balance</i>
BCU CBU	Banco Central del Uruguay <i>Central Bank of Uruguay</i>
CIIU ISC	Clasificación Industrial Internacional Uniforme <i>International Standard Industrial Classification</i>
CO ₂	Dióxido de carbono <i>Carbon dioxide</i>
DIEA	Dirección de Estadísticas Agropecuarias <i>Agricultural Statistics Office</i>
DNE	Dirección Nacional de Energía <i>Secretary of Energy</i>
FE EF	Factor de emisión de CO ₂ <i>CO₂ emission factor</i>
Gg	Mil millones de gramos <i>Gigagram</i>
GLP LPG	Gas licuado de petróleo <i>Liquefied petroleum gas</i>
Hab. Inh.	Habitantes <i>Inhabitants</i>
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero <i>National greenhouse gas inventories</i>
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
kcal	Kilocaloría <i>Kilocalorie</i>
kWh	Kilovatio hora <i>Kilowatt-hour</i>
kWp	Kilovatio pico <i>Kilowatt peak</i>

Continúa en página siguiente / *Continued on next page*

ktep ktoe	Miles de toneladas equivalentes de petróleo <i>Kilotonnes of oil equivalent</i>
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería <i>Ministry of Industry, Energy and Mining</i>
MGAP	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca <i>Ministry of Livestock, Agriculture and Fisheries</i>
MW	Megavatio <i>Megawatt</i>
MWh	Megavatio-hora <i>Megawatt-hour</i>
M\$ 2005	Millones de pesos a precios constantes de 2005 <i>Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices</i>
m ³	Metro cúbico <i>Cubic meter</i>
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía <i>Latin American Energy Organization</i>
PCI LHV	Poder Calorífico Inferior <i>Lower Heating Value</i>
PCS HHV	Poder Calorífico Superior <i>Higher Heating Value</i>
PEB	Planificación, Estadística y Balance (Área de la DNE) <i>Planning, Statistics and Balance Area (at DNE)</i>
PIB GDP	Producto Interno Bruto <i>Gross Domestic Product</i>
Ppm	Partes por millón <i>Parts per million</i>
SIN	Sistema Interconectado Nacional <i>National Interconnected System</i>
t	Tonelada <i>Tonne</i>
tep toe	Tonelada equivalente de petróleo <i>Tonne of oil equivalent</i>
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas <i>National Administration of Power Plants and Electrical Transmissions</i>

1. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA / SUPPLEMENTARY INFORMATION

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 / Asphalts	tep/t	0,964
Azufre líquido / Sulphur	tep/m ³	0,393
Bagazo / Bagasse	tep/t	0,235
Biodiésel / Biodiesel	tep/m ³	0,831
	tep/t	0,950
Bioetanol / Bioethanol	tep/m ³	0,507
	tep/t	0,640
Coque de petróleo / Petcoke	tep/t	0,939
Coque de petróleo importado / Imported petcoke	tep/t	0,800
Carbón mineral / Coal	tep/t	0,700
Carbón vegetal / Charcoal	tep/t	0,750
Cáscara de arroz / Rice husk	tep/t	0,270
Cáscara de girasol / Sunflower husk	tep/t	0,380
Casullo de cebada / Barley husk	tep/t	0,371
Coque de carbón / Coke of coal	tep/t	0,680
Electricidad (equivalente teórico) / Electricity (theoretical equivalent)	tep/MWh	0,086
Gas fuel / Fuel gas	tep/km ³	1,100
Gas natural / Natural gas	tep/km ³	0,830
Gases olorosos / Odorous gases	tep/m ³	0,240
Leña / Firewood	tep/t	0,270
Lubricantes / Lubricants	tep/m ³	0,909
	tep/t	1,010
Metanol / Methanol	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	2014	2015	2016	2017	2018
Aserrín, chips, res. forestales ⁽¹⁾ Sawdust, chips, forest wastes	tep/t	0,244	0,222	0,222	0,230	0,235
Biomasa para biodiésel ⁽¹⁾ Biomass for biodiesel	tep/t	0,333	0,254	0,350	0,316	0,286
Biomasa para bioetanol ⁽¹⁾ Biomass for bioethanol	tep/t	0,385	0,364	0,360	0,361	0,356
Butano desodorizado Deodorized butane	tep/m ³	0,620	0,614	0,611	0,620	0,612
Electricidad (equivalente térmico) Electricity (thermal equivalent)	tep/MWh	1,096	1,096	1,095	1,096	1,095
Fueloil calefacción / Fuel oil	tep/m ³	0,951	0,938	1,095	0,955	0,929
Fueloil intermedio ⁽¹⁾ / Fuel oil	tep/m ³	0,969	0,976	1,145	0,973	0,990
Fueloil pesado / Fuel oil	tep/m ³	0,947	0,946	1,082	0,950	0,943
Fueloil zona franca / Fuel oil	tep/m ³	0,972	0,976	1,124	0,976	0,976
Gasoil 10S / Gas oil	tep/m ³	0,959	0,960	1,147	0,960	0,958
Gasoil 50S / Gas oil	tep/m ³	0,966	0,969	1,168	0,966	0,969
Gasoil marino / Gas oil	tep/m ³			0,942		0,940
	tep/t			0,986		0,984
	tep/m ³	0,857	0,858	0,856	0,857	0,862
	tep/t	1,025	1,025	1,026	1,025	1,024
	tep/m ³	0,865	0,870	0,871	0,868	0,868
	tep/t	1,018	1,021	1,021	1,021	1,022
	tep/m ³	0,878	0,880	0,887	0,882	0,880
	tep/t	1,011	1,016	1,025	1,016	1,016

tep / toe	unidad unit	2014	2015	2016	2017	2018
Gasolina aviación 100/130 Gasoline	tep/m ³	0,756	0,758	0,758	0,756	0,755
Gasolina premium 97 30S Gasoline	tep/t	1,055	1,055	1,055	1,055	1,056
Gasolina super 95 30S Gasoline	tep/m ³	0,800	0,802	0,803	0,800	0,800
	tep/t	1,043	1,043	1,043	1,043	1,044
	tep/m ³	0,795	0,797	0,792	0,795	0,789
	tep/t	1,044	1,044	1,046	1,045	1,047
Licor negro ⁽¹⁾ / Black liquor	tep/t	0,301	0,302	0,302	0,302	0,302
Petróleo crudo / Crude oil	tep/m ³	0,880	0,872	0,905	0,880	0,863
	tep/t	1,017	1,016	1,059	1,017	1,017
Propano / Propane	tep/m ³	0,568	0,513	0,568	0,568	0,567
	tep/t	1,090	1,005	1,099	1,090	1,098
Queroseno / Kerosene	tep/m ³	0,832	0,828	0,836	0,833	0,830
	tep/t	1,032	1,035	1,038	1,033	1,034
Solventes ⁽¹⁾ / Solvents	tep/m ³	0,799	0,794	0,794	0,803	0,799
	tep/t	1,043	1,045	1,044	1,042	1,043
Supergás / LP gas	tep/m ³	0,589	0,596	0,601	0,589	0,609
	tep/t	1,091	1,093	1,093	1,091	1,092
Turbocombustible jet A1 Jet fuel	tep/m ³	0,839	0,838	0,844	0,839	0,831
	tep/t	1,032	1,031	1,041	1,032	1,034

Continúa en página siguiente / Continued on next page

Notas/Notes:

1) Promedio ponderado / Weighted average.

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. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA / SUPPLEMENTARY INFORMATION

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

Viene de página anterior / Continued from previous page

Productos discontinuados <i>Discontinued products</i>	unidad / unit	2014
Gasolina premium 97 SP / Gasoline	tep/m ³	0,800
	tep/t	1,043
Gasolina super 95 SP / Gasoline	tep/m ³	0,795
	tep/t	1,044

1.4. Factores de emisión de CO₂ / CO₂ emission factors

TABLA 6. Factores de emisión de CO₂ / CO₂ emission factors

Energético según BEN <i>Fuel by Energy Balance</i>	Energético asociado según IPCC <i>Fuel by IPCC</i>	FE CO₂ (kg/TJ)
Biodiésel / Biodiesel	Biodiésel	70.800
Bioetanol / Bioethanol	Biogolina	70.800
Carbón vegetal / Charcoal	Carbón vegetal	112.000
Coque de carbón / Coke of coal	Coque para horno de coque	107.000
Coque de petróleo / Petcoke	Coque de petróleo	97.500
Diésel oil / Diesel oil	Gas / diésel oil	74.100
Fueloil / Fuel oil	Fuelóleo residual	77.400
Gas fuel / Fuel gas	Gas de refinería	57.600
Gas manufacturado / Manufactured gas	Otros productos del petróleo	73.300
Gas natural / Natural gas	Gas natural	56.100
Gasoil / Gas oil	Gas / diésel oil	74.100
Leña / Firewood	Madera	112.000
Gasolina automotora / Motor gasoline	Gasolina para motores	69.300
Gasolina aviación / Aviation gasoline	Gasolina para la aviación	70.000
Nafta liviana / Naphtha	Nafta	73.300
Propano / Propane	Gases licuados de petróleo	63.100
Queroseno / Kerosene	Otro queroseno	71.900
Residuos de biomasa / Biomass wastes	Otra biomasa sólida primaria	100.000
Supergás / LP gas	Gases licuados de petróleo	63.100
Turbocombustible / Jet fuel	Queroseno para motor a reacción	71.500

Nota/Note:

Factor de emisión de CO₂ eficaz (kg/TJ) / Effective CO₂ emission factor (kg/TJ).

Fuente/Source:

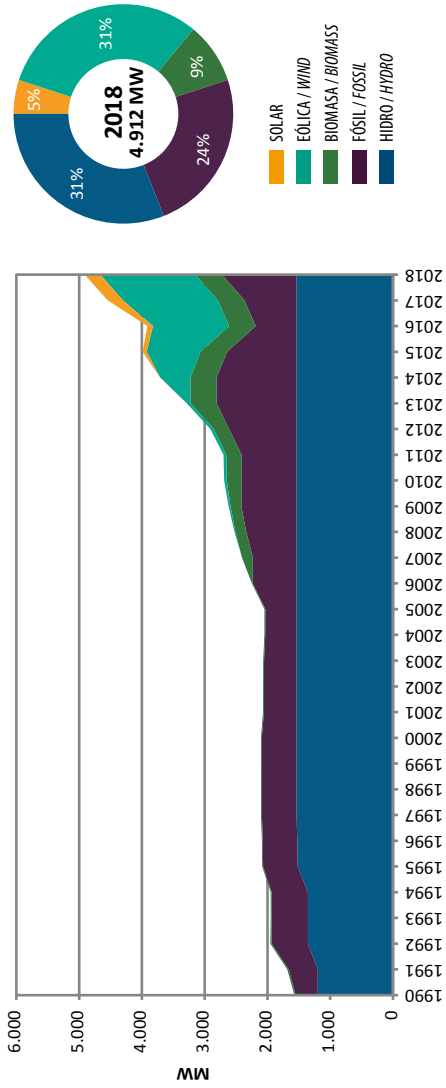
Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Volumen 2: Energía, Cuadro 1.4: "Factores de emisión de CO₂ por defecto para la combustión"
2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy, Chart 1.4: "Default CO₂ emission factors for combustion".

3. 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
Fósil / Fossil													
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
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
Total Fósil / Fossil	350,0	550,6	552,2	496,2	875,7	875,7	1.075,7	1.274,9	1.274,9	1.104,9	649,9	829,9	1.189,9
	22%	26%	26%	24%	33%	32%	37%	39%	34%	28%	17%	18%	24%
Biomasa / Biomass													
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
Motores / Engines				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Total Biomasa / Biomass	21,6	14,9	13,7	14,5	235,6	243,1	244,0	414,0	414,6	424,6	424,6	424,6	424,6
	1%	1%	1%	1%	9%	9%	8%	13%	11%	11%	11%	9%	9%
Hidro / Hydro													
Total Hidro / Hydro	1.199,0	1.519,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0
	76%	73%	73%	75%	57%	57%	53%	47%	41%	39%	39%	34%	31%
Eólica / Wind													
Total Eólica / Wind				40,6	43,6	43,6	52,6	59,4	481,3	856,8	1.211,5	1.510,7	1.510,7
				2%	2%	2%	2%	2%	13%	21%	31%	33%	31%
Solar													
Total Solar				0,1	0,4	0,4	0,6	1,6	3,7	64,5	88,9	242,6	248,4
				0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	5%	5%
TOTAL	1.570,6	2.084,5	2.104,0	2.048,6	2.690,0	2.700,8	2.911,0	3.287,9	3.712,5	3.988,7	3.912,9	4.545,7	4.911,5
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

GRÁFICO 1. Potencia instalada por fuente / Installed capacity by source



3. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

GRÁFICO 2. Potencia instalada de cada fuente / Installed capacity of each source

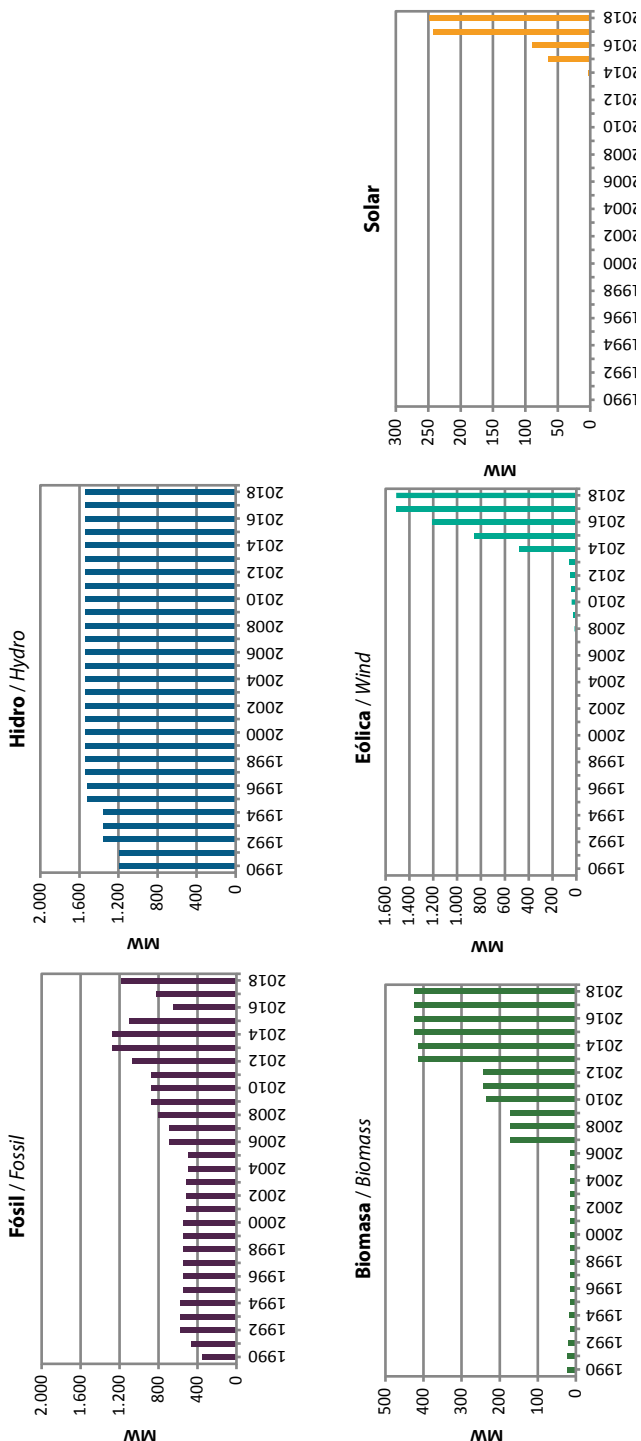
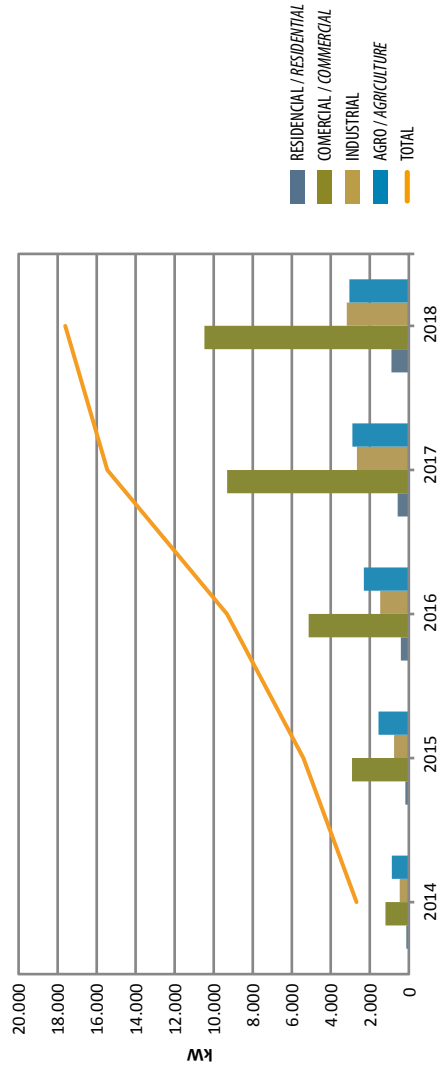


TABLA 8. Potencia instalada de microgeneración solar / Installed capacity of solar microgeneration

kW	2014	2015	2016	2017	2018
Residencial / Residential	133	179	413	576	895
	5%	3%	4%	4%	5%
Comercial / Commercial	1.206	2.914	5.137	9.312	10.481
	45%	54%	55%	60%	60%
Industrial	473	756	1.469	2.667	3.181
	18%	14%	16%	17%	18%
Agro / Agriculture	875	1.558	2.313	2.895	3.053
	33%	29%	25%	19%	17%
TOTAL	2.687	5.408	9.331	15.450	17.610
	100%	100%	100%	100%	100%

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



3. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

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
Electricidad importada Imported electricity	4,4 0%	16,2 1%	114,2 4%	136,3 5%	33,3 1%	41,0 1%	63,8 1%			0,2 0%	2,1 0%	0,3 0%	1,2 0%
Electricidad origen hidro Hydroelectricity	443,1 19%	503,5 18%	606,4 19%	574,8 19%	723,0 17%	557,2 13%	466,2 10%	705,7 16%	829,8 17%	710,9 14%	674,4 13%	646,5 13%	563,9 10%
Electricidad origen eólica Wind electricity				6,0 0%	9,6 0%	9,6 0%	9,7 0%	12,4 0%	63,0 1%	177,6 3%	257,5 5%	324,6 6%	407,0 8%
Solar									2,9 0%	7,1 0%	16,4 0%	26,8 1%	40,0 1%
Gas natural Natural gas		30,6 1%	89,3 3%	64,4 2%	71,5 2%	52,2 1%	48,8 1%	45,0 1%	45,8 1%	51,8 1%	58,5 1%	55,2 1%	
Petróleo y derivados Oil and oil products	1,275,4 56%	1,661,0 61%	1,910,8 60%	1,666,9 55%	1,991,7 48%	2,270,6 53%	2,905,1 60%	2,218,9 50%	2,105,4 44%	2,207,8 42%	2,086,3 40%	1,871,8 36%	2,111,8 39%
Carbón y coque Coal and coke	0,7 0%	0,5 0%	0,5 0%	1,9 0%	3,0 0%	1,8 0%	2,1 0%	2,4 0%	1,8 0%	2,4 0%	3,5 0%	3,1 0%	3,1 0%
Biomasa Biomass	558,3 24%	546,7 20%	499,2 16%	546,9 18%	1,320,3 32%	1,339,2 31%	1,373,4 28%	1,478,5 33%	1,740,4 36%	2,080,5 40%	2,157,3 41%	2,213,9 43%	2,213,8 41%
TOTAL	2.281,9 100%	2.727,9 100%	3.161,7 100%	3.016,1 100%	4.141,7 100%	4.290,9 100%	4.872,5 100%	4.466,7 100%	4.788,3 100%	5.232,3 100%	5.249,3 100%	5.145,5 100%	5.396,0 100%

Notas/Notes:

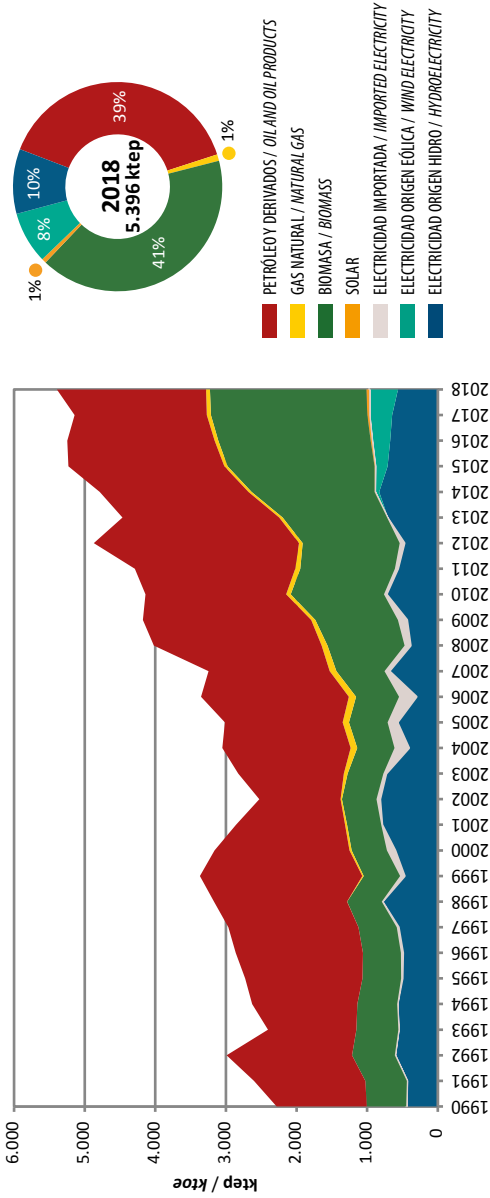
1) En los años 2013 y 2014 no hubo importación de electricidad. Desde 2015 existió intercambio con Argentina considerado "energía de devolución", salvo para 2018 que fue en modalidad "contingente" con costo asociado. A su vez, desde 2016 si bien se registraron importaciones de electricidad desde Brasil,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

GRÁFICO 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.

3. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

GRÁFICO 5. Abastecimiento de energía por origen / Energy supply by origin

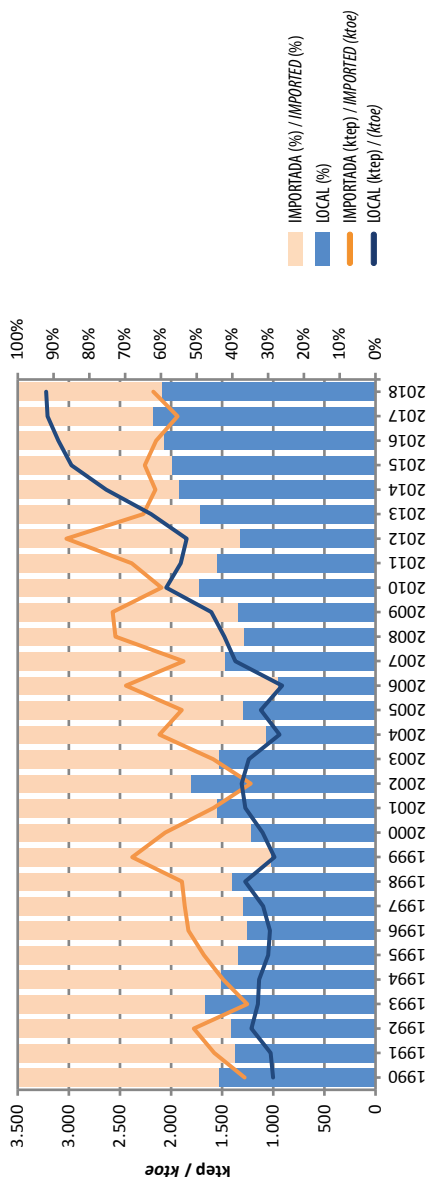


GRÁFICO 6. Abastecimiento de energía por tipo / Energy supply by type

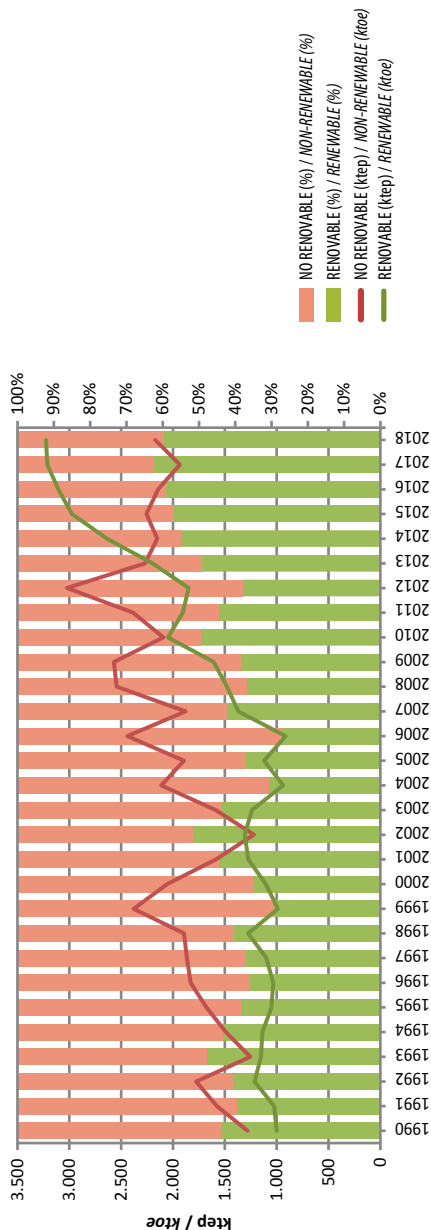


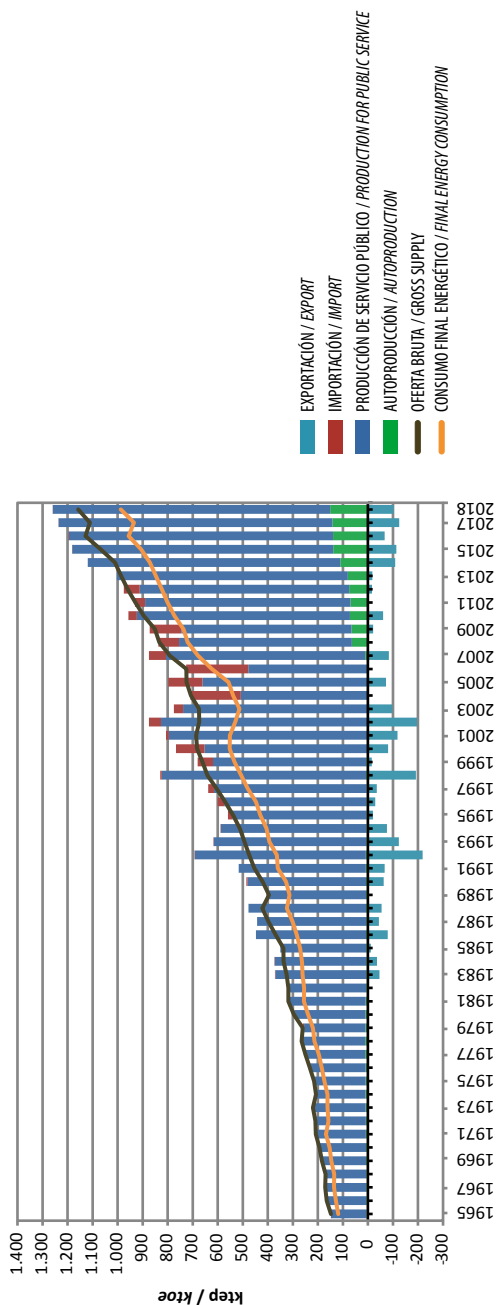
TABLA 10. Electricidad / Electricity

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Centrales eléctricas servicio público <i>Power plants for public service</i>	141,8	204,1	342,5	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
Centrales eléctricas autoproducción <i>Autoproduction power plants</i>	5,7	9,1	6,8	6,0	3,6	71,3	69,6	74,5	79,8	110,1	137,9	138,6	140,9	150,6
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TRANSFORMATION PLANTS	147,5	213,2	349,3	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	1.257,9
Producción <i>Production</i>	147,5	213,2	349,3	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	1.257,9
Importación <i>Import</i>	0,1	2,0	0,0	16,2	136,3	33,3	41,0	63,8			0,2	2,1	0,3	1,2
Exportación <i>Export</i>	-0,1	-0,1	-11,8	-20,0	-72,3	-61,1	-1,6	-16,7	-17,8	-108,9	-113,6	-67,0	-125,7	-102,8
Búnker internacional <i>International bunker</i>														
Pérdidas <i>Losses</i>	-21,9	-32,6	-60,4	-100,9	-154,1	-104,2	-110,7	-111,1	-110,2	-107,7	-128,1	-138,3	-145,7	-132,5
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	0,8
OFERTA BRUTA GROSS SUPPLY	125,6	182,5	277,1	437,5	570,2	790,9	818,4	848,1	875,1	902,4	939,3	989,5	964,4	1.024,6
OFERTA BRUTA GROSS SUPPLY	147,5	215,1	337,5	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
CONSUMO NETO TOTAL TOTAL NET CONSUMPTION	125,6	182,5	277,1	437,5	570,2	790,9	818,4	848,1	875,1	902,4	939,3	989,5	964,4	1.024,6
Consumo propio <i>Own use</i>	7,1	8,8	6,0	7,7	13,5	18,2	18,1	24,3	27,9	31,1	33,1	33,8	30,1	37,1
CONSUMO FINAL TOTAL TOTAL FINAL CONSUMPTION	118,5	173,7	271,1	429,8	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	955,7	934,3	987,5

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.

3. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

GRÁFICO 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 los establecimientos 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 establishments that is not delivered to the grid.

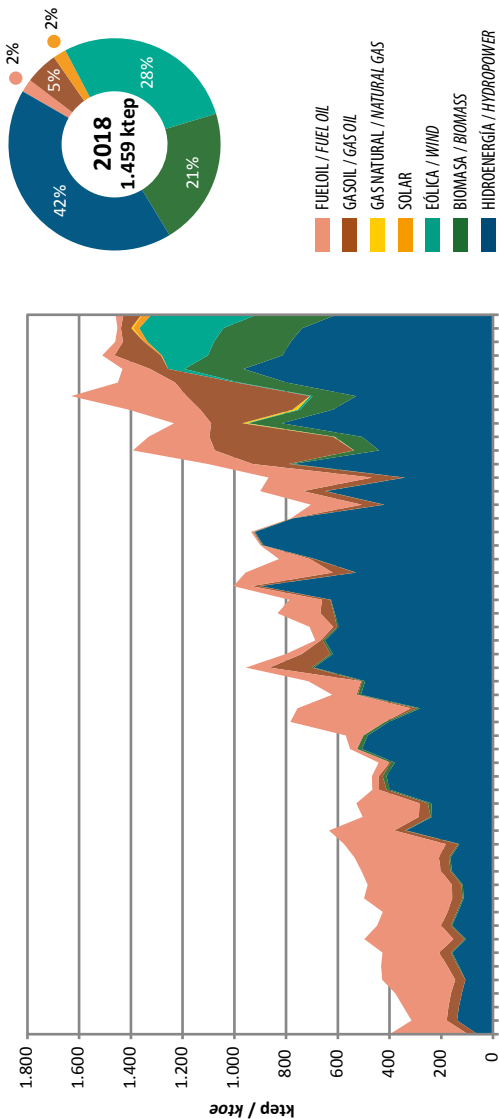
TABLA 11. Insumos para generación de electricidad / Inputs for electricity generation

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hydroenergía Hydropower	60,2 15%	113,7 23%	379,8 86%	596,4 84%	647,2 72%	817,2 66%	619,9 44%	529,3 32%	798,3 55%	964,9 67%	814,0 54%	782,4 54%	738,4 50%	605,0 42%
Eólica Wind						6,0 0%	9,6 1%	9,7 1%	12,4 1%	63,0 4%	177,6 12%	257,5 18%	324,6 22%	407,0 28%
Solar										0,3 0%	4,2 0%	13,1 1%	23,1 2%	35,8 2%
Leña Firewood			5,0 1%	5,0 1%	0,8 0%	8,6 1%	1,8 0%	7,0 0%	9,9 1%	2,0 0%	4,8 0%	4,2 0%	1,3 0%	2,4 0%
Residuos de biomasa Biomass wastes	0,4 0%	4,8 1%	10,0 2%	1,8 0%	2,0 0%	121,1 10%	124,3 9%	161,3 10%	171,8 12%	226,1 16%	283,8 19%	292,3 20%	303,6 21%	306,7 21%
Gasoil Gas oil	37,3 9%	39,5 8%	5,1 1%	14,6 2%	84,3 9%	119,7 10%	356,6 25%	475,9 29%	236,7 16%	69,3 5%	178,9 12%	81,3 6%	38,8 3%	69,3 5%
Fueloíl Fuel oil	301,1 75%	340,8 68%	42,6 10%	91,5 13%	165,3 18%	143,3 12%	276,7 20%	446,9 27%	221,2 15%	106,6 7%	47,5 3%	30,1 2%	13,7 1%	30,0 2%
Gas natural Natural gas				0,6 0%	17,1 0%	19,5 1%	19,5 1%	1,7 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,0 0%	0,0 0%	8,7 1%	2,7 0%
TOTAL	399,0 100%	498,8 100%	442,5 100%	709,3 100%	900,2 100%	1.233,0 100%	1.408,4 100%	1.631,8 100%	1.450,5 100%	1.432,4 100%	1.510,8 100%	1.460,9 100%	1.452,2 100%	1.458,9 100%

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

3. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

GRÁFICO 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
Térmica (fósil) <i>Thermal (fossil)</i>	26,4 0%	6,6 0%	1.076,8 18%	956,3 12%	1.165,1 11%	2.627,2 25%	3.748,3 35%	1.859,5 16%	729,8 6%	962,6 7%	464,4 3%	249,9 2%	392,6 3%
Térmica (biomasa) <i>Thermal (biomass)</i>	0,0 0%	0,0 0%	27,3 0%	24,5 0%	1.089,8 10%	1.127,5 11%	1.313,8 12%	1.448,0 12%	1.893,3 15%	2.388,4 17%	2.432,7 18%	2.553,1 18%	2.529,5 17%
Hidráulica <i>Hydropower</i>	9.535,3 100%	8.529,5 100%	4.780,7 81%	6.683,6 87%	8.407,2 78%	6.478,9 63%	5.420,9 51%	8.205,9 70%	9.649,1 74%	8.266,0 60%	7.842,2 56%	7.517,9 52%	6.556,6 45%
Eólica <i>Wind</i>					69,9 1%	111,3 1%	112,5 1%	144,1 1%	732,7 6%	2.065,1 15%	2.994,3 22%	3.774,5 26%	4.732,2 32%
Solar									3,4 0%	48,7 0%	151,9 1%	268,6 2%	416,1 3%
TOTAL	9.561,7 100%	8.536,2 100%	5.884,8 100%	7.664,4 100%	10.732,0 100%	10.344,9 100%	10.595,4 100%	11.657,5 100%	13.008,3 100%	13.730,8 100%	13.885,6 100%	14.363,9 100%	14.627,1 100%

3. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

GRÁFICO 9. Generación de electricidad por fuente / Electricity generation by source

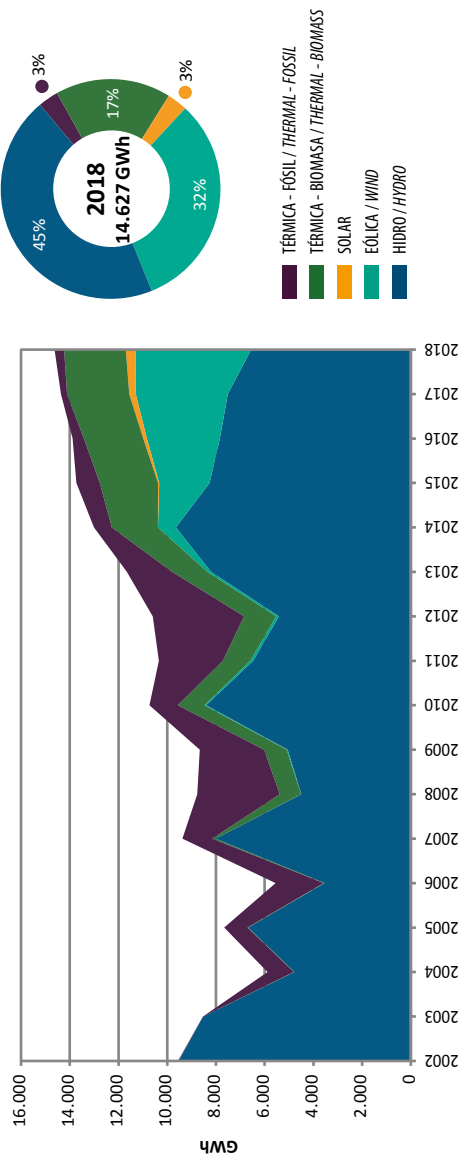
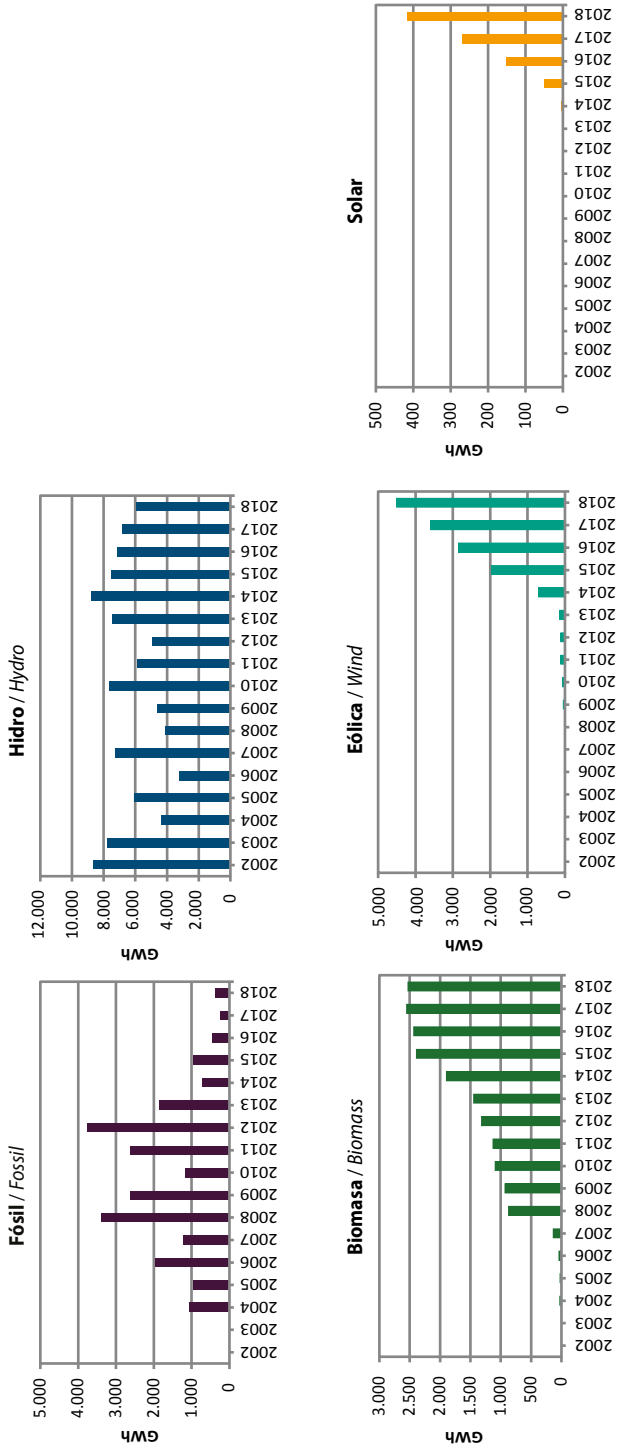


GRÁFICO 10. Generación de electricidad a partir de cada fuente / Electricity generation from each source



3. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

TABLA 13. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar / Microgeneration of electricity from solar energy by sector

MWh		2014	2015	2016	2017	2018
Residencial / Residential	EER / EDG	94	151	352	437	2.203
	EA / EOU	28	50	50	92	1.441
	GT / TG	122	202	402	528	3.644
Comercial / Commercial	EER / EDG	393	1.386	3.051	4.834	9.213
	EA / EOU	634	1.347	2.222	3.567	3.365
	GT / TG	1.027	2.734	5.274	8.401	12.578
Industrial	EER / EDG	122	321	708	1.070	1.665
	EA / EOU	19	487	948	1.413	871
	GT / TG	141	808	1.656	2.483	2.536
Agro / Agriculture	EER / EDG	612	1.184	2.076	2.019	1.721
	EA / EOU	207	373	414	433	787
	GT / TG	820	1.557	2.490	2.452	2.508
TOTAL	EER / EDG	1.222	3.043	6.187	8.359	14.802
	EA / EOU	889	2.258	3.635	5.505	6.464
	GT / TG	2.110	5.300	9.821	13.864	21.266

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

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

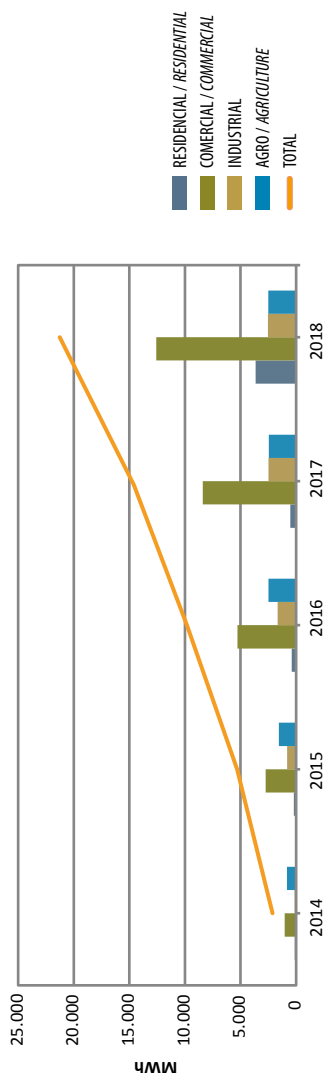


TABLA 14. Producción de la refinería / Refinery production

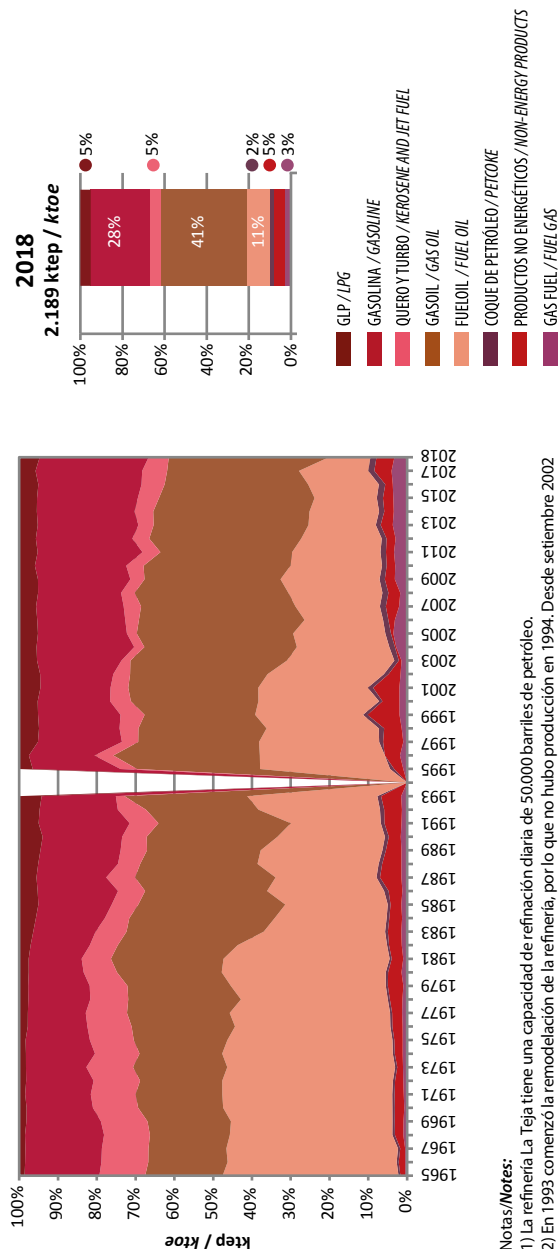
ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GLP	21,1	29,5	52,4	46,8	99,4	77,1	62,2	82,9	99,4	87,6	87,6	104,8	24,3	115,7
Liquefied petroleum gas	1%	2%	5%	4%	5%	4%	5%	4%	5%	5%	5%	5%	4%	5%
Gasolina	290,7	294,7	199,8	301,9	469,6	447,3	352,7	478,4	538,3	483,1	492,9	562,6	157,8	614,9
Gasoline	19%	17%	19%	23%	23%	24%	27%	25%	26%	25%	26%	27%	28%	28%
Quero y turbo	177,9	201,0	72,2	57,0	51,9	85,0	60,3	83,8	81,3	93,3	103,4	125,8	36,9	113,8
Kerosene and jet fuel	12%	11%	7%	4%	3%	4%	5%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	5%
Gasoil	301,2	429,1	400,6	422,7	825,9	719,2	442,9	753,6	828,0	773,7	760,7	783,0	195,1	901,9
Gas oil	20%	24%	38%	32%	40%	38%	34%	39%	40%	40%	40%	37%	34%	41%
Fueloil	683,2	756,5	279,1	446,8	486,8	448,7	297,2	399,4	360,0	344,5	304,6	385,3	102,5	236,0
Fuel oil	45%	43%	26%	33%	24%	24%	23%	21%	17%	18%	16%	18%	18%	11%
Coque de petróleo	7,5	8,5	7,6	14,1	29,7	22,8	18,6	23,9	26,0	25,9	29,9	35,2	9,0	34,3
Petcoke	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Productos no energéticos	18,6	38,6	29,3	31,5	12,6	41,9	27,1	44,6	64,7	47,0	50,8	40,9	25,5	101,1
Non-energy products	1%	2%	3%	2%	1%	2%	2%	2%	3%	2%	3%	2%	4%	5%
Gas fuel	7,3	20,0	15,8	13,0	72,6	58,1	43,9	57,2	76,7	66,0	67,3	78,1	23,0	71,7
Fuel gas	0%	1%	1%	1%	4%	3%	3%	3%	4%	3%	4%	4%	4%	3%
TOTAL	1.507,5	1.777,9	1.056,8	1.333,8	2.048,5	1.900,1	1.304,9	1.923,8	2.074,4	1.921,1	1.897,2	2.115,7	574,1	2.189,4
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Notas/Notes:

- 1) La refinería La Teja tiene una capacidad de refinación diaria de 50.000 barriles de petróleo.
- 2) En 1993 comenzó la remodelación de la refinería, por lo que no hubo producción en 1994. Desde setiembre 2002 a marzo 2003 y desde setiembre 2011 a enero 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.
- 3) Gran parte del año 2017 (entre febrero y setiembre) la refinería permaneció parada debido al mantenimiento programado de sus unidades.
- 4) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012. Desde 2013 en adelante no hubo más producción de diésel oil.
- 1) La Teja refinery has a daily refining capacity of 50,000 oil barrels.
- 2) The remodeling of the refinery began in 1993. There was no production during 1994. From September 2002 to March 2003, and from September 2011 to January 2012, the refinery was in maintenance shutdown.
- 3) The refinery was shut down for most of 2017 because of scheduled maintenance of its units (between February and September).
- 4) Gas oil includes diesel oil until 2012. Diesel oil has not been produced since 2013.

3. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

GRÁFICO 12. Estructura de producción de la refinería / Refinery production structure



Notas/Notes:

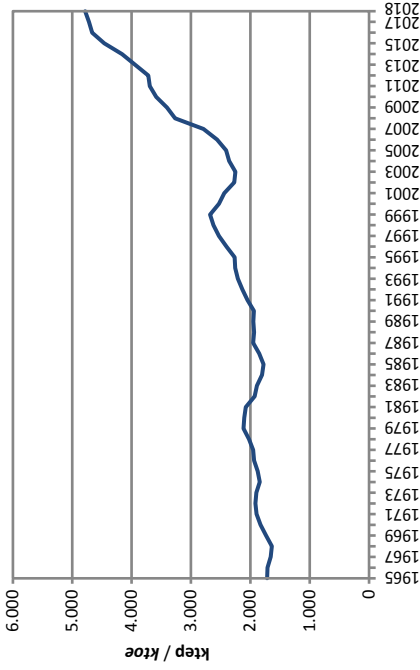
- 1) La refinería La Teja tiene una capacidad de refinación diaria de 50,000 barriles de petróleo.
 - 2) En 1993 comenzó la remodelación de la refinería, por lo que no hubo producción en 1994. Desde setiembre 2002 a marzo 2003 y desde setiembre 2011 a enero 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.
 - 3) Gran parte del año 2017 (entre febrero y setiembre) la refinería permaneció parada debido al mantenimiento programado de sus unidades.
 - 4) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012. Desde 2013 en adelante no hubo más producción de diésel oil.
- 1) La Teja refinery has a daily refining capacity of 50,000 oil barrels.
 2) The remodeling of the refinery began in 1993. There was no production during 1994. From September 2002 to March 2003, and from September 2011 to January 2012, the refinery was in maintenance shutdown.
 3) The refinery was shut down for most of 2017 because of scheduled maintenance of its units (between February and September).
 4) Gas oil includes diesel oil until 2012. Diesel oil has not been produced since 2013.

4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

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

Año / Year	ktep / ktoe	Año / Year	ktep / ktoe
1965	1.715,0	1992	2.132,7
1966	1.709,8	1993	2.211,5
1967	1.656,2	1994	2.255,3
1968	1.636,7	1995	2.263,0
1969	1.734,2	1996	2.399,9
1970	1.827,9	1997	2.528,7
1971	1.895,1	1998	2.619,5
1972	1.912,6	1999	2.676,8
1973	1.898,1	2000	2.527,2
1974	1.840,1	2001	2.438,9
1975	1.875,0	2002	2.272,0
1976	1.936,3	2003	2.251,0
1977	1.953,3	2004	2.355,9
1978	2.020,7	2005	2.407,7
1979	2.116,0	2006	2.559,8
1980	2.101,2	2007	2.788,6
1981	2.075,6	2008	3.266,2
1982	1.925,7	2009	3.405,2
1983	1.889,1	2010	3.584,9
1984	1.802,2	2011	3.694,0
1985	1.778,4	2012	3.720,6
1986	1.850,6	2013	3.943,7
1987	1.950,4	2014	4.162,9
1988	1.936,8	2015	4.461,3
1989	1.947,4	2016	4.666,7
1990	1.939,7	2017	4.720,5
1991	2.048,9	2018	4.783,2

GRÁFICO 13. Consumo final total / Total final consumption



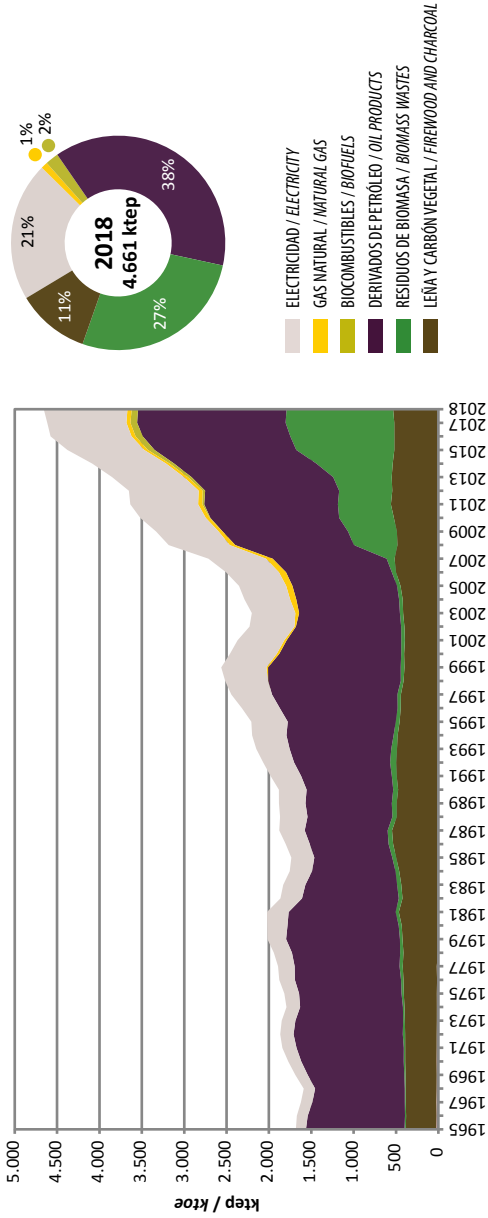
4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 16. Consumo final energético por fuente / Final energy consumption by source

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Leña y carbón vegetal Firewood and charcoal	355,8 21%	389,4 21%	495,8 29%	456,1 21%	444,5 19%	524,2 15%	559,3 15%	543,3 15%	549,9 14%	538,2 13%	519,0 12%	519,0 11%	519,5 11%	533,6 11%
Residuos de biomasa Biomass wastes	15,1 1%	27,2 1%	46,2 3%	46,0 2%	41,5 2%	645,6 18%	625,8 17%	690,7 18%	690,7 18%	900,9 22%	1.157,6 26%	1.227,5 27%	1.283,0 28%	1.257,7 27%
Carbón mineral Coal	5,1 0%	1,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,9 0%									
Derivados del petróleo Oil products	1.164,1 69%	1.209,3 67%	920,4 53%	1.274,5 58%	1.234,5 52%	1.520,5 43%	1.578,0 43%	1.671,4 43%	1.671,4 43%	1.679,4 41%	1.672,4 38%	1.741,7 38%	1.753,0 38%	1.753,5 38%
Biocombustibles Biofuels					8,8 0%	22,0 1%	29,4 1%	43,8 1%	43,8 1%	52,8 1%	78,8 2%	85,2 2%	79,1 2%	74,0 2%
Gas natural Natural gas					73,5 3%	45,7 1%	50,0 1%	46,9 1%	46,6 1%	42,8 1%	43,7 1%	47,7 1%	47,0 1%	50,8 1%
Derivados del carbón Coal products	22,6 1%	16,7 1%	0,9 0%	0,2 0%	0,9 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,2 0%	0,0 0%	0,0 0%
Electricidad Electricity	118,5 7%	173,7 10%	271,1 16%	429,8 19%	556,7 24%	772,7 22%	800,3 22%	823,8 23%	847,2 22%	871,3 21%	906,2 21%	955,7 21%	934,3 20%	987,5 21%
Solar						2,5 0%	2,8 0%	3,2 0%	3,2 0%	3,6 0%	4,2 0%	4,2 0%	4,2 0%	4,2 0%
TOTAL	1681,2 100%	1817,5 100%	1734,7 100%	2206,9 100%	2.352,5 100%	3.517,8 100%	3.635,7 100%	3.652,4 100%	3.849,8 100%	4.088,0 100%	4.380,6 100%	4.580,2 100%	4.619,5 100%	4.661,3 100%

Nota/Note:
 El gas manufacturado está incluido en derivados del carbón hasta 1977 y en derivados de petróleo desde 1978. A partir de 2005 se sustituye completamente por gas natural.
 Manufactured gas is included in coal products until 1977, and has been included in oil products since 1978. As of 2005, it has been fully replaced by natural gas.

GRÁFICO 14. Consumo final energético por fuente / Final energy consumption by source



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.

4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

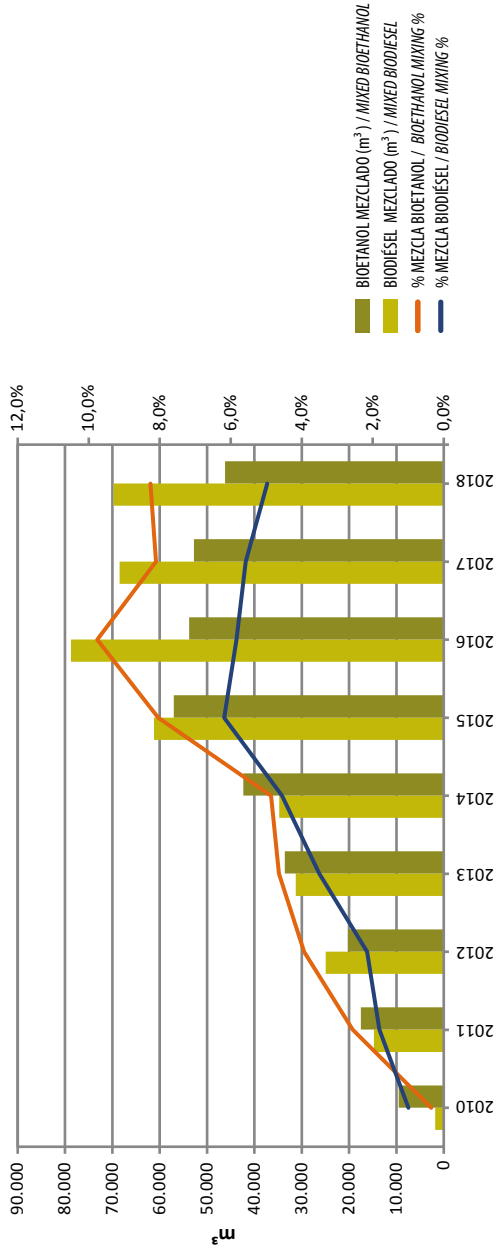
TABLA 17. Consumo de biocombustibles - Porcentajes de mezcla / Biofuels consumption - Mixing percentages

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Producción de bioetanol (m ³) Bioethanol production (m ³)	13.225	16.084	20.040	28.430	42.549	71.542	78.630	70.144	80.375
Bioetanol mezclado (m ³) Mixed bioethanol (m ³)	1.777	14.742	24.920	31.254	34.754	61.176	78.735	68.452	69.763
Gasolina comercializada con bioetanol (m ³) Commercialized gasoline with bioethanol (m ³)	504.553	574.399	633.804	673.787	714.442	760.950	806.944	844.712	844.886
Porcentaje de mezcla BIOETANOL BIOETHANOL mixing percentage (%)	0,4%	2,6%	3,9%	4,6%	4,9%	8,0%	9,8%	8,1%	8,3%
Producción de biodiésel (m ³) Biodiesel production (m ³)	11.068	18.202	20.585	35.241	45.234	57.554	53.482	52.848	47.923
Biodiésel mezclado (m ³) Mixed biodiesel (m ³)	9.504	17.488	20.227	33.569	42.319	57.002	53.749	52.745	46.189
Gasoil comercializado con biodiésel (m ³) Commercialized gas oil with biodiesel (m ³)	952.715	965.082	935.472	956.772	928.617	922.058	921.109	946.256	929.539
Porcentaje de mezcla BIODIESEL BIODIESEL mixing percentage (%)	1,0%	1,8%	2,2%	3,5%	4,6%	6,2%	5,8%	5,6%	5,0%

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) Todas las gasolinas comercializadas incluyen bioetanol. Se representa el porcentaje de mezcla global y no por tipo de gasolina.
 - 3) El biodiésel se mezcla en todo el gasoil que sea destinado como gasoil 505, o como gasoil común hasta el 2013.
- 1) For years when the volume of mixed biofuels exceeds production, the difference is mainly due to stock change.
 2) All types of gasoline marketed include bioethanol. The percentage of total mixture is represented and not by type of gasoline.
 3) Biodiesel is mixed in all the gas oil to be used as gas oil 505, or as regular gas oil until 2013.

GRÁFICO 15. Consumo de biocombustibles - porcentajes de mezcla / Biofuels consumption - mixing percentages



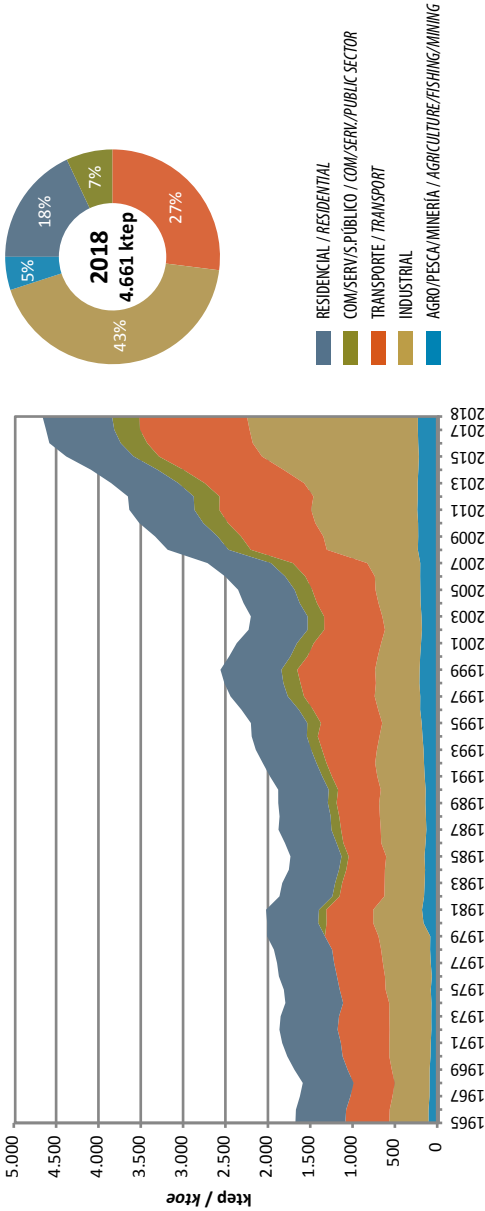
4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 18. Consumo final energético por sector / Final energy consumption by sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residencial <i>Residential</i>	589,3 35%	660,0 36%	602,6 35%	666,1 30%	667,3 28%	755,7 21%	768,5 21%	777,1 21%	793,2 21%	786,3 19%	796,2 18%	842,9 18%	806,3 17%	821,6 18%
Comercial/servicios/sector público <i>Commercial/services/public sector</i>	* *	* *	84,5 5%	160,8 7%	207,4 9%	291,6 8%	293,4 8%	305,4 8%	310,8 8%	305,4 7%	299,2 7%	312,7 7%	304,2 7%	319,3 7%
Transporte <i>Transport</i>	518,8 31%	542,4 30%	443,5 26%	724,7 33%	748,2 32%	1.032,8 29%	1.085,7 30%	1.109,3 30%	1.174,7 31%	1.182,3 29%	1.216,5 28%	1.247,1 27%	1.294,0 28%	1.274,0 27%
Industrial	463,6 28%	533,1 29%	452,1 26%	465,5 21%	529,9 23%	1.213,7 35%	1.253,7 34%	1.231,4 34%	1.340,6 35%	1.592,2 39%	1.853,5 42%	1.954,4 43%	1.987,8 43%	2.019,4 43%
Agro/pesca/minería <i>Agriculture/fishing/mining</i>	102,1 6%	74,8 4%	149,3 9%	182,5 8%	197,9 8%	224,5 6%	234,4 6%	229,0 6%	230,3 6%	221,5 5%	215,2 5%	223,1 5%	227,2 5%	227,0 5%
No identificado <i>Non-specified</i>	7,3 0%	7,1 0%	2,7 0%	7,3 0%	1,8 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,3 0%
TOTAL	1.681,1 100%	1.817,4 100%	1.734,7 100%	2.206,9 100%	2.352,5 100%	3.517,8 100%	3.635,7 100%	3.652,4 100%	3.849,8 100%	4.088,0 100%	4.380,6 100%	4.580,2 100%	4.619,5 100%	4.661,3 100%

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.

GRÁFICO 16. Consumo final energético por sector / Final energy consumption by sector



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.

4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND
 TABLA 19. Consumo final energético – sector residencial / Final energy consumption – residential sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas natural Natural gas				11,8	2%	17,2	20,6	21,0	22,6	20,3	21,2	25,0	19,6	22,3
Solar								3%	3%	3%	3%	3%	2%	3%
Leña y carbón vegetal Firewood and charcoal	296,5	311,1	354,6	303,0	302,3	285,0	284,5	284,9	284,9	285,1	285,0	285,8	285,8	285,8
Residuos de biomasa Biomass wastes	54%	51%	59%	45%	45%	38%	37%	37%	36%	36%	36%	34%	35%	35%
Supergás LP gas	20,1	40,2	47,9	91,5	88,1	103,9	103,6	102,1	108,2	100,1	99,6	112,4	104,1	106,6
Propano Propane	4%	7%	8%	14%	13%	14%	13%	13%	14%	13%	13%	13%	13%	13%
Gasolina Gasoline				0,6	0%	1,8	2,0	2,2	2,5	2,2	2,0	2,3	1,9	2,2
Queroseno Kerosene				0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gasoil Gas oil	150,2	155,2	56,2	33,4	7,4	6,7	7,1	6,6	6,3	5,1	4,3	5,2	3,5	3,7
Fueloil Fuel oil	27%	26%	9%	5%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
Gas manufacturado Manufactured gas	13,5	11,3	6,8	9,5	0,9	5,5	5,3	5,1	4,9	4,8	4,8	4,8	4,9	4,8
Electricidad Electricity	2%	2%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
TOTAL	8,9	6,4	10,7	24,1	24,6	27,3	19,3	15,6	15,4	12,4	12,0	14,6	9,7	9,3
	2%	1%	2%	4%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%
	9,5	7,1	5,0	5,4	0,0									
	2%	1%	1%	1%	0%									
	53,1	74,8	121,4	199,2	231,6	300,5	318,2	331,7	340,5	346,3	357,0	382,1	365,8	375,5
	10%	12%	20%	30%	35%	40%	41%	43%	43%	44%	45%	45%	45%	46%
	551,8	606,1	602,6	666,1	667,3	755,7	768,5	777,1	793,2	786,3	796,2	842,9	806,3	821,6
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

GRÁFICO 17. Consumo final energético por fuente - sector residencial / Final energy consumption by source - residential sector

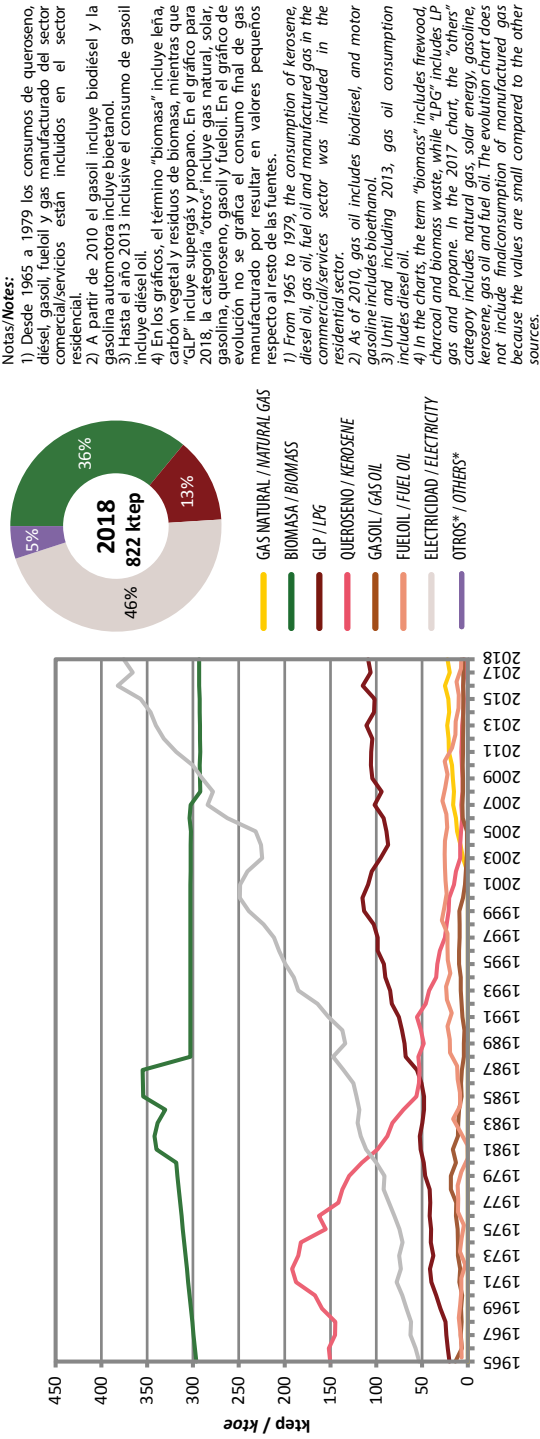
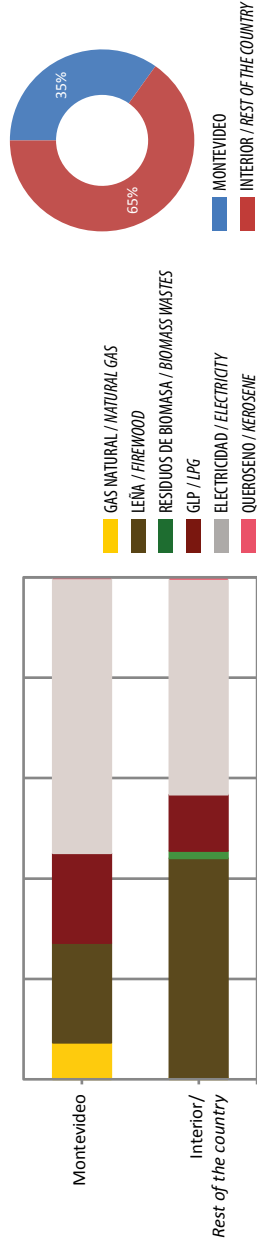


GRÁFICO 18. Apertura de consumo en sector residencial - 2018 / Breakdown of consumption in the residential sector - 2018



4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 20. Consumo final energético/servicios/sector público / Final energy consumption by source – commercial/services/public sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas natural Natural gas				10,1 5%	15,7 5%	9,2 3%	8,1 3%	10,7 3%	10,3 3%	10,8 4%	11,0 4%	11,4 4%	12,2 4%	
Solar									0,4 0%	0,4 0%	0,5 0%	0,5 0%	0,6 0%	
Leña y carbón vegetal Firewood and charcoal	24,2 64%	25,4 47%	3,8 4%	3,1 2%	3,1 1%	23,1 8%	23,1 8%	23,1 8%	22,1 7%	22,1 7%	22,1 7%	22,1 7%	22,1 7%	
Supergás LP gas				0,3 0%	0,2 0%	0,7 0%	0,7 0%	0,5 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,4 0%	0,4 0%	
Propano Propane				2,6 1%	5,0 2%	5,7 2%	6,8 2%	7,6 2%	5,9 2%	5,5 2%	5,9 2%	5,9 2%	5,6 2%	
Gasolina Gasoline				0,6 0%	0,7 0%	0,8 0%	0,8 0%	0,8 0%	0,9 0%	0,9 0%	0,9 0%	1,0 0%	1,0 0%	
Queroseno Kerosene	*	*	0,6 1%	0,3 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	
Gasoil Gas oil	*	*	14,9 18%	32,8 20%	25,4 12%	8,1 3%	8,1 3%	7,3 2%	7,1 2%	7,2 2%	6,2 2%	5,9 2%	5,9 2%	
Fueloil Fuel oil	*	*	11,8 14%	6,2 4%	7,3 4%	8,3 3%	8,3 3%	8,3 3%	8,1 3%	6,7 2%	6,6 2%	8,7 3%	5,7 2%	
Gas manufacturado Manufactured gas				3,2 4%	3,4 2%	0,0 0%								
Electricidad Electricity	13,4 36%	28,6 53%	50,2 59%	114,7 71%	158,6 76%	230,1 79%	237,5 81%	250,4 82%	254,0 82%	251,5 82%	246,3 82%	257,1 82%	251,5 83%	
TOTAL	37,6 100%	54,0 100%	84,5 100%	160,8 100%	207,4 100%	291,6 100%	293,4 100%	305,4 100%	310,8 100%	305,4 100%	299,2 100%	312,7 100%	304,2 100%	319,3 100%

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

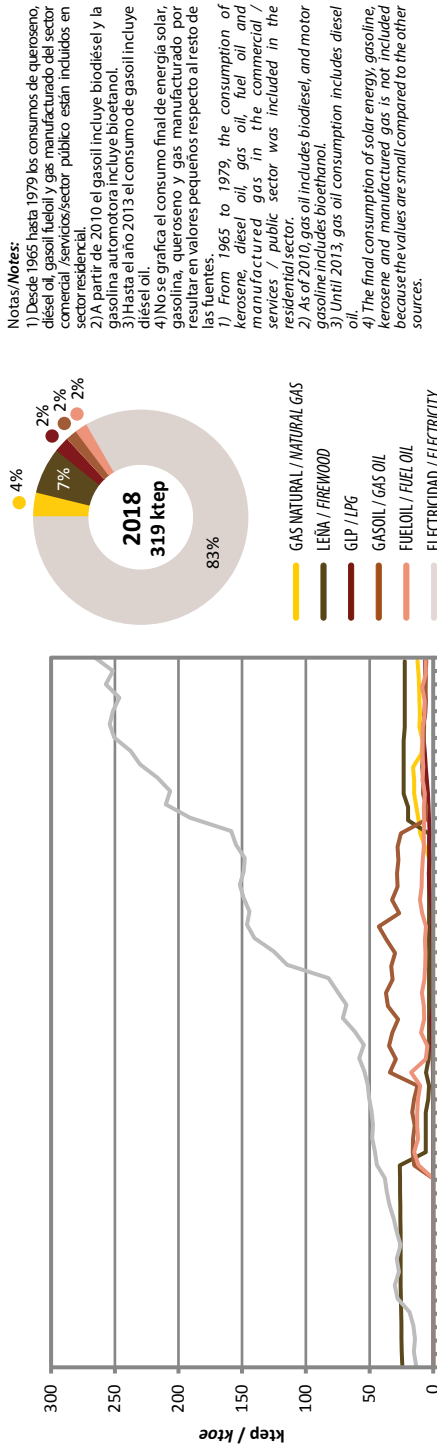
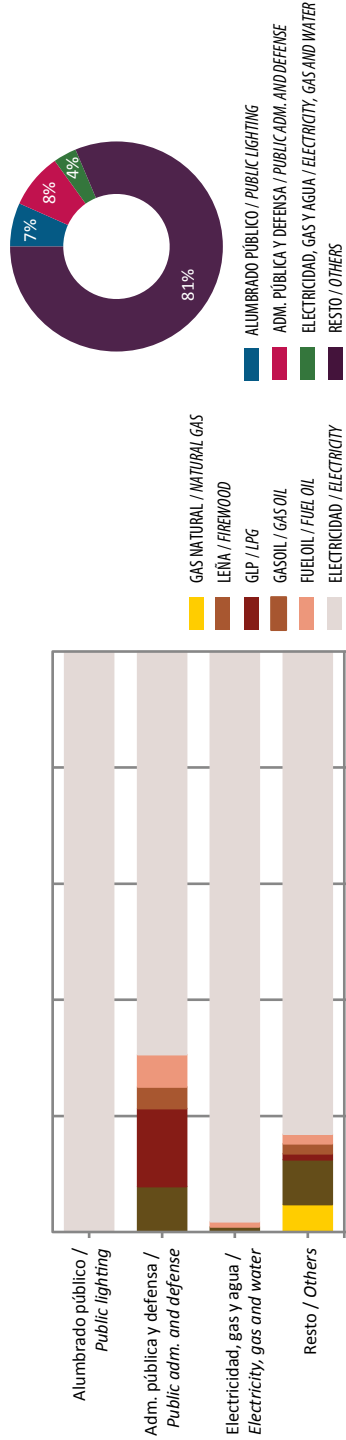


GRÁFICO 20. Apertura de consumo en sector comercial/servicios/sector público – 2018 / Breakdown of consumption in the commercial/services/public sector – 2018



4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

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

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gasolina	260,5	206,4	185,5	323,8	216,8	392,2	435,8	473,6	505,1	536,2	553,2	571,0	610,4	605,5
Gasoline	50%	38%	42%	45%	29%	38%	40%	43%	43%	45%	45%	46%	47%	47%
Bioetanol						0,9	7,5	12,5	15,6	17,5	30,8	39,6	34,3	34,8
Bioethanol						0%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	3%	3%
Gasoil	175,3	272,2	215,1	388,1	530,0	630,3	629,2	607,2	628,1	597,1	590,9	596,5	610,2	600,5
Gas oil	34%	50%	49%	54%	71%	61%	58%	55%	53%	51%	49%	48%	47%	47%
Biodiésel						6,3	11,5	13,4	22,4	28,0	38,1	36,3	35,5	30,8
Biodiesel						1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%
Turbocombustible	3,4	6,4	7,5	12,0	1,4	1,7	1,7	2,4	2,9	2,2	2,7	2,2	2,3	2,0
Jet fuel	1%	1%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fueloil	77,5	56,0	33,9	0,8		0,9	0,0	0,2	0,6	1,3	0,8	1,5	1,3	0,3
Fuel oil	15%	10%	8%	0%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Electricidad	2,1	1,5	1,5									0,0	0,0	0,1
Electricity	0%	0%	0%									0%	0%	0%
TOTAL	518,8	542,5	443,5	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	1.274,0
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota./Note:

1) Hasta el año 2013 inclusive, el consumo de gasoil incluye diésel oil.

1) Until and including 2013, gas oil consumption includes diesel oil.

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

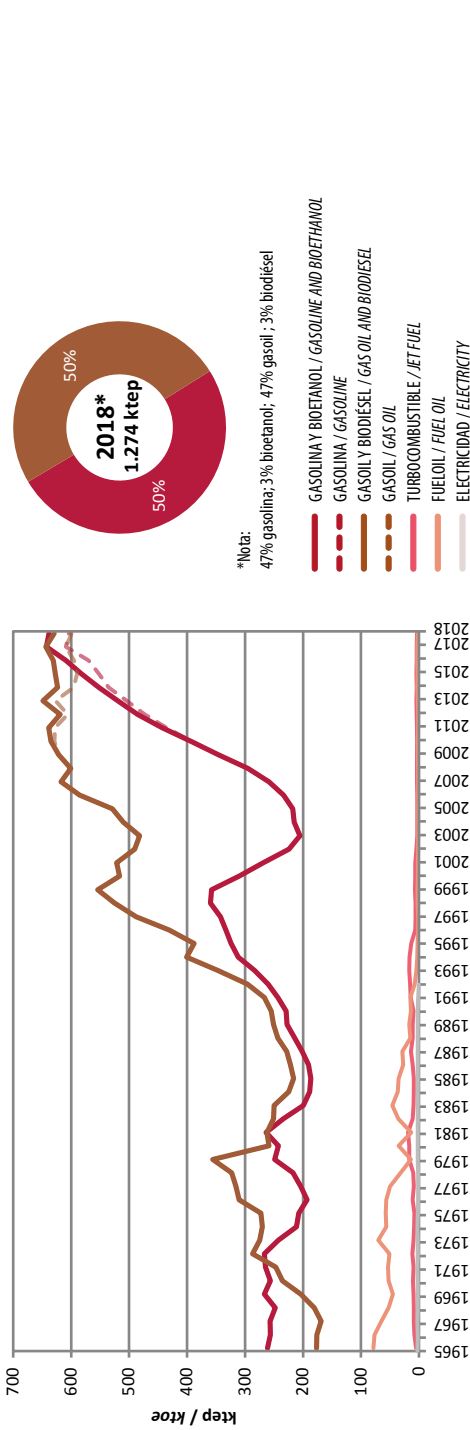
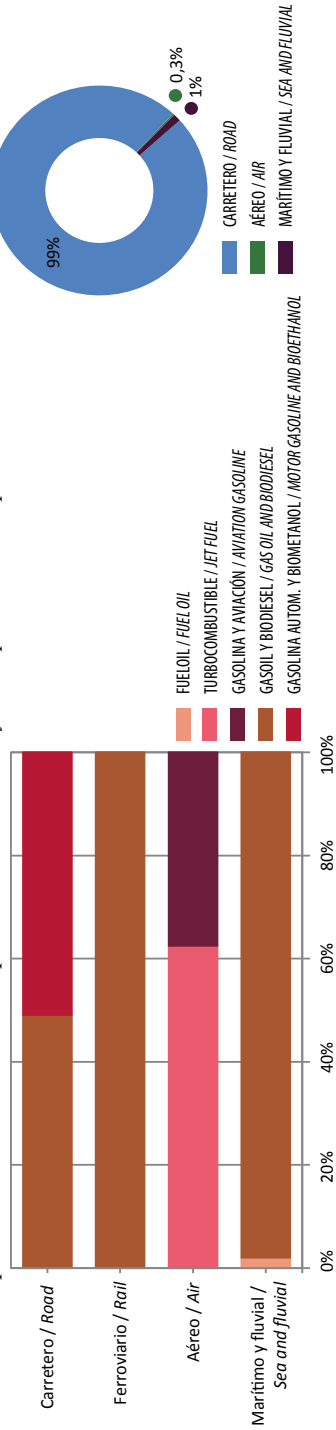


GRÁFICO 22. Apertura de consumo en sector transporte – 2018 / Breakdown of consumption in the transport sector – 2018



Nota/Note:

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

4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 22. Consumo final energético por fuente – sector industrial / Final energy consumption by source – industrial sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Carbón mineral <i>Coal</i>	5,1 1%	1,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,9 0%									
Gas natural <i>Natural gas</i>					51,6 10%	12,8 1%	20,2 2%	17,8 1%	13,3 1%	12,2 1%	11,7 1%	11,7 1%	16,0 1%	16,3 1%
Solar										0,0 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,1 0%	0,1 0%
Leña y carbón vegetal <i>Firewood and charcoal</i>	35,1 8%	52,9 10%	137,4 30%	150,0 32%	139,1 26%	181,1 15%	216,7 17%	200,3 16%	207,9 16%	196,0 12%	176,9 10%	176,1 9%	176,6 9%	190,7 9%
Residuos de biomasa <i>Biomass wastes</i>	15,1 3%	27,2 5%	46,2 10%	46,0 10%	41,5 8%	638,0 53%	618,2 49%	619,2 50%	683,1 51%	893,3 56%	1.150,0 62%	1.219,9 62%	1.275,4 64%	1.250,1 62%
Supergás <i>LP gas</i>	0,6 0%	1,2 0%	1,9 0%	1,6 0%	1,1 0%	3,3 0%	3,5 0%	3,5 0%	1,5 0%	2,6 0%	4,9 0%	2,2 0%	1,6 0%	4,4 0%
Propano <i>Propane</i>					4,0 1%	9,5 1%	7,8 1%	11,1 1%	15,6 1%	15,6 1%	12,4 1%	12,3 1%	9,9 0%	10,9 1%
Gasolina <i>Gasoline</i>	5,6 1%	4,5 1%	1,0 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,5 0%
Queroseno <i>Kerosene</i>	7,0 2%	6,0 1%	0,3 0%	1,4 0%	0,9 0%									
Gasoil <i>Gas oil</i>	7,3 2%	6,3 1%	9,6 2%	9,6 2%	8,2 2%	15,2 1%	14,5 1%	15,8 1%	15,7 1%	17,6 1%	15,9 1%	16,4 1%	16,1 1%	18,0 1%
Fueloil <i>Fueloil</i>	324,7 70%	355,3 67%	155,5 34%	141,4 30%	111,7 21%	103,1 8%	118,9 9%	114,2 9%	141,1 11%	160,8 10%	154,8 8%	173,6 9%	135,5 7%	138,2 7%
Coque de petróleo <i>Petcoke</i>	0,0 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,8 0%	23,7 4%	32,5 3%	36,1 3%	36,1 3%	36,0 3%	43,9 3%	47,0 3%	50,8 3%	64,8 3%	71,1 3%

Continúa en página siguiente / Continued on next page

Viene de página anterior / Continued from previous page

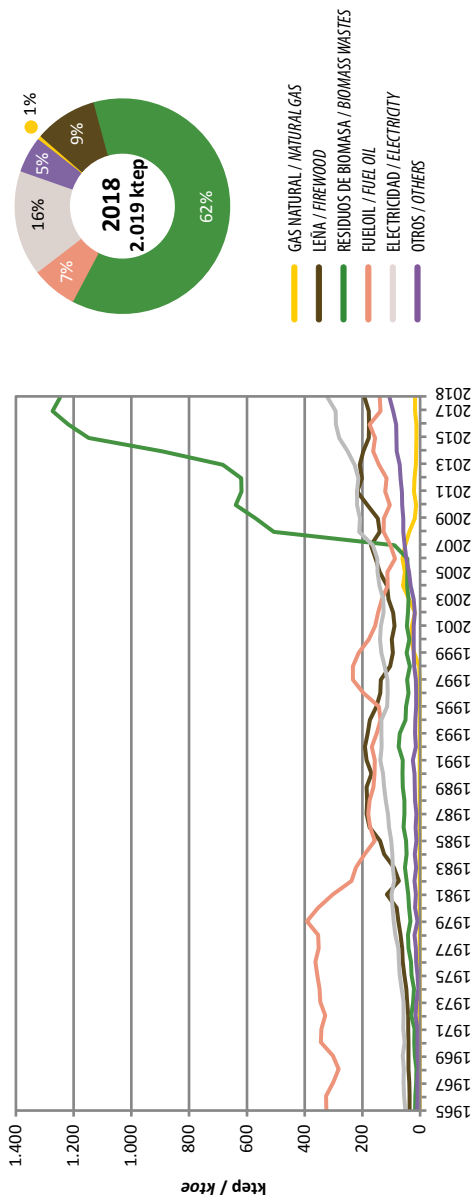
ktoe / ktce	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas manufacturado Manufactured gas	0,6 0%	0,8 0%	1,0 0%	1,4 0%	0,0 0%									
Coque de carbón Coke of coal	12,5 3%	8,8 2%	0,9 0%	0,2 0%	0,9 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,2 0%	0,0 0%	
Electricidad Electricity	49,9 11%	68,8 13%	98,0 22%	112,6 24%	146,1 28%	217,6 18%	217,2 17%	213,0 17%	226,0 17%	249,9 16%	279,5 15%	291,0 15%	291,5 15%	319,1 16%
TOTAL	463,5 100%	533,0 100%	452,1 100%	465,5 100%	529,9 100%	1.213,7 100%	1.253,7 100%	1.231,4 100%	1.340,6 100%	1.592,2 100%	1.853,5 100%	1.954,4 100%	1.987,8 100%	2.019,4 100%

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.

4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

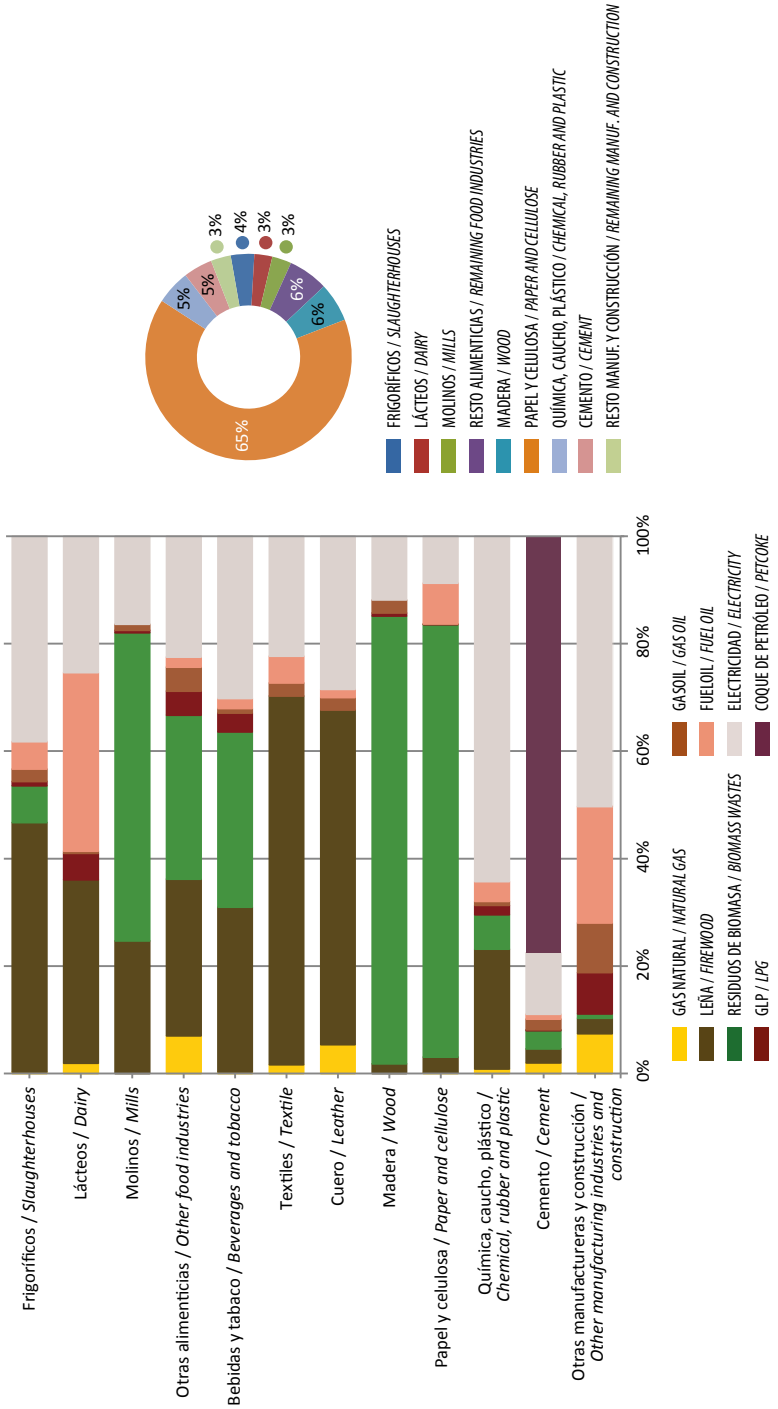
GRÁFICO 23. Consumo final energético por fuente - sector industrial / Final energy consumption by source - industrial sector



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.

GRÁFICO 24. Apertura de consumo en sector industrial – 2018 / Breakdown of consumption in the industrial sector – 2018



4. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

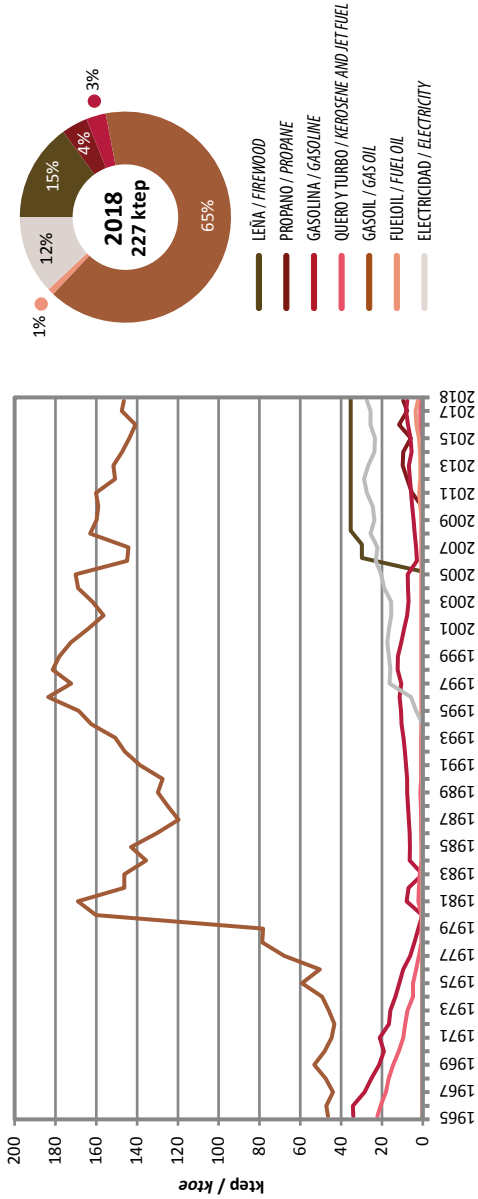
TABLA 23. Consumo final energético por fuente – sector agro/pesca/minería / Final energy consumption by source – agriculture/fishing/mining sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Leña Firewood						35,0 16%	35,0 15%	35,0 15%	35,0 15%	35,0 16%	35,0 16%	35,0 16%	35,0 16%	35,0 15%
Propano Propane							4,9 2%	7,3 3%	9,4 4%	9,1 4%	5,4 3%	11,2 5%	7,3 3%	9,1 4%
Gasolina Gasoline	34,0 33%	11,5 15%	6,3 4%	10,7 6%	7,4 4%	5,2 2%	5,7 2%	6,3 3%	6,8 3%	5,5 2%	6,0 3%	7,3 3%	8,2 4%	7,4 3%
Quero y turbo Kerosene and jet fuel	22,0 22%	4,1 5%	0,0 0%	0,0 0%								0,5 0%	0,6 0%	0,4 0%
Gasoil Gas oil	46,2 45%	59,2 79%	143,0 96%	168,5 92%	170,1 86%	158,9 71%	160,0 68%	150,8 66%	151,5 66%	147,3 67%	143,8 67%	140,8 63%	147,4 65%	146,1 65%
Fueloil Fuel oil						0,9 0%	1,4 1%	0,9 0%	0,9 0%	1,0 0%	1,6 1%	2,8 1%	3,2 1%	1,7 1%
Electricidad Electricity			0,0 0%	3,3 2%	20,4 10%	24,5 11%	27,4 12%	28,7 13%	26,7 12%	23,6 11%	23,4 11%	25,5 11%	25,5 11%	27,3 12%
TOTAL	102,2 100%	74,8 100%	149,3 100%	182,5 100%	197,9 100%	224,5 100%	234,4 100%	229,0 100%	230,3 100%	221,5 100%	215,2 100%	223,1 100%	227,2 100%	227,0 100%

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.

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



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.

5. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO / CO₂ EMISSIONS

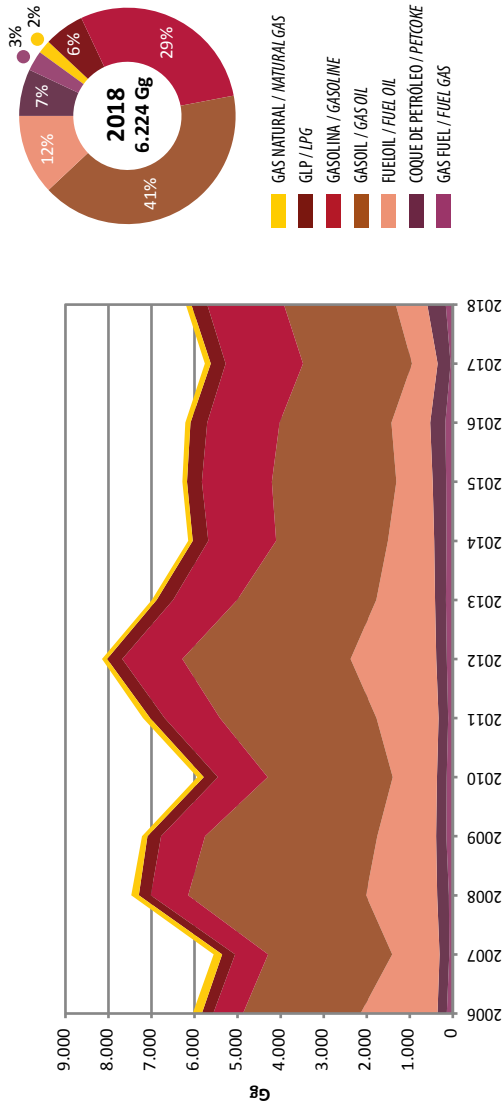
TABLA 24. Emisiones de CO₂ por fuente / CO₂ emissions by source

Gg	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas natural <i>Natural gas</i>	212,6 3%	197,8 4%	175,9 2%	127,1 2%	149,9 3%	166,1 2%	118,4 1%	111,6 2%	105,5 2%	107,3 2%	120,0 2%	137,4 2%	128,5 2%
GLP (superpurgás y propano) <i>LPG (Liquefied petroleum gas)</i>	265,0 4%	300,9 5%	277,7 4%	316,2 4%	328,1 6%	338,7 5%	352,7 4%	383,1 5%	361,7 6%	345,8 5%	389,1 6%	345,8 6%	369,6 6%
Gasolina automotora <i>Motor gasoline</i>	684,7 11%	759,3 14%	861,7 11%	1.014,9 14%	1.149,0 19%	1.276,1 18%	1.388,3 17%	1.480,9 21%	1.569,4 25%	1.619,3 26%	1.675,6 27%	1.792,8 31%	1.777,1 29%
Gasolina aviación <i>Aviation gasoline</i>	6,4 0%	7,8 0%	7,8 0%	7,5 0%	7,5 0%	7,0 0%	8,4 0%	8,4 0%	7,3 0%	7,3 0%	6,4 0%	6,1 0%	5,5 0%
Queroseno <i>Kerosene</i>	22,3 0%	24,7 0%	22,3 0%	24,1 0%	20,5 0%	21,7 0%	20,2 0%	19,3 0%	15,7 0%	13,2 0%	16,0 0%	10,8 0%	11,4 0%
Turbocombustible <i>Jet fuel</i>	4,8 0%	5,7 0%	6,3 0%	6,3 0%	5,1 0%	5,1 0%	7,2 0%	8,7 0%	6,6 0%	8,1 0%	8,1 0%	8,7 0%	7,2 0%
Gasoil <i>Gas oil</i>	2.731,7 45%	2.885,2 52%	4.132,4 55%	4.003,1 55%	2.907,9 49%	3.638,8 50%	3.910,3 48%	3.233,0 46%	2.598,9 42%	2.893,6 46%	2.599,8 42%	2.532,8 44%	2.599,2 41%
Fueloil <i>Fuel oil</i>	1.790,1 29%	1.100,5 20%	1.653,3 22%	1.368,2 19%	1.028,9 17%	1.443,0 20%	1.992,0 24%	1.365,3 19%	1.075,6 17%	844,5 13%	901,5 14%	595,6 10%	732,7 12%
Coque de petróleo <i>Petcoke</i>	215,9 4%	225,3 4%	272,3 4%	237,6 3%	225,7 4%	223,3 3%	244,9 3%	253,1 4%	284,9 5%	313,9 5%	351,1 6%	301,3 5%	430,3 7%
Gas fuel <i>Fuel gas</i>	137,9 2%	80,5 1%	89,5 1%	148,6 2%	140,1 2%	105,9 1%	137,9 2%	158,0 2%	145,9 2%	152,4 2%	172,7 3%	50,2 1%	162,3 3%
Carbón mineral y coque de carbón <i>Coal and coke of coal</i>	9,4 0%	11,6 0%	6,7 0%	0,9 0%	1,3 0%	1,3 0%	0,9 0%	0,9 0%	0,4 0%	0,4 0%	0,9 0%	0,0 0%	0,0 0%
TOTAL	6.080,8 100%	5.599,4 100%	7.507,8 100%	7.254,4 100%	5.964,0 100%	7.228,9 100%	8.181,2 100%	7.022,4 100%	6.171,8 100%	6.305,9 100%	6.241,2 100%	5.781,5 100%	6.223,8 100%

Notas/Notes:

- 1) Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.
- 2) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012 inclusive.
- 1) CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
- 2) Gas oil includes diesel oil until and including 2012.

GRÁFICO 26. Emisiones CO₂ por fuente / CO₂ 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.

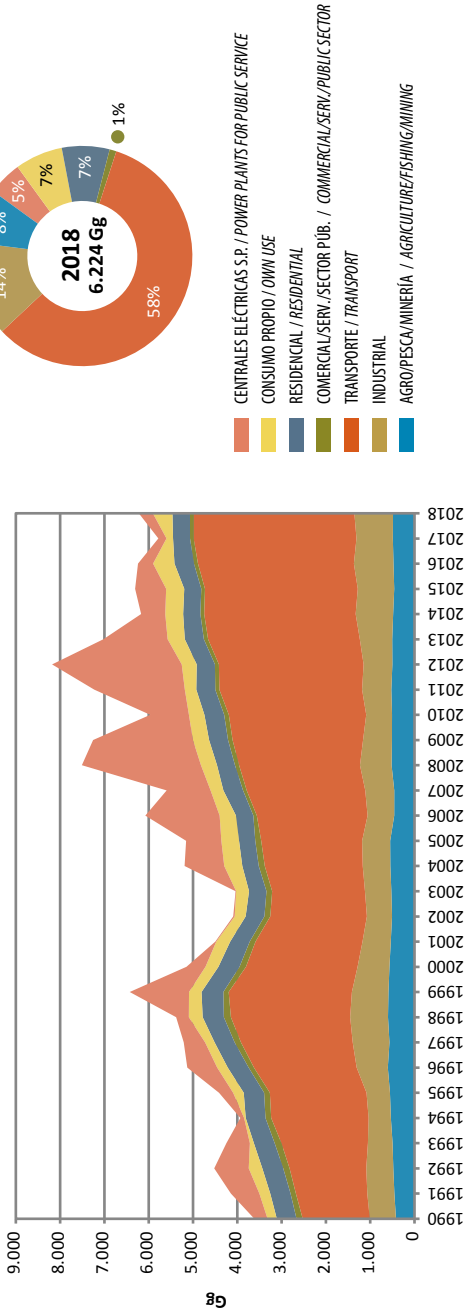
5. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO / CO₂ EMISSIONS

TABLA 25. Emisiones de CO₂ por sector / CO₂ emissions by sector

Gg	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Centrales eléctricas servicio público <i>Power plants for public service</i>	298,8 8%	318,2 7%	429,4 8%	795,3 15%	872,6 15%	2.044,7 28%	2.926,5 36%	1.449,1 21%	544,8 9%	700,3 11%	340,8 5%	183,3 3%	316,7 5%
Consumo propio <i>Own use</i>	208,8 6%	239,4 5%	292,0 6%	398,9 8%	349,1 6%	2.58,8 4%	338,0 4%	387,7 6%	403,9 7%	408,3 6%	482,2 8%	147,9 3%	443,1 7%
Subtotal industrias de la energía <i>Energy industries subtotal</i>	507,6 14%	557,6 13%	721,5 14%	1.194,2 23%	1.221,7 20%	2.303,5 32%	3.264,4 40%	1.836,8 26%	948,7 15%	1.108,6 18%	823,0 13%	331,2 6%	759,8 12%
Residencial <i>Residential</i>	444,6 12%	459,9 10%	476,1 9%	366,8 7%	445,9 7%	428,3 6%	411,7 5%	429,9 6%	388,6 6%	384,9 6%	439,8 7%	383,5 7%	396,2 7%
Comercial/servicios/sector público <i>Commercial/services/public sector</i>	139,7 4%	129,9 3%	145,4 3%	133,9 3%	105,3 2%	92,6 1%	89,9 1%	96,3 1%	86,6 1%	83,0 1%	91,3 1%	81,7 1%	83,7 1%
Transporte <i>Transport</i>	1.513,9 42%	2.182,1 49%	2.519,4 49%	2.277,5 44%	3.101,4 52%	3.221,6 45%	3.265,7 40%	3.424,8 49%	3.419,0 55%	3.449,0 55%	3.518,8 56%	3.675,2 64%	3.626,8 58%
Industrial	590,9 16%	528,7 12%	719,5 14%	633,5 12%	582,7 10%	660,4 9%	649,6 8%	731,8 10%	846,3 14%	822,9 13%	894,3 14%	821,5 14%	873,2 14%
Agro/pesca/minería <i>Agriculture/fishing/mining</i>	418,5 12%	553,8 12%	565,3 11%	549,2 11%	506,9 9%	522,7 7%	499,3 6%	502,3 7%	481,6 8%	457,6 7%	474,0 8%	488,4 8%	484,2 8%
No identificado <i>Non-specified</i>	14,5 0%	22,1 0%	7,5 0%	5,2 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,6 0%	0,6 0%	0,9 0%	0,9 0%	0,9 0%	0,9 0%	0,9 0%
Subtotal sectores de consumo <i>Sectors of consumption subtotal</i>	3.122,1 86%	3.876,5 87%	4.433,2 86%	3.966,1 77%	4.742,3 80%	4.925,5 68%	4.916,8 80%	5.185,6 74%	5.223,0 85%	5.197,3 82%	5.418,2 87%	5.450,3 94%	5.464,1 88%
TOTAL	3.629,7 100%	4.434,1 100%	5.154,7 100%	5.160,3 100%	5.964,0 100%	7.228,9 100%	8.181,2 100%	7.022,4 100%	6.171,7 100%	6.305,9 100%	6.241,2 100%	5.781,5 100%	6.223,8 100%

Nota/Note:
 Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.
 CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

GRÁFICO 27. Emisiones CO₂ por sector / CO₂ emissions by sector



5. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO / CO₂ EMISSIONS

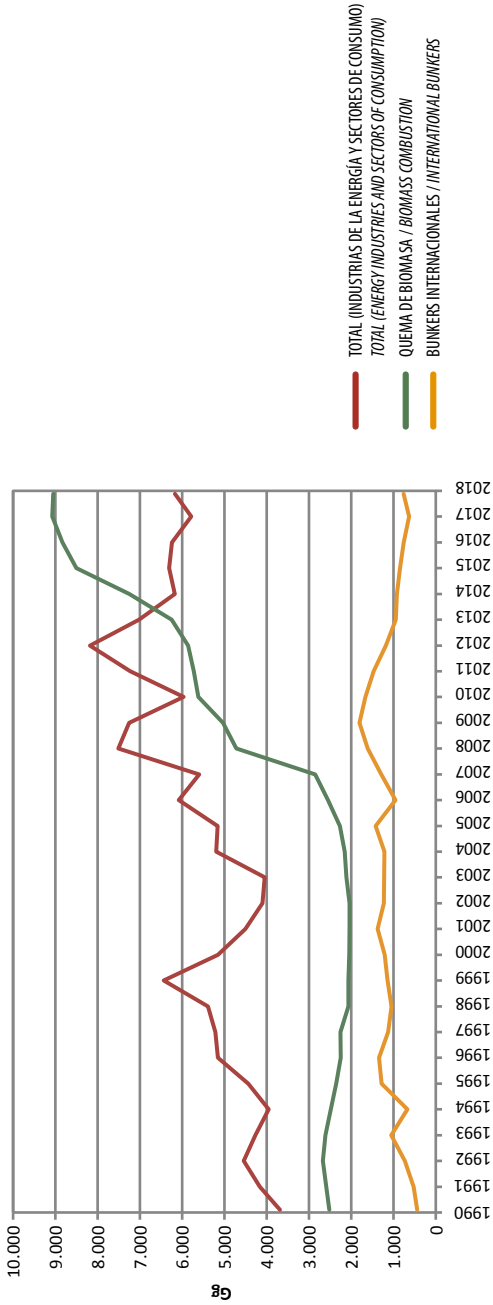
TABLA 26. Partidas informativas de emisiones de CO₂ / Memo items of CO₂ emissions

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

Notas/Notes:

- 1) Las emisiones de CO₂ son estimadas según las directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.
 - 2) Las emisiones de CO₂ 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 CO₂ del sector energía.
- 1) CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
 - 2) CO₂ 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 CO₂ emissions of the energy sector.

GRÁFICO 28. Partidas informativas de emisiones de CO₂ / *Memo items of CO₂ emissions*



6. INDICADORES / INDICATORS

TABLA 27. Consumo final total y PIB / Total final consumption and GDP

	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consumo final total (ktep) Total final consumption (ktep)	2.529	2.620	2.677	2.527	2.408	3.585	3.694	3.721	3.944	4.163	4.461	4.667	4.721	4.783
PIB (M\$ 2005) GDP (M\$ 2005) *	419.003	437.937	429.445	421.157	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	699.257	710.585
Consumo final total/PIB (tep/M\$ 2005) Total final consumption/GDP (toe/M\$ 2005)	6,0	6,0	6,2	6,0	5,7	6,3	6,2	6,0	6,1	6,2	6,7	6,8	6,8	6,7

Fuente/Source:

(*) Banco Central del Uruguay (BCU). Producto Interno Bruto. Serie anual a precios constantes referencia 2005.

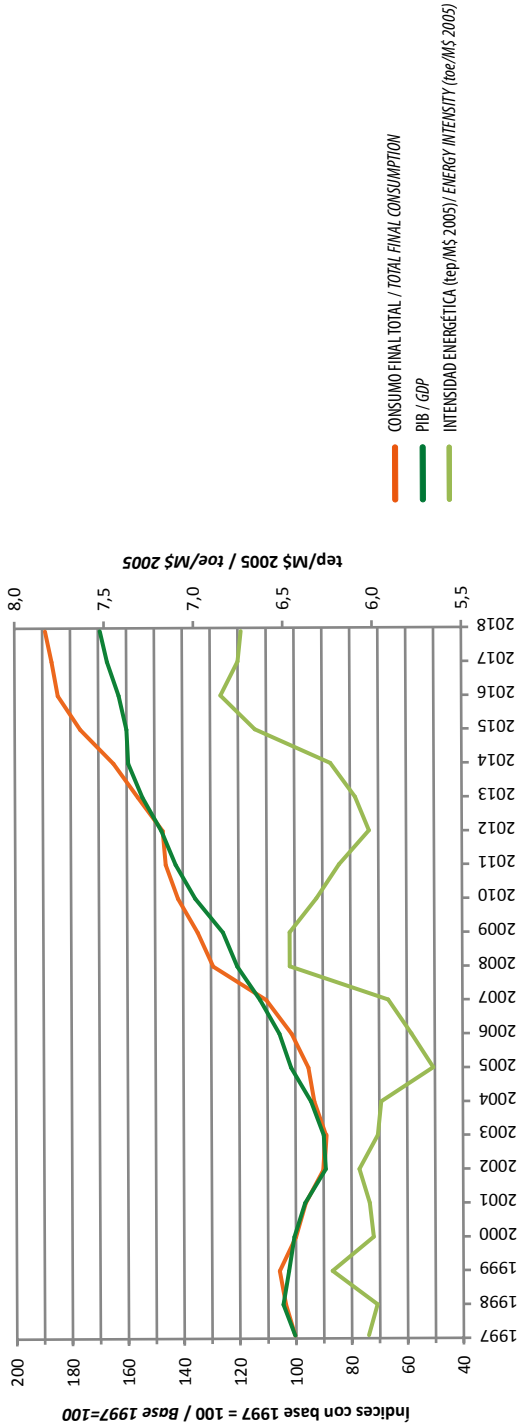
(*) Central Bank of Uruguay (CBU). Gross Domestic Product. Annual series at constant prices reference 2005.

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.

GRÁFICO 29. Consumo final total y PIB / Total final consumption 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.

6. INDICADORES / INDICATORS

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

	1965	1975	1985	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Población (miles de habitantes) * <i>Population (thousands of inhabitants)</i>	2.693	2.829	3.009	3.218	3.352	3.397	3.413	3.426	3.440	3.454	3.467	3.480	3.493	3.506
Consumo final total (ktep) <i>Total final consumption (ktep)</i>	1.715	1.875	1.778	2.263	2.408	3.585	3.694	3.721	3.944	4.163	4.461	4.667	4.721	4.783
Consumo per cápita (tep/1.000 hab) <i>Consumption per capita (tep/1,000 inh)</i>	637	663	591	703	718	1.055	1.082	1.086	1.146	1.205	1.287	1.341	1.351	1.364
Consumo final electricidad (ktep) <i>Final electricity consumption (ktep)</i>	118,5	173,7	271,1	429,8	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	955,7	934,3	987,5
Consumo electricidad per cápita (tep/1.000 hab) <i>Electricity consumption per capita (tep/1,000 inh)</i>	44	61	90	134	166	227	235	240	246	252	261	275	267	282
Consumo electricidad per cápita (kWh/hab) <i>Electricity consumption per capita (kWh/inh)</i>	512	714	1.048	1.553	1.931	2.645	2.727	2.796	2.864	2.933	3.039	3.193	3.110	3.275

Fuente/Source:

(*) Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2013).

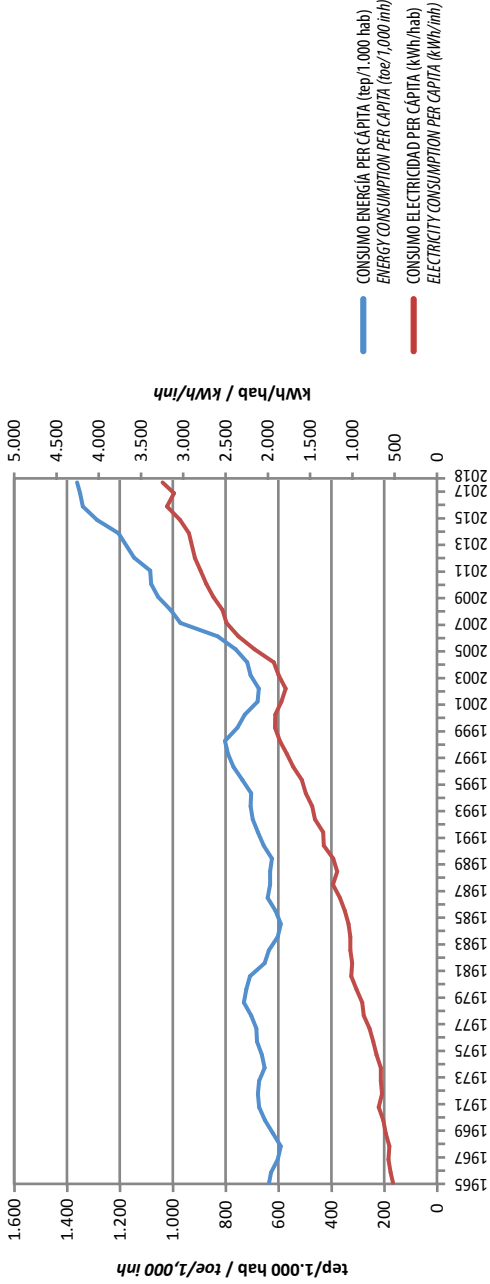
(**) National Statistics Institute (INE). Total projected population (revision 2013).

Note/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 official record in order not to create gaps.

GRÁFICO 30. Consumo de energía y de electricidad per cápita / Energy and electricity consumption per capita



6. INDICADORES / INDICATORS

TABLA 29. Intensidad energética por sector / Energy intensity by sector

	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
E	737,3	723,1	732,5	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
VA (*)	116.714	119.945	117.180	112.269	119.057	143.386	150.267	152.550	154.319	158.327	159.176	159.721	156.513	155.426
I	6,32	6,03	6,25	6,24	6,11	10,03	9,90	9,57	10,18	11,46	13,00	13,63	14,15	14,45
E	835,5	891,1	919,8	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
VA (*)	23.811	24.507	25.150	24.866	21.576	29.509	30.318	32.337	32.085	32.019	28.853	26.533	28.132	27.217
I	35,09	36,36	36,57	33,47	34,68	34,98	35,81	34,30	36,61	36,92	42,16	47,00	46,00	46,81
E	190,8	201,8	187,2	200,0	207,4	291,6	293,4	305,4	310,8	305,4	299,2	312,7	304,2	319,3
VA (*)	232.969	246.521	242.586	241.637	232.787	316.082	333.314	348.525	373.860	389.679	396.366	407.551	421.566	430.757
I	0,82	0,82	0,77	0,83	0,89	0,92	0,88	0,88	0,83	0,78	0,75	0,77	0,72	0,74

Fuente/Source:

(*) Banco Central del Uruguay (BCU). Producto Interno Bruto por Industrias. Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme.

(*) Central Bank of Uruguay (CBU). Gross Domestic Product by Industries. Annual series and constant prices reference 2005 by merge.

Notas/Notes:

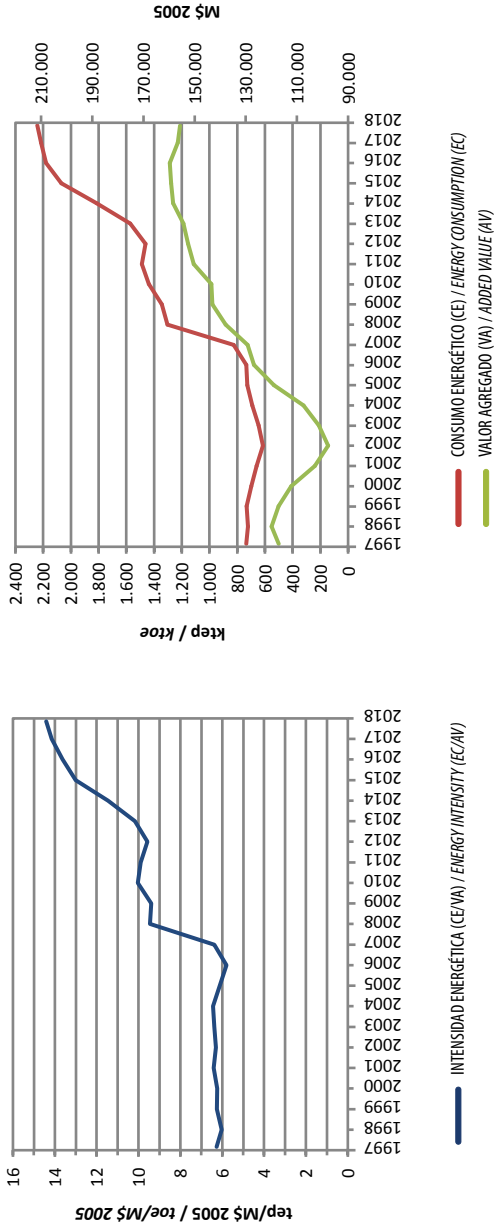
1) E: Energía (ktep); VA: Valor agregado (M\$ 2005); I=E/VA.

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

1) E: Energy (ktee); VA: Added value-AV (M\$ 2005); I=E/VA.

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

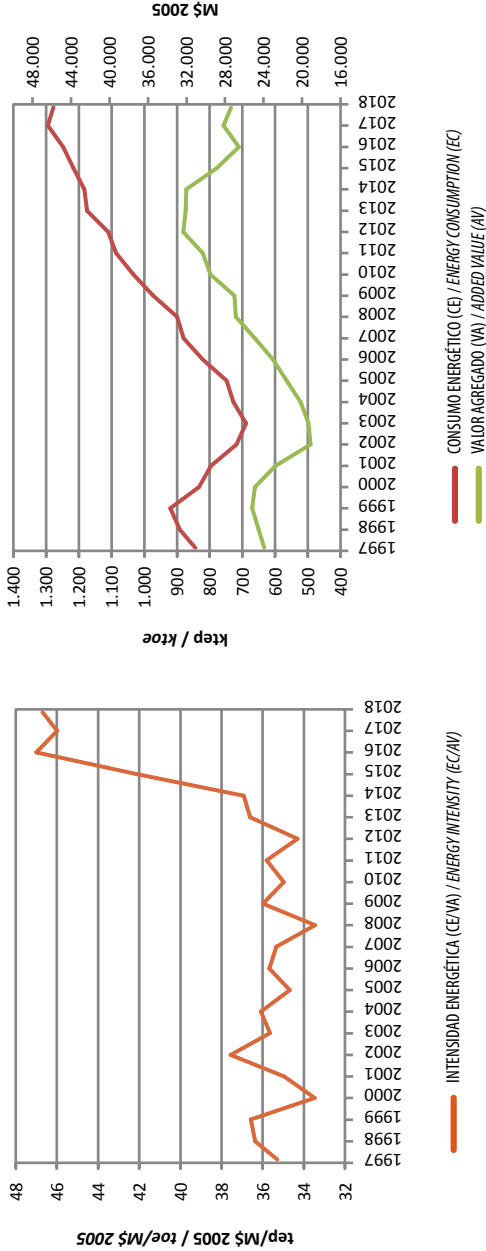
GRÁFICO 31. Intensidad energética del sector industria/agro/pesca/minería / Energy intensity of the industrial/agriculture/fishing/mining sector



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.

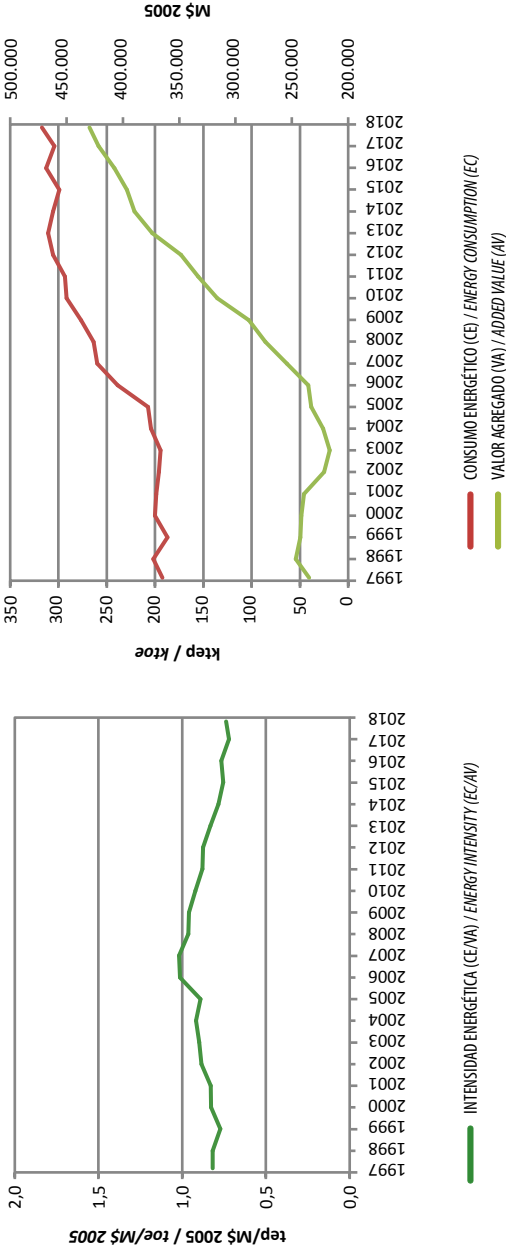
6. INDICADORES / INDICATORS

GRÁFICO 32. 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.

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

6. INDICADORES / INDICATORS

TABLA 30. Emisiones de CO₂ por PIB y per cápita / CO₂ emissions by GDP and per capita

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Emisiones CO₂ totales (Gg) <i>Total CO₂ emissions (Gg)</i>	3.630	4.434	5.165	5.160	5.964	7.229	8.181	7.022	6.172	6.306	6.241	5.782	6.244
PIB (M\$ 2005)⁽¹⁾ <i>GDP (M\$ 2005)</i>			421.157	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	699.257	710.585
Emisiones CO₂ / PIB (t/M\$ 2005) <i>CO₂ emissions/GDP (t/M\$ 2005)</i>			12,2	12,1	10,5	12,1	13,2	10,9	9,2	9,4	9,2	8,3	8,8
Población (miles de habitantes)⁽²⁾ <i>Population (thousands of inhabitants)</i>	3.106	3.218	3.349,2	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	
Emisiones CO₂ per cápita (t/hab) <i>CO₂ 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

Fuentes/Sources:

1) Banco Central del Uruguay (BCU). Producto Interno Bruto. Serie anual a precios constantes referencia 2005.

2) Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2013).

1) Central Bank of Uruguay (CBU). Gross Domestic Product. Annual series at constant prices reference 2005.

2) National Statistics Institute (INE). Total projected population (revision 2013).

Notas/Notes:

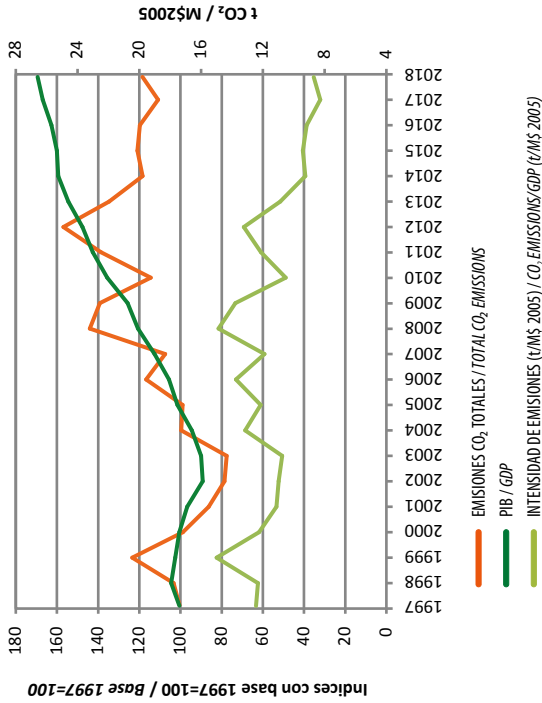
1) "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

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.

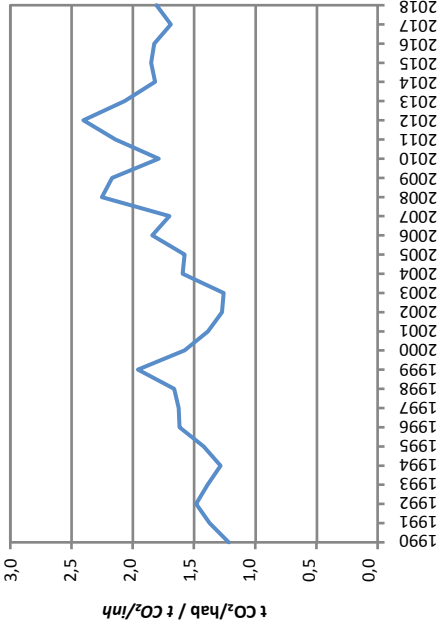
2) The total population recorded according to the 2011 census was 3.286.314 inhabitants. This value is not used in the official record in order not to create gaps.

GRÁFICO 34. Emisiones de CO₂ totales y PIB / Total CO₂ emissions and GDP



Nota/Note:
 "MS 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.
 "MS 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

GRÁFICO 35. Emisiones CO₂ per cápita / CO₂ emissions per capita



6. INDICADORES / INDICATORS

TABLA 31. Factor de emisión de CO₂ del sistema interconectado nacional (SIN) / CO₂ grid emission factor

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Emissiones de CO ₂ por centrales eléctricas servicio público (Gg CO ₂) CO ₂ emissions from power plants for public service (Gg CO ₂)	298,8	318,1	429,4	795,0	872,6	2.044,7	2.926,5	1.449,1	544,8	700,3	340,8	183,3	316,7
Electricidad generada y entregada al S.I.N. (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
Factor de Emisión del SIN (t CO₂ / GWh) Grid emission factor (t CO₂ / GWh)	41	51	57	104	88	214	301	135	46	58	28	14	25

Nota/Note:

Las emisiones de CO₂ son estimadas según las directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.
 CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

GRÁFICO 36. Factor de emisión de CO₂ del SIN / CO₂ emission factor of the SIN

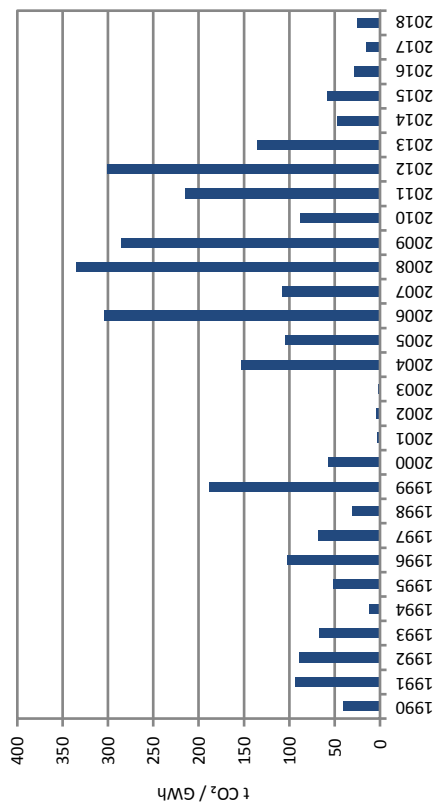


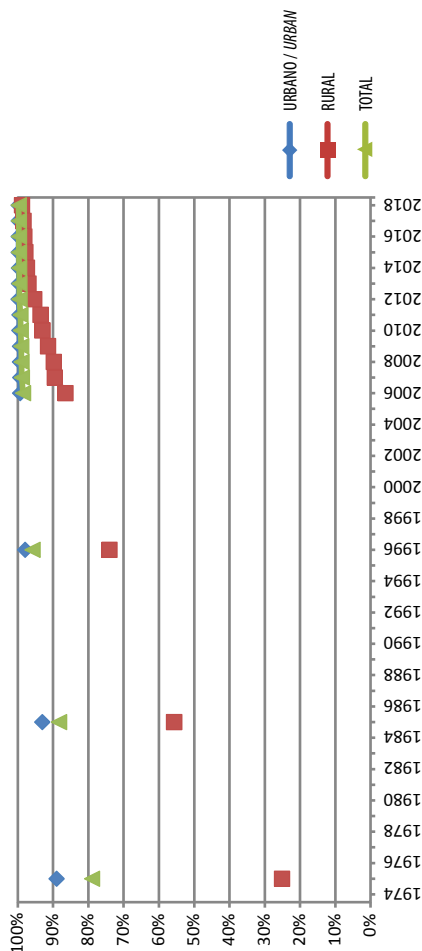
TABLA 32. Tasa de electrificación / Electrification rate

U=Urbano / Urban; R=Rural; T=TOTAL		1975	1985	1996	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Viviendas ocupadas (miles) Occupied households (thousands)	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
	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
	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
Viviendas ocupadas con electricidad (miles) Occupied households with electricity (thousands)	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
	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
	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
Tasa de electrificación (%) Electrification rate (%)	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%
	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%
	T	79,0%	88,3%	95,9%	98,6%	99,3%	99,3%	99,6%	99,6%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,8%

Notas/Notes:

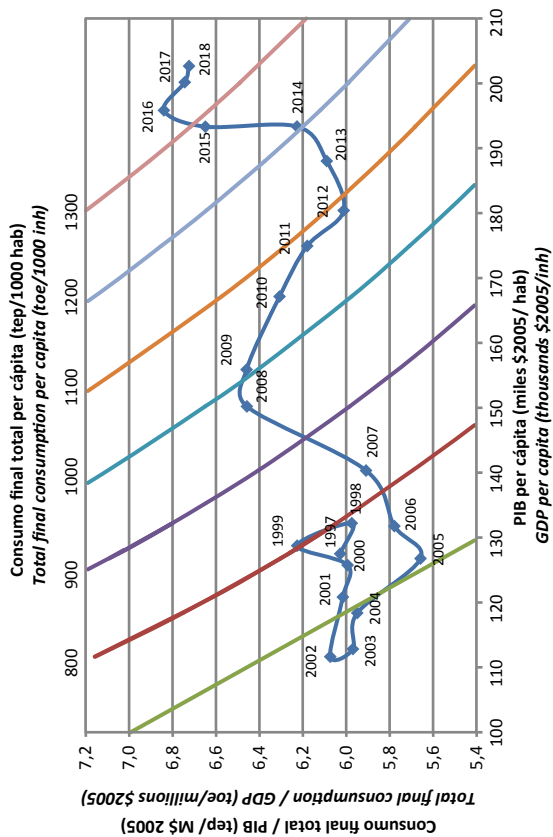
- 1) La información de los años 1975, 1985, 1996 y 2011 corresponde a Censos Nacionales de población y vivienda. Para el resto de los años, la información proviene de la Encuesta Continua de Hogares. (Fuente: INE y estimaciones propias de DNE).
 - 2) Los datos del año 1975 corresponden a electrificación de UTE solamente.
 - 3) De 1975 a 1996 se trata de viviendas ocupadas con monador presente.
 - 4) De 2006 en adelante se incluyen grupos electrogénos 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 changers (solar, wind) are included.

GRÁFICO 37. Tasa de electrificación / Electrification rate



6. INDICADORES / INDICATORS

GRÁFICO 38. Sendero energético / Energy path



Nota/Note:
 "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.
 "M\$ 2005" corresponds to Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

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

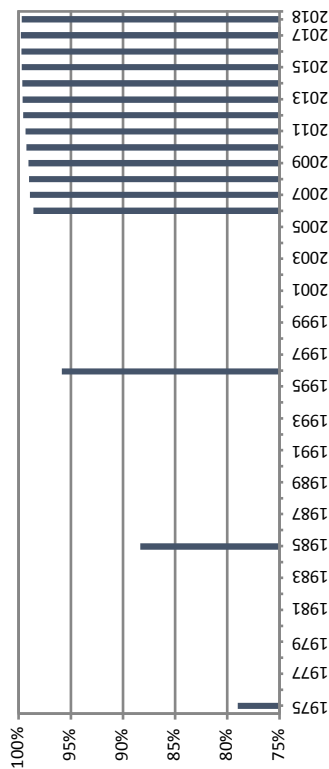
TABLA 33. Proporción de la población con acceso a la electricidad / *Proportion of population with access to electricity* ⁽¹⁾

	1975	1985	1996	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Población total (miles de habitantes) <i>Total population (thousands of inhabitants)</i> ⁽²⁾	2.829	3.009	3.258	3.358	3.397	3.413	3.426	3.440	3.454	3.467	3.479	3.493	3.507
Población con acceso a electricidad (miles de habitantes) <i>Population with access to electricity (thousands of inhabitants)</i> ⁽²⁾	2.234	2.658	3.124	3.310	3.371	3.390	3.411	3.427	3.442	3.456	3.469	3.485	3.496
Indicador / Indicator 7.1.1 (%)	79,0%	88,3%	95,9%	98,6%	99,3%	99,3%	99,6%	99,6%	99,7%	99,7%	99,7%	99,8%	99,7%

Notas/Notes:

- 1) Indicador 7.1.1 del ODS 7.
 - 2) Estimación realizada por MIEEM 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-MIEEM based on data from the INE Continuous Household Survey (ECH).

GRÁFICO 39. Proporción de la población con acceso a la electricidad / *Proportion of population with access to electricity*



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

TABLEA 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 ⁽¹⁾

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Población total (miles de habitantes) <i>Total population (thousands of inhabitants)</i> ⁽²⁾	3.358	3.359	3.363	3.378	3.397	3.413	3.426	3.440	3.454	3.467	3.479	3.493	3.507
Población con acceso a combustibles y tecnologías limpias (habitantes) <i>Population with primary reliance on clean fuels and technology (inhabitants)</i> ⁽²⁾	29.621	25.629	23.727	22.177	22.922	19.548	12.082	11.983	11.049	9.525	9.218	8.855	4.129
Indicador / Indicator 7.1.2 (%)	99,1%	99,2%	99,3%	99,3%	99,3%	99,4%	99,6%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,9%

Notas/Notes:

- 1) Indicador 7.1.2 del ODS 7.
 - 2) Estimación realizada por 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 DINE-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.

GRÁFICO 40. 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*

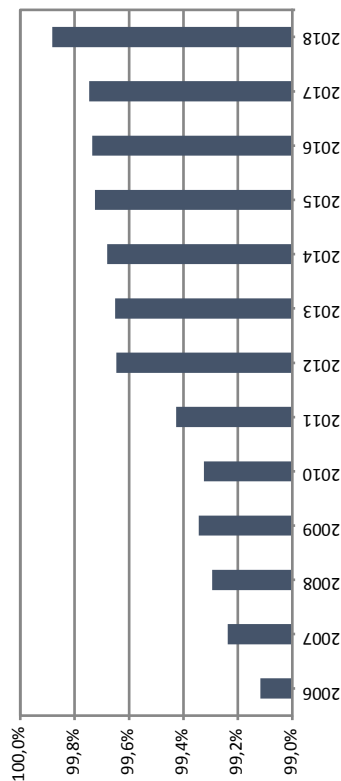
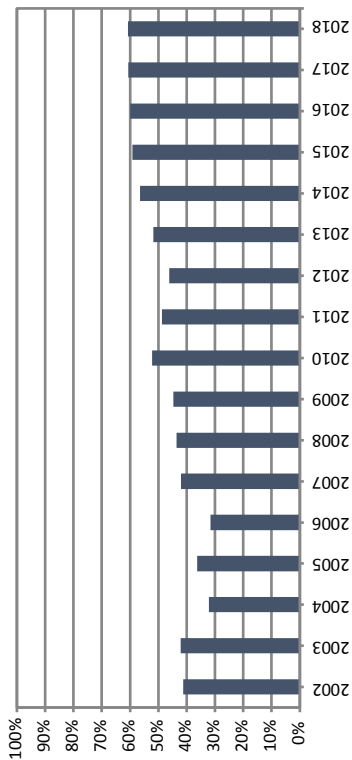


TABLA 35. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía / Renewable energy share in the total final energy consumption ⁽¹⁾

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Consumo final energético (ktep) Final energy consumption (ktep)	2.228	2.201	2.288	2.353	2.505	2.713	3.183	3.331	3.518	3.640	3.659	3.859	4.098	4.399	4.599	4.620	4.661
Consumo final energético de fuentes renovables (ktep) ⁽²⁾ Final energy consumption of renewables sources (ktep)	918	928	736	854	791	1.141	1.386	1.490	1.838	1.774	1.691	1.997	2.317	2.601	2.757	2.803	2.829
Indicador / Indicator 7.2.1 (%)	41,2%	42,1%	32,2%	36,3%	31,6%	42,0%	43,5%	44,7%	52,2%	48,7%	46,2%	51,7%	56,5%	59,1%	59,9%	60,7%	60,7%

GRÁFICO 41. 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.

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

TABLA 36. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB / Energy intensity measured in terms of primary energy and GDP (1)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energía primaria (ktep) Primary energy (kteo)	3.162	2.859	2.529	2.826	3.052	3.016	3.354	3.238	3.975	4.127	4.152	4.294	4.902	4.467	4.786	5.230	5.246	5.146	5.396
PIB (M\$ 2005) GDP (M\$ 2005) (*)	421.157	404.967	373.655	376.664	395.513	425.018	442.438	471.380	505.207	526.646	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	699.257	710.585
Indicador 7.3.1 (tep/M\$ 2005) Indicator 7.3.1 (toe/M\$ 2005)	7,51	7,06	6,77	7,50	7,72	7,10	7,58	6,87	7,87	7,84	7,31	7,19	7,93	6,91	7,17	7,80	7,70	7,36	7,59

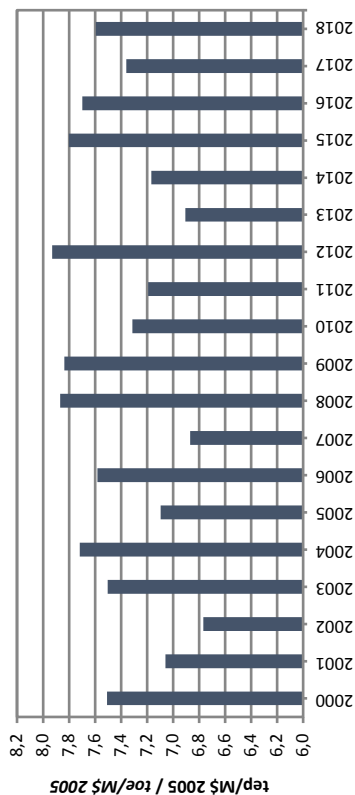
Fuente/Source:

(*) BCU. Producto Interno Bruto, Serie anual a precios constantes referencia 2005. "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

(*) Central Bank of Uruguay (CBU). Gross Domestic Product. Annual series at constant prices reference 2005. "M\$ 2005" corresponds to millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

Nota/Note:
 Indicador 7.3.1 del ODS 7.
 Indicator 7.3.1 of SDG 7.

GRÁFICO 42. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB / Energy intensity measured in terms of primary energy and GDP



BALANCE ENERGÉTICO 2018

*ENERGY
BALANCE 2018*

**ANEXO II.
MATRICES**

*ANNEX II.
MATRICES*



ANEXO II. MATRICES

Observaciones generales

Años 1965 a 2018

1) Se presentan las matrices para los años 1965, 1975, 1985, 1995 y 2000 y desde el año 2005 de manera consecutiva. La serie completa se encuentra disponible en el sitio web: www.miem.gub.uy/energia.

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

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

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

- **Carbón mineral:** Incluye antracita, turba, alquitranes de hulla y brea.
- **Gas natural:** Los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).
- **Hidroenergía:** Se considera equivalente teórico.
- **Solar:** Incluye energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.
- **Residuos de biomasa:** Incluye cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera.
- **Biomasa para producción de biocombustibles:** Incluye caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo, etc.
- **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 el BEN 2012 se denominaba "otros energéticos".
- **No energético:** Incluye solventes, lubricantes, aceites 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 a 1975

- **Gasolina automotora:** Incluye gasolinas automotoras y de aviación.
- **Queroseno:** Incluye queroseno y turbocombustible.
- **Gasoil:** Incluye gasoil y diésel oil.
- **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 de 2011 hasta enero de 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.

Año 2013

8) **Productos no energéticos:** Con la puesta en marcha de la planta desulfuradora, se incluye el azufre líquido como nuevo producto dentro de la denominación “no energético”.

9) **Electricidad:** No hubo importación durante 2013.

10) **Bunker 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.miem.gub.uy/energia.

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 agroagrícolas. 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 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.

Año 2018

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.

22) **Coque de carbón:** No hubo ni importación ni consumo, por lo cual, la columna de dicho energético permanece oculta en 2018.

ANNEX II. MATRICES

General comments

1965 to 2018

1) The matrices for 1965, 1975, 1985, 1995, and 2000 and since 2005 are consecutively presented. The complete 54-year series is available on www.miem.gub.uy/energia.

2) Energy flows are expressed in ktoe (kilotonnes of oil equivalent).

$$1 \text{ ktoe} = 1,000 \text{ toe}$$

$$1 \text{ toe} = 10,000,000 \text{ kcal}$$

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:** 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, oils and liquid sulfur.
- **Coke of coal:** It corresponds to coke of soft coal.
- **Electricity:** Electricity consumption associated with transport from 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.

Special comments

1965 and 1975

- **Motor gasoline:** It includes motor gasolines and aviation gasoline.
- **Kerosene:** It includes kerosene and jet fuel.
- **Gas oil:** It includes gas oil and diesel oil.
- The commercial/services/public sector's consumption of kerosene, gas oil, fuel oil and manufactured gas is 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) Although there was propane production, it was not commercialized as such but as LP gas.

7) From September 2011 to January 2012, the refinery was in maintenance shutdown.

2013

8) Liquid sulfur was included as a new product with the start-up of the desulfurization plant under “non-energy products”.

9) No electricity was imported during 2013.

10) 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) 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) No electricity was imported during 2014.

2015

14) Information by energy source type for power plants for public service and for autoproduction plants began to be reported separately. The series from 2010 is completed and available on www.miem.gub.uy/energia.

15) No electricity was imported during 2015. An energy exchange with Argentina was recorded, which corresponds to “return of energy”.

2016

16) 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) The refinery was shut down for most of the year because of scheduled maintenance of its units (between February and September).

19) The consumption of fuel oil in autoproduction power plants and associated electricity generated are reported jointly with the power plants for public service because of statistical confidentiality.

20) No electricity was imported. There was an exchange of electricity with Brazil without associated costs.

2018

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.

22) Coke of coal: There was neither import nor consumption, therefore, the column of said energy source remains hidden in 2018.

1965 (ktep)	energía primaria					energía secundaria											pérdidas transformación	total									
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	superpés	gasolina automot.	queroseno	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manufacturado	coque de carbón			carbón vegetal	electricidad	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																	141,8		-171,0	-231,2	
centrales eléctricas autoproducción					-0,4	-0,4																	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				1.507,5		-100,3			
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				1.507,5		-100,3			
importación								16,5	6,1	8,8	111,1		13,6												158,4		
exportación								-1,6	-4,1	-24,3	-71,5														-101,6		
pérdidas								-0,8	-0,5	-0,8	-1,9		0,0		-1,1										-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				1.507,5		-100,3			
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		-100,3	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		-100,3	1.759,6		
consumo propio											29,9			6,2	0,0	1,4		7,1							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										255,3	551,8	
comercial/servicios/sector público				24,2		24,2																			13,4	37,6	
transporte								260,5	3,4	175,3	77,5														2,1	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	
agro/pesca/minería								34,0		22,0	46,2															102,2	
no identificado								3,8		3,5															7,3	7,3	

1975 (ktep)	energía primaria					energía secundaria													pérdidas transformación	total								
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergás	gasolina automot.	queroseno	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manufacturado	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad			total							
producción			113,7	391,4	44,4	549,5																						
importación	1.870,8	25,9				1.896,7																						
exportación																												
pérdidas	-41,7					-41,7																						
variación inventario	-10,1	-3,5				-13,6																						
no utilizada					-12,4	-12,4																						
ajustes	49,2	0,3				49,5																						
OFERTA	1.868,2	22,7	113,7	391,4	32,0	2.428,0																						
refinerías	-1.868,2					-1.868,2	29,5	294,7	201,0	429,1	756,5	8,5	38,6	20,0										1.777,9	-90,3			
centrales eléctricas servicio público			-113,7			-113,7																	204,1	-134,6	-248,3			
centrales eléctricas autoproducción					-4,8	-4,8																	9,1	-32,5	-37,3			
carboneras				-2,0		-2,0																		1,0	1,0	-1,0		
plantas de gas		-21,5				-21,5									9,2	5,7								13,0	-8,5			
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.868,2	-21,5	-113,7	-2,0	-4,8	-2.010,2	29,5	294,7	201,0	389,6	413,8	8,5	38,6	20,0	9,2	5,7	1,0	213,2					1.624,8	-385,4				
producción							29,5	294,7	201,0	429,1	756,5	8,5	38,6	20,0	9,2	5,7	1,0	213,2					2.007,0					
importación							11,3	6,2															2,0	107,3				
exportación								-88,0	-13,9	-17,6	-42,1														-161,7			
pérdidas								-1,5	-1,2	-1,2	-0,2				-1,3										-38,3			
variación inventario							-0,1	12,6	-8,5	-9,8	20,3				0,3										13,4			
no utilizada							-0,1				-8,5			-3,0											-11,6			
ajustes							0,8	5,5	-5,8	-12,0	-10,7		0,6	0,1											-21,5			
OFERTA							41,4	229,5	171,6	388,5	789,8	0,0	56,5	17,1	7,9	8,8	1,0	182,5					1.894,6					
OFERTA BRUTA	1.909,9	22,7	113,7	391,4	44,4	2.482,1	41,5	231,0	172,8	389,7	790,0	8,5	56,8	20,1	9,2	8,8	1,0	215,1					1.944,5		2.419,6			
CONSUMO NETO TOTAL		1,2		389,4	27,2	417,8	41,4	229,5	171,6	349,0	447,1		56,5	17,1	7,9	8,8	1,0	182,5					1.512,4		1.930,2			
consumo propio											29,4			17,1	0,0								8,8		55,3			
CONSUMO FINAL TOTAL		1,2		389,4	27,2	417,8	41,4	229,5	171,6	349,0	417,7		56,5	17,1	7,9	8,8	1,0	173,7					1.457,1		1.874,9			
consumo final no energético													56,5				1,0							57,5		57,5		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,2		389,4	27,2	417,8	41,4	229,5	171,6	349,0	417,7				7,9	8,8		173,7					1.399,6		1.817,4			
residencial				311,1		311,1	40,2		155,1	11,3	6,4				7,1								74,8	294,9		606,0		
comercial/servicios/sector público				25,4		25,4																	28,6	28,6		54,0		
transporte								206,4	6,4	272,2	56,0												1,5	542,5		542,5		
industrial		1,2		52,9	27,2	81,3	1,2	4,5	6,0	6,3	355,3				0,8	8,8							68,8	451,7		533,0		
agro/pesca/minería								11,5	4,1	59,2														74,8		74,8		
no identificado								7,1															7,1	7,1		7,1		

1985 (ktep)	energía primaria					energía secundaria																pérdidas transformación	total		
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergás	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			electricidad	total
producción			546,3	503,4	75,3	1.125,0																			
importación	1.117,8	0,3				1.118,1																			
exportación																									
pérdidas																									
variación inventario	7,6	0,0				7,6																			
no utilizada			-166,5		-19,1	-185,6																			
ajustes																									
OFERTA	1.125,4	0,3	379,8	503,4	56,2	2.065,1																			
refinerías	-1.125,4					-1.125,4	52,4	187,6		11,1	1,1	50,2	22,0	34,0	366,6	279,1	7,6	29,3	15,8				1.056,8	-68,6	
centrales eléctricas servicio público			-379,8			-379,8								-0,1	-4,0	-27,5						342,5	310,9	-68,9	
centrales eléctricas autoproducción					-5,0	-15,0								-0,6	-0,4	-15,1						6,8	-9,3	-24,3	
carboneras					-4,1	-4,1															2,3		2,3	-1,8	
plantas de gas																									
coquerías																									
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.125,4		-379,8		-9,1	-1.524,3	52,4	187,6		-2,6	1,1	50,2	22,0	33,3	362,2	236,5	6,8	29,3	15,8	9,4	0,5	2,3	349,3	1.356,1	-168,2
producción							52,4	187,6		11,1	1,1	50,2	22,0	34,0	366,6	279,1	7,6	29,3	15,8	9,4	0,5	2,3	349,3	1.418,3	
importación																									
exportación																									
pérdidas																									
variación inventario																									
no utilizada																									
ajustes																									
OFERTA							49,8	190,7		13,7	3,5	57,1	7,5	10,3	385,5	282,7	0,8	42,9	12,6	9,2	0,9	2,3	277,1	1.346,6	
OFERTA BRUTA	1.125,4	0,3	546,3	503,4	75,3	2.250,7	54,5	192,0		13,7	3,7	57,5	7,7	10,5	387,0	283,5	8,4	43,1	15,8	9,4	0,9	2,3	337,5	1.427,5	2.259,9
CONSUMO NETO TOTAL		0,3		494,3	46,2	540,8	49,8	190,7				3,5	57,1	7,5	9,6	381,1	240,1	42,9	12,6	9,2	0,9	2,3	277,1	1.284,4	1.825,2
consumo propio																28,2			12,6	0,0			6,0	46,8	46,8
CONSUMO FINAL TOTAL		0,3		494,3	46,2	540,8	49,8	190,7				3,5	57,1	7,5	9,6	381,1	211,9	42,9	9,2	0,9	2,3	271,1	1.237,6	1.778,4	
consumo final no energético																						0,8		43,7	43,7
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,3		494,3	46,2	540,8	49,8	190,7				3,5	57,1	7,5	9,6	381,1	211,9		9,2	0,9	1,5	271,1	1.193,9	1.734,7	
residencial				354,3		354,3	47,9							2,5	4,3	10,7				5,0	0,3	121,4	248,3	602,6	
comercial/servicios/sector público				3,8		3,8									14,9	11,8				3,2		50,2	80,7	84,5	
transporte							182,0					3,5	7,5	5,0	210,1	33,9						1,5	443,5	443,5	
industrial		0,3		136,2	46,2	182,7	1,9	1,0						2,1	7,5	155,5				1,0	0,9	1,2	98,0	269,4	452,1
agro/pesca/minería																143,0							149,3	149,3	
no identificado																1,3							2,7	2,7	

1990 (ktep)	energía primaria					energía secundaria														total	pérdidas transformación	total			
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergrás	gasolina automot.	nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	turbo combustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manufacturado				coque de carbón	carbón vegetal	electricidad
producción			751,2	482,5	75,8	1.309,5																			
importación	1.177,9	0,4				1.178,3																			
exportación																									
pérdidas																									
variación inventario	82,1	0,0				82,1																			
no utilizada			-240,1		-12,3	-252,4																			
ajustes																									
OFERTA	1.260,0	0,4	511,1	482,5	63,5	2.317,5																			
refinerías	-1.260,0					-1.260,0	72,2	227,0		16,1	1,3	51,7	23,6	21,7	380,3	330,4	11,9	36,7	19,5				1.192,4	-67,6	
centrales eléctricas servicio público			-511,1			-511,1																473,2	380,7	-130,4	
centrales eléctricas autoproducción				-6,1	-5,1	-11,2								0,0	-0,1	-6,9						7,3	0,3	-10,9	
carboneras				-5,2		-5,2																	3,1	-2,1	
plantas de gas									-16,7									11,4					-5,3	-5,3	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.260,0		-511,1	-11,3	-5,1	-1.787,5	72,2	227,0	-0,6	1,3	51,7	23,6	21,5	374,9	236,5	11,9	36,7	19,5	11,4	0,0	3,1	480,5	1.571,2	-216,3	
producción							72,2	227,0		16,1	1,3	51,7	23,6	21,7	380,3	330,4	11,9	36,7	19,5	11,4	0,0	3,1	480,5	1.687,4	
importación															131,0	83,2	0,2	19,3				0,3	4,4	238,4	
exportación																									
pérdidas							-0,7	-0,9		-0,1	-0,1				-0,7	-0,6						-0,8	-89,1	-93,0	
variación inventario							-0,3	9,2		0,7	1,7	0,6	2,3	-3,3	-16,3	-35,4	0,0	1,1			0,0			-39,7	
no utilizada							-2,2																		
ajustes							8,7								0,1									-1,5	
OFERTA							77,7	235,3		16,7	3,0	52,2	7,9	6,9	431,2	334,1	12,1	57,0	15,9	10,6	0,3	3,1	331,3	1.595,3	
OFERTA BRUTA	1.260,0	0,4	751,2	482,5	75,8	2.569,9	80,6	236,2		16,8	3,0	52,3	7,9	6,9	431,9	334,7	12,1	57,0	19,5	11,4	0,3	3,1	420,4	1.694,1	2.576,6
CONSUMO NETO TOTAL		0,4		471,2	58,4	530,0	77,7	235,3			3,0	52,2	7,9	6,7	425,8	240,2	12,1	57,0	15,9	10,6	0,3	3,1	331,3	1.479,1	2.009,1
consumo propio																37,6	11,9	15,9	0,0				4,0	69,4	
CONSUMO FINAL TOTAL		0,4		471,2	58,4	530,0	77,7	235,3			3,0	52,2	7,9	6,7	425,8	202,6	0,2	57,0		10,6	0,3	3,1	327,3	1.409,7	1.939,7
consumo final no energético																									
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,4		471,2	58,4	530,0	77,7	235,3			3,0	52,2	7,9	6,7	425,8	202,6	0,2	57,0		10,6	0,3	2,2	327,3	1.351,8	1.881,8
residencial				301,7		301,7	71,8					51,2		0,3	3,4	24,3				5,7		1,3	136,9	294,9	596,6
comercial/servicios/sector público				3,1		3,1	0,9					0,4		0,3	31,6	9,4				3,6			61,6	107,8	110,9
transporte								225,4			3,0		7,9	2,4	251,5	12,3							1,5	504,0	504,0
industrial		0,4		166,4	58,4	225,2	5,0	0,3				0,4		1,5	11,1	156,6	0,2			1,3	0,3	0,9	127,3	304,9	530,1
agro/pesca/minería								7,7				0,2		2,2	125,3									135,4	135,4
no identificado								1,9							2,9									4,8	4,8

1995 (ktep)	energía primaria					energía secundaria														total	pérdidas transformación	total			
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergás	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	electricidad
producción			624,7	461,8	84,5	1.171,0																			
importación	1.500,8	0,3				1.501,1																			
exportación																									
pérdidas																									
variación inventario	-128,5					-128,5																			
no utilizada			-28,3		-36,5	-64,8																			
ajustes																									
OFERTA	1.372,3	0,3	596,4	461,8	48,0	2.478,8																			
refinerías	-1.372,3					-1.372,3	46,8	283,7		18,2	0,0	31,6	25,4	18,4	404,3	446,8	14,1	31,5	13,0			536,3	1.333,8	-38,5	
centrales eléctricas servicio público			-596,4			-596,4									-14,3	-84,5						6,0	437,5	-158,9	
centrales eléctricas autoproducción				-5,0	-1,8	-6,8								0,0	-0,3	-7,0							-1,3	-8,1	
carboneras				-2,6		-2,6															1,5		1,5	-1,1	
plantas de gas																			12,2				-4,7	-4,7	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.372,3		-596,4	-7,6	-1,8	-1.978,1	46,8	283,7		1,3	0,0	31,6	25,4	18,4	389,7	355,3	14,1	31,5	13,0	12,2	1,5	542,3	1.766,8	-211,3	
producción							46,8	283,7		18,2	0,0	31,6	25,4	18,4	404,3	446,8	14,1	31,5	13,0	12,2	1,5	542,3	1.889,8		
importación							47,9	97,6		4,3	3,2	7,4	1,8	330,4	92,2	0,8	25,7			0,2	0,4	16,2	628,1		
exportación							-49,6			-0,3		-19,9	-9,4	-99,7	-271,8		-0,4					-20,0	-471,1		
pérdidas							-0,5	-1,0		-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,7	-0,7		-0,1		-2,0		-100,9	-106,3		
variación inventario							1,1	3,7		-1,2	-0,8	0,8	-0,8	-1,1	-12,4	40,1		-1,6					27,8		
no utilizada							-1,4												-0,0				-1,4		
ajustes																						-0,1	-0,1		
OFERTA							93,9	334,4		16,9	3,2	35,5	12,0	9,6	621,9	306,6	14,9	55,1	13,0	10,2	0,2	1,9	437,5	1.966,8	
OFERTA BRUTA	1.372,3	0,3	624,7	461,8	84,5	2.543,6	95,8	335,4		17,0	3,2	35,6	12,1	9,7	622,6	307,3	14,9	55,2	13,0	12,2	0,2	1,9	538,4	2.074,5	2.728,3
CONSUMO NETO TOTAL		0,3		454,2	46,2	500,7	93,9	334,4			3,2	35,5	12,0	9,6	607,3	215,1	14,9	55,1	13,0	10,2	0,2	1,9	437,5	1.843,8	2.344,5
consumo propio							0,5				0,0			2,8	0,8	42,6	14,1	0,0	13,0	0,0			7,7	81,5	81,5
CONSUMO FINAL TOTAL		0,3		454,2	46,2	500,7	93,4	334,4			3,2	35,5	12,0	6,8	606,5	172,5	0,8	55,1		10,2	0,2	1,9	429,8	1.762,3	2.263,0
consumo final no energético		0,0			0,2	0,2		0,2				0,4			0,2			55,1			0,0	0,0		55,9	56,1
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,3		454,2	46,0	500,5	93,4	334,2			3,2	35,1	12,0	6,8	606,3	172,5	0,8			10,2	0,2	1,9	429,8	1.706,4	2.206,9
residencial				301,7		301,7	91,5				33,4		2,8	6,7	24,1				5,4		1,3	199,2	364,4	666,1	
comercial/servicios/sector público				3,1		3,1	0,3				0,3		0,9	31,9	6,2				3,4				114,7	157,7	160,8
transporte							320,6				3,2		12,0	0,6	387,5	0,8							724,7	724,7	
industrial		0,3		149,4	46,0	195,7	1,6	0,2			1,4		2,5	7,1	141,4	0,8			1,4	0,2	0,6	112,6	269,8	465,5	
agro/pesca/minería							10,7						0,0	168,5								3,3	182,5	182,5	
no identificado							2,7								4,6								7,3	7,3	

2000 (ktep)	energía primaria						energía secundaria														total	pérdidas transformación	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa	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	electricidad
producción				907,7	403,5	94,8	1.406,0																				
importación	2.055,9	0,4	30,6				2.086,9																				
exportación																											
pérdidas	-5,3						-5,3																				
variación inventario	112,9						112,9																				
no utilizada				-219,4		-57,0	-276,4																				
ajustes	0,1						0,1																				
OFERTA	2.163,6	0,4	30,6	688,3	403,5	37,8	3.324,2																				
refinerías	-2.163,6						-2.163,6	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				649,0	1.935,7	-227,9
centrales eléctricas servicio público				-688,3			-688,3									0,0	-15,9	-117,3							649,0	515,8	-172,5
centrales eléctricas autoproducción					-0,8	-2,7	-3,5										-0,3	-2,3							3,6	1,0	-2,5
carboneras					-1,3		-1,3																		0,7	0,7	-0,6
plantas de gas									-3,7			-13,1													12,2	-4,6	-4,6
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.163,6			-688,3	-2,1	-2,7	-2.856,7	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	2.448,6	-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	2.601,2		
importación								30,4	11,2								229,0		0,2	9,2		0,1	0,9	114,2	399,1		
exportación																											
búnker internacional																											
pérdidas								-1,2	-0,8		-2,3	-0,2			-0,4	-1,7	-1,0				-1,3			-120,9	-129,8		
variación inventario								2,0	0,1		-11,5	-5,0	-0,6	-0,4	2,5	-1,9	-0,1	-29,0		4,3					-39,6		
no utilizada																											
ajustes																0,1								-3,6	-3,7		
OFERTA								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	2.317,2	
OFERTA BRUTA	2.168,9	0,4	30,6	907,7	403,5	94,8	3.605,9	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	2.447,0	3.451,7
CONSUMO NETO TOTAL		0,4	30,6		401,4	35,1	467,5	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	2.164,6	2.632,1
consumo propio			0,4				0,4	0,6	0,0		0,0			0,0	0,0	1,2	38,4	16,9	0,0	38,3	0,0			9,1	104,5	104,9	
CONSUMO FINAL TOTAL		0,4	30,2		401,4	35,1	467,1	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	2.060,1	2.527,2
consumo final no energético		0,0				0,1	0,1	0,0			0,3			0,4			0,1		66,9						67,7	67,8	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,4	30,2		401,4	35,0	467,0	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	1.992,4	2.459,4
residencial			0,1		301,7		301,8	112,4	2,6					20,4	2,3	3,1	25,3				6,4	1,3	248,9	422,7	724,5		
comercial/servicios/sector público			0,0		3,1		3,1	0,2	1,7					0,2	0,9	31,3	10,3				3,5			148,8	196,9	200,0	
transporte											306,5		3,3		4,7	0,0	517,5	0,3							832,3	832,3	
industrial		0,4	30,1		96,6	35,0	162,1	1,3	11,6		0,2			1,4	0,7	7,3	176,5	0,2			0,9	0,1	0,3	137,1	337,6	499,7	
agro/pesca/minería											10,5						172,4								17,4	200,3	200,3
no identificado											2,6														2,6	2,6	

2005 (ktep)	energía primaria						energía secundaria														total	pérdidas transformación	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa	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	electricidad
producción				831,7	444,7	101,6	1.378,0																				
importación	2.066,7	0,9	89,3				2.156,9																				
exportación																											
pérdidas			-10,9				-10,9																				
variación inventario	100,7						100,7																				
no utilizada				-184,5		-58,0	-242,5																				
ajustes																											
OFERTA	2.167,4	0,9	78,4	647,2	444,7	43,6	3.382,2																				
refinerías	-2.167,4						-2.167,4	89,2	10,2		469,4	0,2	9,2	42,7	16,4	809,5	486,8	29,7	12,6	72,6				657,1	2.048,5	-118,9	
centrales eléctricas servicio público				-647,2			-647,2									-84,0	-165,0							657,1	408,1	-239,1	
centrales eléctricas autoproducción			-0,6		-0,8	-2,0	-3,4									-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	-2.818,0	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		-0,6				-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								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	
OFERTA BRUTA	2.167,4	0,9	89,3	831,7	444,7	101,6	3.635,6	89,4	7,4		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	3.325,6
CONSUMO NETO TOTAL		0,9	77,8		443,9	41,6	564,2	89,4	7,2		224,2	2,2	8,8	1,4	1,4	734,7	170,9	53,4	54,2	72,6	0,0	1,0	0,6	570,2	1.992,2	2.556,4	
consumo propio			4,3				4,3				0,0		0,0			1,3	27,3	29,7		72,6				13,5	144,4	148,7	
CONSUMO FINAL TOTAL		0,9	73,5		443,9	41,6	559,9	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	2.407,7	
consumo final no energético		0,0				0,1	0,1	0,0			0,2		0,4			0,2			54,2			0,1			55,1	55,2	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,9	73,5		443,9	41,5	559,8	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	2.352,5	
residencial			11,8		301,7		313,5	88,1	0,6				7,4		0,8	0,1	24,6				0,0		0,6	231,6	353,8	667,3	
comercial/servicios/sector público			10,1		3,1		13,2	0,2	2,6				0,1		0,3	25,1	7,3				0,0			158,6	194,2	207,4	
transporte											214,6	2,2		1,4	0,1	529,9									748,2	748,2	
industrial		0,9	51,6		139,1	41,5	233,1	1,1	4,0		0,2		0,9		0,2	8,0	111,7	23,7			0,0	0,9		146,1	296,8	529,9	
agro/pesca/minería											7,4					170,1								20,4	197,9	197,9	
no identificado											1,8														1,8	1,8	

2010 (ktep)	energía primaria								energía secundaria														total	pérdidas transformación	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	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
producción				1.001,4	6,0	531,3	766,7	20,8	2.326,2																				
importación	1.950,9	2,7	64,4						2.018,0																				
exportación																													
pérdidas	-1,8	-0,6							-2,4																				
variación inventario	-43,7								-43,7																				
no utilizada				-184,2					-184,2																				
ajustes																													
OFERTA	1.905,4	2,7	63,8	817,2	6,0	531,3	766,7	20,8	4.113,9																				
refinerías	-1.905,4								-1.905,4	66,0	11,1		447,3	8,6	76,4	5,3	713,9	448,7	22,8	41,9	58,1						1.900,1	-5,3	
centrales eléctricas servicio público			-16,9	-817,2	-6,0	-7,0	-30,7		-877,8																	851,7		589,6	-288,2
centrales eléctricas autoproducción			-0,2			-1,6	-90,4		-92,2								-119,2	-142,9								71,3		70,4	-21,8
destilerías de biomasa								-9,0	-9,0													6,7					6,7	-2,3	
plantas de biodiésel								-11,8	-11,8														9,2				9,2	-2,6	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.905,4	-17,1	-817,2	-6,0	-8,6	-121,1	-20,8		-2.896,2	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		2.576,0	-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		2.839,0		
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	796,9	
exportación										-3,1	-5,4		-188,9	-0,2	-76,6	-1,8	-111,2	-333,6		-0,1						-61,1	-782,0		
pérdidas										-1,7	-0,7		-1,3	-0,1	-0,1		-0,5	-0,5		-3,3		-0,1	-0,1			-104,2	-112,6		
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			24,2		
no utilizada																													
ajustes																				0,1		-0,1				-0,1	-0,1		
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	2.765,4	
OFERTA BRUTA	1.907,2	2,7	64,4	1.001,4	6,0	531,3	766,7	20,8	4.300,5	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	2.878,0	4.339,5
CONSUMO NETO TOTAL		2,7	46,7			522,7	645,6		1.217,7	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	2.502,4	3.720,1
consumo propio			1,0						1,0				0,1					0,7	34,3	22,8		58,1					18,2	134,2	135,2
CONSUMO FINAL TOTAL		2,7	45,7			522,7	645,6		1.216,7	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	2.368,2	3.584,9
consumo final no energético		2,7							2,7				0,2		1,3					0,1	62,8						64,4	67,1	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			45,7			522,7	645,6		1.214,0	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	2.303,8	3.517,8	
residencial			17,2			283,5	7,6		308,3	103,9	1,8		0,2		6,7		0,6	4,9	27,3			0,0	0,0		1,5	300,5	447,4	755,7	
comercial/servicios/sector público			15,7			23,1			38,8	0,7	5,0		0,6		0,1		0,2	8,3	7,7			0,0	0,1			230,1	252,8	291,6	
transporte													389,6	2,6		1,7	0,5	629,8	0,9			0,9	6,3				1.032,3	1.032,3	
industrial			12,8			181,1	638,0		831,9	3,3	9,5		0,3		0,0		0,1	14,9	103,1	32,5		0,0	0,2	0,3		217,6	381,8	1.213,7	
agro/pesca/minería						35,0			35,0				5,2					157,6	0,9			0,0	1,3			24,5	189,5	224,5	
no identificado													0,0									0,0					0,0	0,0	0,0

2011 (ktep)	energía primaria								energía secundaria																total	pérdidas transformación	total		
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	superpurgas	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				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 público			-19,5	-619,9	-9,6	-1,2	-35,4		-685,6								-356,1	-275,9									820,0	188,0	-497,6
centrales eléctricas autoproducción						-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	8,2	-3,0
plantas de biodiésel								-16,9	-16,9															15,1			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		-0,3		-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	1.171,6	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	1.172,2	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	1.171,6	445,3	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	1.171,6	447,9	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	1.171,6	447,9	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		4,8	19,3				0,0	0,1		1,0	318,2	456,8	768,5	
comercial/servicios/sector público			9,2			23,1			32,3	0,7	5,7		0,7		0,1		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	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	0,0	

2012 (ktep)	energía primaria								energía secundaria																	total	pérdidas transformación	total					
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	superpurgas	propano	gasolina a automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal				electricidad	total			
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 público			-1,7	-529,3	-9,6	-5,2	-64,7		-610,5								-475,4	-446,7									836,7		-85,4	-695,9			
centrales eléctricas autoproducción					-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		10,2	-3,7		
plantas de biodiésel								-21,0	-21,0														17,1					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											1.359,5				
exportación																	-85,0	-0,1	-94,8	-4,8	-122,8	-153,9							-478,4				
pérdidas										-2,2	-0,9						-2,3	-0,1	-0,3	-0,2									-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																							
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					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 público			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		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			0,1	2,8			28,7	194,0	229,0	
no identificado																	0,2									0,0				0,2		0,2	

2013 (ktep)	energía primaria								energía secundaria															total	pérdidas transformación	total			
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	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
producción				837,9	12,4	558,4	862,5	56,2	2.327,4																				
importación	1.929,3	2,2	48,8						1.980,3																				
exportación																													
pérdidas	-2,0	-1,2							-3,2																				
variación inventario	170,6								170,6																				
no utilizada				-39,6					-39,6																				
ajustes			-0,1						-0,1																				
OFERTA	2.097,9	2,2	47,5	798,3	12,4	558,4	862,5	56,2	4.435,4																				
refinerías	-2.097,9								-2.097,9	90,9	8,5		538,3		7,6	73,7		828,0	360,0	26,0	64,7	76,7					2.074,4	-23,5	
centrales eléctricas servicio público			-0,2	-798,3	-12,0	-6,3	-70,5		-887,3									-236,2	-220,9							922,7	465,6	-421,7	
centrales eléctricas autoproducción					-0,4	-3,6	-101,3		-105,3									-0,5	-0,3							79,8	79,0	-26,3	
destilerías de biomasa								-21,1	-21,1													14,4					14,4	-6,7	
plantas de biodiésel								-35,1	-35,1															29,3			29,3	-5,8	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.097,9	-0,2	-798,3	-12,4	-9,9	-171,8	-56,2		-3.146,7	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	2.662,7	-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	3.120,6		
importación										21,3	27,7		15,7	3,1				324,9	171,7	24,6	25,7				0,2	1,4	616,3		
exportación													-23,3							0,0	-0,2				0,0	-17,8	-41,3		
búnker internacional													-0,1		-72,4		-110,3	-118,8									-301,6		
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	-122,3		
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		6,8			
no utilizada																						-8,4					-8,4		
ajustes											0,1													0,1		0,6	0,7		
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	3.270,8	
OFERTA BRUTA	2.099,9	2,2	48,7	837,9	12,4	558,4	862,5	56,2	4.478,2	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	3.401,3	4.759,1
CONSUMO NETO TOTAL		2,2	47,3			548,5	690,7		1.288,7	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	2.812,9	4.101,6
consumo propio			0,7						0,7				0,1					3,7	34,0	26,0		65,5				27,9	157,2	157,9	
CONSUMO FINAL TOTAL		2,2	46,6			548,5	690,7		1.288,0	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	2.655,7	3.943,7
consumo final no energético		2,2							2,2				0,1		1,4				0,2	0,0	90,0						91,7	93,9	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			46,6			548,5	690,7		1.285,8	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	2.564,0	3.849,8	
residencial			22,6			283,5	7,6		313,7	108,2	2,5		0,3		6,3		0,0	4,7	15,4			0,0	0,2		1,4	340,5	479,5	793,2	
comercial/servicios/sector público			10,7			22,1			32,8	0,3	7,6		0,8		0,1		0,0	6,9	8,1			0,0	0,2		0,0	254,0	278,0	310,8	
transporte													508,2	2,9		2,9		628,1	0,6			15,6	22,4				1.174,7	1.174,7	
industrial			13,3			207,9	683,1		904,3	1,5	15,6		0,2			0,0	15,2	141,1	36,0		0,0	0,5	0,2		226,0	436,3	1.340,6		
agro/pesca/minería						35,0			35,0		9,4		6,6				146,8	0,9			0,2	4,7			26,7	195,3	230,3		
no identificado													0,2									0,0					0,2	0,2	

APERTURA SECTORIAL

2013 (ktep)	energía primaria							energía secundaria													total	pérdidas transformación	total							
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	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	total
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			46,6			548,5	690,7		1.285,8			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	2.564,0		3.849,8
residencial			22,6			283,5	7,6		313,7			108,2	2,5	0,3		6,3	0,0	4,7	15,4			0,0	0,2		1,4	340,5	479,5		793,2	
<i>Montevideo</i>			20,5			55,5			76,0						2,0											144,6				
<i>interior</i>			2,1			228,0	7,6		237,7						4,3											195,9				
comercial/servicios/sector público			10,7			22,1			32,8			0,3	7,6	0,8		0,1	0,0	6,9	8,1			0,0	0,2		0,0	254,0	278,0		310,8	
<i>alumbrado público</i>																										23,0				
<i>adm. pública y defensa</i>						2,1			2,1									2,6	1,6							17,8				
<i>electricidad, gas y agua</i>						0,1			0,1									0,0	0,1							21,9				
<i>resto</i>			10,7			19,9			30,6									4,3	6,4						0,0	191,3				
transporte												502,2	2,9		2,9			628,1	0,6			15,6	22,4				1.174,7		1.174,7	
<i>carretero</i>												502,2						614,4				15,6	22,3				1.154,5		1.154,5	
<i>ferroviario</i>																	2,6						0,1				2,7		2,7	
<i>aéreo</i>													2,9	2,9													5,8		5,8	
<i>marítimo y fluvial</i>																		11,1	0,6								11,7		11,7	
industrial			13,3			207,9	683,1		904,3			1,5	15,6	0,2			0,0	15,2	141,1	36,0		0,0	0,5	0,2		226,0	436,3		1.340,6	
<i>frigoríficos</i>			0,8			47,6	0,0		48,4			0,1	0,4					1,2	6,9							24,3				
<i>lácteos</i>						33,0			33,0			0,0	0,6					0,5	20,5							9,8				
<i>molinos</i>						16,7	5,6		22,3			0,1	0,1					0,4								8,6				
<i>otras alimenticias</i>			5,6			18,9	88,3		112,8			0,7	3,8					1,6	1,4							15,3				
<i>bebidas y tabaco</i>			0,2			17,5	4,4		22,1			0,0	0,3					0,3	4,5							8,1				
<i>textiles</i>			0,3			5,9			6,2			0,0	0,1					0,8	1,6							3,6				
<i>cuero</i>			1,9			10,1			12,0			0,0	0,0					0,4	1,0							4,9				
<i>madera</i>						1,8	61,2		63,0			0,0	0,4					2,4								8,6				
<i>papel y celulosa</i>			1,2			38,8	517,2		557,2			0,2	2,6					0,3	60,9							83,8				
<i>química, caucho y plástico</i>			0,7			6,1			6,8			0,1	3,0					0,8	6,4							33,0				
<i>cemento</i>			2,2			7,9	6,2		16,3			0,0	0,0					1,5	26,9	36,0						8,3				
<i>otras manufactureras y construcción</i>			0,4			3,6	0,2		4,2			0,3	4,3					5,0	11,0					0,2		17,7				
agro/pesca/minería						35,0			35,0				9,4	6,6				146,8	0,9			0,2	4,7			26,7	195,5		230,3	
<i>agro y minería</i>						35,0			35,0				9,4	3,3				129,8					4,7			26,2				
<i>pesca</i>														3,3				17,0	0,9							0,5				
no identificado														0,2								0,0					0,2		0,2	

2014 (ktep)	energía primaria								energía secundaria														total	pérdidas transformación	total									
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	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	total			
producción				1.273,6	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	3.078,3																								
importación	1.913,1	1,7	45,0							1.959,8																								
exportación																																		
pérdidas	-7,8	0,0								-7,8																								
variación inventario	75,4									75,4																								
no utilizada				-308,7						-308,7																								
ajustes			-0,1							-0,1																								
OFERTA	1.980,7	1,7	44,9	964,9	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	4.796,9																								
refinerías	-1.980,7									-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 público			-0,2	-964,9	-62,6	-0,2	0,0	-88,4		-1.116,3																					837,7	-278,6		
centrales eléctricas autoproducción					-0,4	-0,1	-2,0	-137,7		-140,2																					105,1	-35,1		
destilerías de biomasa									-29,5	-29,5																					21,6	-7,9		
plantas de biodiésel									-43,7	-43,7																					37,6	-6,1		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.980,7	-0,2	-964,9	-63,0	-0,3	-2,0	-226,1	-73,2		-3.310,4	83,7	3,9		483,1	6,8	86,5		704,4	237,9	25,9	47,0	66,0	21,6	37,6						2.923,1	-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							3.099,0			
importación											18,8	29,4		52,7	3,1			201,8	102,8	75,7	26,1											512,1		
exportación																																-132,9		
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								-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																																	-4,9	
ajustes												0,1				-0,1						0,1		-0,1								0,3		
OFERTA											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					3.017,7		
OFERTA BRUTA	1.988,5	1,7	44,9	1.273,6	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	5.113,4	104,1	33,5		541,0	2,5	6,8	2,9	0,4	837,7	335,6	70,8	70,7	66,0	18,0	35,2	0,1	1,6	1.010,1				3.137,0	5.151,4	
CONSUMO NETO TOTAL		1,7	44,7			2,6	536,6	900,9		1.486,5	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	4.328,3	
consumo propio			1,9			0,1				2,0	1,1			0,1					1,6	43,1	25,9		60,5									163,4	165,4	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,7	42,8			2,5	536,6	900,9		1.484,5	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	4.162,9	
consumo final no energético		1,7								1,7				0,1	1,5					0,2	1,0	70,4										73,2	74,9	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		42,8				2,5	536,6	900,9		1.482,8	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	4.088,0	
residencial		20,3				2,1	283,5	7,6		313,5	100,1	2,2		0,3	5,1				4,6	12,4			0,0	0,2			1,6	346,3				472,8	786,3	
comercial/servicios/sector público		10,3				0,4	22,1			32,8	0,3	5,9		0,9	0,1				6,9	6,7			0,0	0,3			0,0	251,5				272,6	305,4	
transporte																			533,7	2,5		2,2		597,1	1,3		17,5	28,0					1.182,3	1.182,3
industrial		12,2				0,0	196,0	893,3		1.101,5	2,6	15,6		0,2					16,8	160,8	43,9			0,0	0,8	0,1		249,9				490,7	1.592,2	
agro/pesca/minería							35,0			35,0		9,1		5,4						141,4	1,0			0,1	5,9			23,6				186,5	221,5	
no identificado														0,3										0,0								0,3	0,3	

APERTURA SECTORIAL

2014 (ktep)	energía primaria										energía secundaria											total	pérdidas transformación	total													
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	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	total						
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			42,8		2,5	536,6	900,9			1.482,8							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		4.088,0			
residencial			20,3		2,1	283,5	7,6			313,5							100,1	2,2	0,3		5,1			4,6	12,4		0,0	0,2		1,6	346,3	472,8		786,3			
Montevideo			18,4			55,5															1,5									145,6							
interior			1,9			228,0	7,6														3,6									200,7							
comercial/servicios/sector público			10,3		0,4	22,1				32,8							0,3	5,9	0,9		0,1			6,9	6,7		0,0	0,3		0,0	251,5	272,6		305,4			
alumbrado público																													22,2								
adm. pública y defensa						2,1												2,8						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												3,1						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		1.182,3		
carretero																			533,7				583,4			17,5	27,9						1.162,5		1.162,5		
ferroviario																							2,2						0,1				2,3		2,3		
aéreo																				2,5		2,2											4,7		4,7		
marítimo y fluvial																							11,5	1,3									12,8		12,8		
industrial			12,2		0,0	196,0	893,3			1.101,5							2,6	15,6	0,2				16,8	160,8	43,9		0,0	0,8	0,1		249,9	490,7		1.592,2			
frigoríficos			0,1			52,8	3,6			56,5							0,1	0,5					0,7	7,2													
lácteos			0,1			26,5				26,6							0,0	0,7					0,5	20,5													
molinos						17,9	32,6			50,5							0,2	0,1					0,4														
otras alimenticias			5,6			22,1	45,8			73,5							0,8	4,2					1,7	2,2													
bebidas y tabaco			0,2			23,0	4,4			27,6							0,2	0,4					0,4	4,0													
textiles			0,2			4,7				4,9							0,0	0,1					0,3	2,3													
cuero			0,9			7,9				8,8							0,0	0,0					0,3	0,9													
madera						2,0	93,4			95,4							0,0	0,3					2,3														
papel y celulosa			0,9			25,0	709,4			735,3							0,2	1,9					1,4	95,0													
química, caucho y plástico			1,4			4,3	0,0			5,7							0,2	2,0					0,9	6,8													
cemento			2,0			5,7	3,4			11,1							0,0	0,0					1,4	12,8	43,9												
otras manufactureras y construcción			0,8			4,1	0,7			5,6							0,9	5,4					6,5	9,1				0,1									
agro/pesca/minería						35,0				35,0								9,1	5,4				141,4	1,0		0,1	5,9								186,5		221,5
agro y minería						35,0				35,0								9,1	3,5				124,1				5,9										
pesca																			1,9				17,3	1,0													
no identificado																			0,3							0,0								0,3		0,3	

2015 (ktep)	energía primaria									energía secundaria															total	pérdidas transformación	total		
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	superpurgas	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón				carbón vegetal	electricidad
producción				1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	3.388,3																			
importación	2.037,6	2,3	45,8							2.085,7																			
exportación																													
pérdidas	-1,5	0,0								-1,5																			
variación inventario	-117,5									-117,5																			
no utilizada				-310,6						-310,6																			
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	5.044,4																			
refinerías	-1.918,7									-1.918,7	87,3	0,3		492,9	6,1	97,3	760,7	304,6	29,9	50,8	67,3						1.897,2	-21,5	
centrales eléctricas servicio público		0,0	-814,0	-177,0	-4,0	-2,7	-107,3			-1.105,0							-178,3	-45,4							1.043,0		819,3	-285,7	
centrales eléctricas autoproducción				-0,6	-0,2	-2,1	-176,5			-179,4							-0,6	-2,1							137,9		135,2	-44,2	
destilerías de biomasa									-55,1	-55,1												36,2					36,2	-18,9	
plantas de biodiésel									-60,2	-60,2													47,8				47,8	-12,4	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.918,7	0,0	-814,0	-177,6	-4,2	-4,8	-283,8	-115,3		-3.318,4	87,3	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	2.935,7	-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	3.162,1			
importación											19,0	24,7		55,9	3,0		254,0	8,1	53,2	24,5				0,1	1,5	0,2	444,2		
exportación																				-0,2		-0,1	-0,1			-113,6	-114,0		
búnker internacional														-0,1	-95,3	-95,3	-81,3										-272,0		
pérdidas											-0,6	-0,4		-0,2	-0,1	-0,2	-0,3	-4,1	-7,0		-0,2		-0,6			-128,1	-141,8		
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		55,0			
no utilizada																						-4,1					-4,1		
ajustes												0,1		0,2	0,1		0,1	0,1					0,1	0,1		-0,1	0,7		
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	3.130,1	
OFERTA BRUTA	1.920,2	2,3	45,7	1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	5.356,5	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	3.276,0	5.470,4
CONSUMO NETO TOTAL		2,3	45,7				2,9	517,5	1.157,6	1.726,0	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	2.903,7	4.629,7
consumo propio			2,0				0,1			2,1	0,8			0,1			1,9	37,3	29,9	0,0	63,2					33,1	166,3	168,4	
CONSUMO FINAL TOTAL		2,3	43,7				2,8	517,5	1.157,6	1.723,9	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	2.737,4	4.461,3
consumo final no energético		2,3								2,3				0,1		1,7		0,7	0,6	75,3							78,4	80,7	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			43,7				2,8	517,5	1.157,6	1.721,6	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	2.659,0	4.380,6
residencial			21,2			2,4	283,5	7,6		314,7	99,6	2,0		0,3		4,3		4,5	12,0				0,0	0,3		1,5	357,0	481,5	796,2
comercial/servicios/sector público			10,8			0,4	22,1			33,3	0,3	5,5		0,9		0,1		5,8	6,6				0,0	0,4		0,0	246,3	265,9	299,2
transporte														550,7	2,5		2,7	590,9	0,8				30,8	38,1			1.216,5	1.216,5	
industrial			11,7			0,0	176,9	1.150,0		1.338,6	4,9	12,4		0,3				14,9	154,8	47,0			0,0	1,0	0,1		279,5	514,9	1.853,5
agro/pesca/minería							35,0			35,0		5,4		5,8				135,8	1,6				0,2	8,0			23,4	180,2	215,2
no identificado																													

APERTURA SECTORIAL

2015 (ktep)	energía primaria								energía secundaria													total	pérdidas transformación	total						
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano	gasolina automot.	gasolina a viación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel				bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			43,7			2,8	517,5	1.157,6	1.721,6																			2.659,0		4.380,6
residencial			21,2			2,4	283,5	7,6	314,7																			481,5		796,2
Montevideo			19,2				55,5								1,3															
interior			2,0				228,0	7,6							3,0															
comercial/servicios/sector público			10,8			0,4	22,1		33,3																			265,9		299,2
alumbrado público																														
adm. pública y defensa							2,1											1,7	1,4											
electricidad, gas y agua							0,1											0,0	0,1											
resto			10,8				19,9										4,1	5,1							0,0					
transporte																												1.216,5		1.216,5
carretero																												1.192,6		1.192,6
ferroviario																														
aéreo																														
marítimo y fluvial																														
industrial			11,7			0,0	176,9	1.150,0	1.338,6																			514,9		1.853,5
frigoríficos			0,2				42,0	1,4	43,6																					
lácteos			0,9				24,6		25,5																					
molinos			0,0				17,4	33,8	51,2																					
otras alimenticias			4,7				27,3	40,4	72,4																					
bebidas y tabaco			0,1				16,3	4,4	20,8																					
textiles			0,2				4,6		4,8																					
cuero			0,6				7,1		7,7																					
madera			0,0				0,4	84,1	84,5																					
papel y celulosa			1,0				26,7	979,6	1.007,3																					
química, caucho y plástico			1,1				4,4	0,0	5,5																					
cemento			2,5				5,0	4,9	12,4																					
otras manufactureras y construcción			0,4				1,1	1,4	2,9																					
agro/pesca/minería							35,0		35,0																			180,2		215,2
agro y minería							35,0		35,0																					
pesca																														
no identificado																														

2016 (ktep)	energía primaria									energía secundaria													total	pérdidas transformación	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	superpurgas	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol				biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad
producción				1.136,3	257,5	16,4	520,9	1.520,1	114,0	3.565,2																			
importación	2.103,2	3,3	51,8					0,2		2.158,5																			
exportación								-0,2		-0,2																			
pérdidas	-1,5	-0,7								-2,2																			
variación inventario	62,0							-0,3		61,7																			
no utilizada				-353,9						-353,9																			
ajustes	-0,1									-0,1																			
OFERTA	2.163,6	3,3	51,1	782,4	257,5	16,4	520,9	1.519,8	114,0	5.429,0																			
refinerías	-2.163,6									-2.163,6	95,5	9,3	562,6	7,2	118,6	783,0	385,3	35,2	40,9	78,1							2.115,7	-47,9	
centrales eléctricas servicio público				-782,4	-257,0	-12,8	-3,2	-113,6		-1.169,0						-80,8	-27,8								1.055,6		947,0	-222,0	
centrales eléctricas autoproducción				-0,5	-0,3	-1,0	-178,7			-180,5						-0,5	-2,3								138,6		135,8	-44,7	
destilerías de biomasa								-63,4		-63,4												39,8					39,8	-23,6	
plantas de biodiésel								-50,6		-50,6														44,5			44,5	-6,1	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.163,6			-782,4	-257,5	-13,1	-4,2	-292,3	-114,0	-3.627,1	95,5	9,3	562,6	7,2	118,6	701,7	355,2	35,2	40,9	78,1	39,8	44,5			1.194,2		3.282,8	-344,3	
producción											95,5	9,3	562,6	7,2	118,6	783,0	385,3	35,2	40,9	78,1	39,8	44,5				1.194,2	3.394,2		
importación											19,5	22,6	14,1	1,5		77,4	10,8	48,1	33,7					0,2	2,3	2,1	232,3		
exportación																			-0,2	-1,3	-0,3					-67,0	-68,8		
búnker internacional														-0,1	-99,4	-63,3	-81,6										-244,4		
pérdidas													0,0	-0,1	-0,1	0,0	-21,1		-0,2	-1,4	-0,9				-138,3	-162,1			
variación inventario											0,6	-0,2	0,7	0,9	0,0	-16,5	40,8	-14,2	3,7	4,7		2,8	1,1			24,4			
no utilizada																				-5,1						-5,1			
ajustes													0,2	-0,1		0,1	0,1	-0,1							-1,5	-1,3			
OFERTA											115,6	31,7	577,6	2,2	7,0	2,7	838,0	279,3	86,9	78,9	71,6	40,4	45,3	0,2	2,3	989,5	3.169,2		
OFERTA BRUTA	2.165,1	3,3	51,8	1.136,3	257,5	16,4	520,9	1.519,8	114,0	5.785,1	115,6	31,7	577,6	2,3	7,1	2,7	838,0	300,4	86,9	79,1	78,1	41,3	45,3	0,2	2,3	1.127,8	3.336,4	5.727,3	
CONSUMO NETO TOTAL		3,3	51,1				3,3	516,7	1.227,5	1.801,9	115,6	31,7	577,6	2,2	7,0	2,7	756,7	249,2	86,9	78,9	71,6	40,4	45,3	0,2	2,3	989,5	3.057,8	4.859,7	
consumo propio			3,4				0,1			3,5	0,6		0,1		0,0	1,3	46,9	35,2	0,0	71,6						33,8	189,5	193,0	
CONSUMO FINAL TOTAL		3,3	47,7				3,2	516,7	1.227,5	1.798,4	115,0	31,7	577,5	2,2	7,0	2,7	755,4	202,3	51,7	78,9		40,4	45,3	0,2	2,3	955,7	2.868,3	4.666,7	
consumo final no energético		3,3								3,3			0,1	1,7		1,1	0,9	78,9			0,5					83,2	86,5		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		47,7					3,2	516,7	1.227,5	1.795,1	115,0	31,7	577,4	2,2	5,3	2,7	755,4	201,2	50,8		39,9	45,3	0,2	2,3	955,7	2.785,1	4.580,2		
residencial		25,0				2,7	283,5	7,6		318,8	112,4	2,3	0,4	5,2		4,5	14,6			0,0	0,3			2,3	382,1	524,1	842,9		
comercial/servicios/sector público		11,0				0,5	22,1			33,6	0,4	5,9	1,0	0,1		5,6	8,7			0,0	0,3		0,0		257,1	279,1	312,7		
transporte													569,9	1,1		2,2	596,5	1,5			39,6	36,3			0,0	1.247,1	1.247,1		
industrial		11,7				0,0	176,1	1.219,9		1.407,7	2,2	12,3	0,2			15,5	173,6	50,8		0,0	0,9	0,2			291,0	546,7	1.954,4		
agro/pesca/minería							35,0			35,0		11,2	5,9	1,1		0,5	133,3	2,8		0,3	7,5				25,5	188,1	223,1		
no identificado																													

APERTURA SECTORIAL

2016 (ktep)	energía primaria								energía secundaria													total	pérdidas transformación	total												
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel				bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total						
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			47,7			3,2	516,7	1.227,5		1.795,1						115,0	31,7	577,4	2,2	5,3	2,7	755,4	201,2	50,8		39,9	45,3	0,2	2,3	955,7	2.785,1		4.580,2			
residencial			25,0			2,7	283,5	7,6		318,8						112,4	2,3	0,4		5,2		4,5	14,6			0,0	0,3		2,3	382,1	524,1		842,9			
Montevideo			22,8				55,5													1,6									159,2							
interior			2,2				228,0	7,6												3,6									222,9							
comercial/servicios/sector público			11,0			0,5	22,1			33,6						0,4	5,9	1,0		0,1		5,6	8,7			0,0	0,3		0,0	257,1	279,1		312,7			
alumbrado público																													21,7							
adm. pública y defensa							2,1										2,9					1,3	1,6						18,0							
electricidad, gas y agua							0,1										0,0					0,0	0,1						9,4							
resto			11,0				19,9										3,0					4,3	7,0					0,0	208,0							
transporte																		569,9	1,1		2,2	596,5	1,5			39,6	36,3		0,0	1.247,1		1.247,1				
carretero																	569,9					582,7				39,6	36,2		0,0	1.228,4		1.228,4				
ferroviario																						0,9								1,0		1,0				
aéreo													1,1	2,2																3,3		3,3				
marítimo y fluvial																	12,9	1,5												14,4		14,4				
industrial			11,7			0,0	176,1	1.219,9		1.407,7						2,2	12,3	0,2				15,5	173,6	50,8		0,0	0,9	0,2	291,0	546,7		1.954,4				
frigoríficos			0,1				43,0	1,8		44,9						0,1	0,5					0,5	4,6						26,1							
lácteos			0,7				23,0			23,7						0,2	1,4					0,4	19,2						13,3							
molinos			0,0				13,5	39,2		52,7						0,1	0,1					0,4							10,0							
otras alimenticias			5,2				23,9	38,7		67,8						0,9	4,3					3,9	2,8						18,6							
bebidas y tabaco			0,1				13,5	10,2		23,8						0,0	0,6					0,4	4,7						9,8							
textiles			0,2				4,1			4,3						0,0	0,0					0,3	1,3						3,1							
cuero			0,5				6,4			6,9						0,0	0,0					0,3	0,7						3,9							
madera			0,0				1,8	88,3		90,1						0,0	0,5					2,0							12,2							
papel y celulosa			1,3				38,2	1.034,1		1.073,6						0,2	1,4					1,4	112,2						102,6							
química, caucho y plástico			1,0				4,0	1,4		6,4						0,2	0,7					0,8	7,3						65,6							
cemento			2,0				3,4	5,9		11,3						0,0	0,0					1,1	12,0	50,8					6,5							
otras manufactureras y construcción			0,6				1,3	0,3		2,2						0,5	2,8					4,0	8,8					0,2	19,3							
agro/pesca/minería							35,0			35,0							11,2	5,9	1,1		0,5	133,3	2,8			0,3	7,5		25,5	188,1		223,1				
agro y minería							35,0			35,0							11,2	3,8	1,1		0,5	122,3	1,8				7,5		25,0							
pesca																		2,1				11,0	1,0					0,5								
no identificado																																				

2017 (ktep)	energía primaria									energía secundaria														total	pérdidas transformación	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	superpurgás	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel				coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total
producción				1.239,4	324,6	26,8	518,5	1.586,5	106,6	3.802,4																				
importación	535,7	3,1	58,5					0,6		597,9																				
exportación								-0,3		-0,3																				
pérdidas	-1,6	-0,4								-2,0																				
variación inventario	61,3							-0,1		61,2																				
no utilizada				-501,0						-501,0																				
ajustes		0,4						-0,1		0,3																				
OFERTA	595,4	3,1	58,5	738,4	324,6	26,8	518,5	1.586,6	106,6	3.958,5																				
refinerías	-595,4									-595,4	19,2	5,1			157,8	5,2	31,7	195,1	102,5	9,0	25,5	23,0					574,1	-21,3		
centrales eléctricas servicio público		-8,7	-738,4	-323,9	-22,5	-0,8	-119,9			-1.214,2								-38,2	-13,7							1.094,4		1.042,5	-171,7	
centrales eléctricas autoproducción				-0,7	-0,6	-0,5	-183,7			-185,5							-0,6									140,9		140,3	-45,2	
destilerías de biomasa								-56,2		-56,2													35,5					35,5	-20,7	
plantas de biodiésel								-50,4		-50,4														43,9				43,9	-6,5	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-595,4	-8,7	-738,4	-324,6	-23,1	-1,3	-303,6	-106,6		-2.101,7	19,2	5,1			157,8	5,2	31,7	156,3	88,8	9,0	25,5	23,0	35,5	43,9		1.235,3		1.836,3	-265,4	
producción											19,2	5,1			157,8	5,2	31,7	195,1	102,5	9,0	25,5	23,0	35,5	43,9		1.235,3		1.888,8		
importación											83,2	20,9			449,0	2,9		57,6	713,3	61,1	83,2	71,2			0,0	2,3	0,3		1.545,0	
exportación															0,0						-1,4	-1,2	-0,2			-125,7		-128,5		
búnker internacional														-0,1	-100,5	-70,8	-33,5											-204,9		
pérdidas											-0,1	-0,7			-1,4	-0,3	0,0	-0,7	-0,2	-9,8	-0,1	-0,4	-2,2	-0,5		-145,7		-162,1		
variación inventario											3,8	-0,6			12,7	-0,4	0,1	14,9	-21,1	63,7	-17,6	-0,4		3,0	1,2			59,3		
no utilizada																						-1,8						-1,8		
ajustes											0,1				-0,1	-0,1	-0,1	0,1	-0,1	0,1	-0,1		0,1			0,2		0,1		
OFERTA											106,2	24,7			618,0	2,1	5,2	2,9	816,4	183,9	74,7	94,7	20,8	35,2	44,4	0,0	2,3	964,4	2.995,9	
OFERTA BRUTA	597,0	3,1	58,9	1.239,4	324,6	26,8	518,5	1.586,6	106,6	4.461,5	106,3	25,4			619,4	2,4	5,2	3,6	816,6	193,7	74,7	94,8	23,0	37,4	44,9	0,0	2,3	1.110,1	3.159,8	5.732,5
CONSUMO NETO TOTAL		3,1	49,8			3,7	517,2	1.283,0		1.856,8	106,2	24,7			618,0	2,1	5,2	2,9	777,6	170,2	74,7	94,7	20,8	35,2	44,4	0,0	2,3	964,4	2.943,4	4.800,2
consumo propio			2,8			0,1				2,9	0,1				0,1		0,0		2,0	14,7	9,0	0,0	20,8				30,1	76,8	79,7	
CONSUMO FINAL TOTAL		3,1	47,0			3,6	517,2	1.283,0		1.853,9	106,1	24,7			617,9	2,1	5,2	2,9	775,6	155,5	65,7	94,7		35,2	44,4	0,0	2,3	934,3	2.866,6	4.720,5
consumo final no energético		3,1								3,1					0,1		1,6			0,1	0,9	94,7		0,5				97,9	101,0	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		47,0				3,6	517,2	1.283,0		1.850,8	106,1	24,7			617,8	2,1	3,6	2,9	775,6	155,4	64,8			34,7	44,4	0,0	2,3	934,3	2.768,7	4.619,5
residencial		19,6				3,0	283,5	7,6		313,7	104,1	1,9			0,4		3,5		4,6	9,7				0,0	0,3		2,3	365,8	492,6	806,3
comercial/servicios/sector público		11,4				0,5	22,1			34,0	0,4	5,6			1,0		0,1		5,6	5,7				0,0	0,3		0,0	251,5	270,2	304,2
transporte															609,3	1,1		2,3	610,2	1,3				34,3	35,5		0,0	1.294,0	1.294,0	
industrial		16,0				0,1	176,6	1.275,4		1.468,1	1,6	9,9			0,3				15,2	135,5	64,8			0,0	0,9	0,0	291,5	519,7	1.987,8	
agro/pesca/minería							35,0			35,0		7,3			6,8	1,0		0,6	140,0	3,2				0,4	7,4		25,5	192,2	227,2	
no identificado																														

APERTURA SECTORIAL

2017 (ktep)	energía primaria								energía secundaria													total	pérdidas transformación	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	superpág	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel				bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		47,0		3,6	517,2	1.283,0				1.850,8	106,1	24,7	617,8	2,1	3,6	2,9	775,6	155,4	64,8		34,7	44,4	0,0	2,3	934,3	2.768,7		4.619,5
residencial		19,6		3,0	283,5	7,6			313,7	104,1	1,9	0,4		3,5		4,6	9,7				0,0	0,3		2,3	365,8	492,6		806,3
<i>Montevideo</i>		17,8			55,5									1,0											149,7			
<i>interior</i>		1,8			228,0	7,6								2,5											216,1			
comercial/servicios/sector público		11,4		0,5	22,1				34,0	0,4	5,6	1,0		0,1		5,6	5,7				0,0	0,3		0,0	251,5	270,2		304,2
<i>alumbrado público</i>																									21,0			
<i>adm. pública y defensa</i>					2,1						2,9					1,1	1,1								17,6			
<i>electricidad, gas y agua</i>					0,1						0,0					0,0	0,1								9,7			
<i>resto</i>		11,4			19,9						2,7					4,5	4,5							0,0	203,2			
transporte												609,3	1,1		2,3	610,2	1,3				34,3	35,5			0,0	1.294,0		1.294,0
<i>carretero</i>												609,3				595,2					34,3	35,5			0,0	1.274,3		1.274,3
<i>ferroviario</i>																0,1						0,0				0,1		0,1
<i>aéreo</i>													1,1		2,3											3,4		3,4
<i>marítimo y fluvial</i>																14,9	1,3									16,2		16,2
industrial		16,0		0,1	176,6	1.275,4			1.468,1	1,6	9,9	0,3				15,2	135,5	64,8		0,0	0,9	0,0			291,5	519,7		1.987,8
<i>frigoríficos</i>		0,1			34,6	2,7				0,1	0,5					0,4	3,8								26,9			
<i>lácteos</i>		0,4			19,1					0,3	2,0					0,3	13,8								13,8			
<i>molinos</i>		0,0			14,3	35,1				0,1	0,1					0,7									10,2			
<i>otras alimenticias</i>		7,2			25,6	29,7				0,6	3,6					3,5	1,1								18,9			
<i>bebidas y tabaco</i>		0,4			12,7	11,0				0,0	0,6					0,4	3,4								10,5			
<i>textiles</i>		0,2			7,7					0,0	0,0					0,3	0,9								2,7			
<i>cuero</i>		0,4			6,7					0,0	0,0					0,2	0,4								3,5			
<i>madera</i>		0,0			1,7	87,0				0,0	0,7					2,2									13,3			
<i>papel y celulosa</i>		2,6			31,3	1.098,9				0,0	0,2					1,3	98,5								99,2			
<i>química, caucho y plástico</i>		1,0			20,0	3,0				0,1	1,1					0,7	4,3								64,2			
<i>cemento</i>		1,7			1,6	7,5				0,0						1,8	1,9	64,8							10,4			
<i>otras manufactureras y construcción</i>		2,0			1,3	0,5				0,4	1,1					3,4	7,4						0,0		17,9			
agro/pesca/minería					35,0				35,0		7,3	6,8	1,0		0,6	140,0	3,2			0,4	7,4				25,5	192,2		227,2
<i>agro y minería</i>					35,0				35,0		7,3	4,0	1,0		0,6	125,5	2,1				7,4				25,0			
<i>pesca</i>												2,8				14,5	1,1								0,5			
no identificado																												

2018 (ktep)	energía primaria									energía secundaria													total	pérdidas transformación	total					
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	superpurgas	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol				biodiésel	carbón vegetal	electricidad	total	
producción				746,8	407,0	40,1	533,7	1.563,2	114,6	3.405,4																				
importación	2.175,6	3,1	55,2					1,3		2.235,2																				
exportación																														
pérdidas	-0,5	-1,1								-1,6																				
variación inventario	26,7							0,0		26,7																				
no utilizada				-141,8						-141,8																				
ajustes			0,6					-0,1		0,5																				
OFERTA	2.201,8	3,1	54,7	605,0	407,0	40,1	533,7	1.564,4	114,6	5.524,4																				
refinerías	-2.201,8									-2.201,8	103,6	12,1			614,9		5,5	108,3	901,9	236,0	34,3	101,1	71,7				2.189,4	-12,4		
centrales eléctricas servicio público			-2,7	-605,0	-405,8	-34,8	-1,5	-111,2		-1.161,0									-68,7	-30,0						1.107,3	1.008,6	-152,4		
centrales eléctricas autoproducción					-1,2	-1,0	-0,9	-195,5		-198,6									-0,6							150,6	150,0	-48,6		
destilerías de biomasa									-68,3	-68,3													40,7				40,7	-27,6		
plantas de biodiésel									-46,3	-46,3														39,8			39,8	-6,5		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.201,8	-2,7	-605,0	-407,0	-35,8	-2,4	-306,7	-114,6		-3.676,0	103,6	12,1			614,9		5,5	108,3	832,6	206,0	34,3	101,1	71,7	40,7	39,8	1.257,9	3.428,5	-247,5		
producción											103,6	12,1			614,9		5,5	108,3	901,9	236,0	34,3	101,1	71,7	40,7	39,8	1.257,9	3.527,8			
importación											10,8	14,9			11,9	1,9			14,2	54,4	57,9	22,7				2,3	1,2	192,2		
exportación																														
búnker internacional																														
pérdidas											0,0																			
variación inventario											-2,7	1,0			-14,3	0,2			0,1	3,4	0,1	14,0	-7,2		-1,8	-0,4				
no utilizada																														
ajustes																														
OFERTA											111,7	28,2			612,6	1,9	5,4	2,4	837,8	226,2	106,2	115,6	67,3	35,7	38,9	2,3	1.024,6	3.216,8		
OFERTA BRUTA	2.202,3	3,1	55,8	746,8	407,0	40,1	533,7	1.564,4	114,6	5.667,8	111,7	28,2			612,6	2,1	5,4	3,4	837,8	228,6	106,2	115,7	71,7	38,6	39,5	2,3	1.157,1	3.360,9	5.500,9	
CONSUMO NETO TOTAL		3,1	52,0				4,3	531,3	1.257,7	1.848,4	111,7	28,2			612,6	1,9	5,4	2,4	768,5	196,2	106,2	115,6	67,3	35,7	38,9	2,3	1.024,6	3.117,5	4.965,9	
consumo propio			1,2				0,1			1,3	0,3				0,1			0,0	1,7	40,6	34,3	0,0	67,3				37,1	181,4	182,7	
CONSUMO FINAL TOTAL		3,1	50,8				4,2	531,3	1.257,7	1.847,1	111,4	28,2			612,5	1,9	5,4	2,4	766,8	155,6	71,9	115,6		35,7	38,9	2,3	987,5	2.936,1	4.783,2	
consumo final no energético		3,1								3,1																				
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			50,8				4,2	531,3	1.257,7	1.844,0	111,4	28,2			612,4	1,9	3,8	2,4	766,8	155,5	71,1			35,3	38,7	2,3	987,5	2.817,3	4.661,3	
residencial			22,3				3,5	283,5	7,6	316,9	106,6	2,2			0,3			3,7		4,6	9,3			0,0	0,2	2,3	375,5	504,7	821,6	
comercial/servicios/sector público			12,2				0,6	22,1		34,9	0,4	6,0			1,0			0,1		5,0	6,0			0,1	0,3	0,0	265,5	284,4	319,3	
transporte															604,3	1,2		2,0	600,5	0,3				34,8	30,8		0,1	1.274,0	1.274,0	
industrial			16,3				0,1	190,7	1.250,1	1.457,2	4,4	10,9			0,5				17,1	138,2	71,1			0,0	0,9		319,1	562,2	2.019,4	
agro/pesca/minería								35,0		35,0		9,1			6,3	0,7		0,4	139,6	1,7				0,4	6,5		27,3	192,0	227,0	
no identificado																														

APERTURA SECTORIAL

2018 (ktep)	energía primaria								energía secundaria													total	pérdidas transformación	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel				bioetanol	biodiésel	carbón vegetal	electricidad
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		50,8		4,2	531,3	1.257,7				1.844,0	111,4	28,2	612,4	1,9	3,8	2,4	766,8	155,5	71,1			35,3	38,7	2,3	987,5	2.817,3		4.661,3
residencial		22,3		3,5	283,5	7,6			316,9		106,6	2,2	0,3		3,7		4,6	9,3				0,0	0,2	2,3	375,5	504,7		821,6
Montevideo		20,3			55,5										1,0										152,3			
interior		2,0			228,0	7,6									2,7										223,2			
comercial/servicios/sector público		12,2		0,6	22,1				34,9		0,4	6,0	1,0		0,1		5,0	6,0				0,1	0,3	0,0	265,5	284,4		319,3
alumbrado público																									21,4			
adm. pública y defensa					2,1							3,3					0,9	1,5							18,6			
electricidad, gas y agua					0,1							0,0					0,0	0,1							11,1			
resto		12,2			19,9							2,7					4,1	4,4						0,0	214,4			
transporte													604,3	1,2		2,0	600,5	0,3				34,8	30,8		0,1	1.274,0		1.274,0
carretero													604,3				585,9					34,8	30,8		0,1	1.255,9		1.255,9
ferroviario																	0,2						0,0		0,2			0,2
aéreo														1,2	2,0											3,2		3,2
marítimo y fluvial																	14,4	0,3							14,7		14,7	
industrial		16,3		0,1	190,7	1.250,1			1.457,2		4,4	10,9	0,5				17,1	138,2	71,1			0,0	0,9		319,1	562,2		2.019,4
frigoríficos		0,2			34,5	5,1					0,1	0,5					1,6	3,8							28,4			
lácteos		1,1			19,4						0,5	2,3					0,2	18,9							14,4			
molinos		0,0			15,1	35,1					0,2	0,1					0,7								10,0			
otras alimenticias		6,3			26,1	27,3					1,1	2,9					3,8	1,7							20,1			
bebidas y tabaco		0,1			11,3	12,0					0,7	0,6					0,3	0,7							11,1			
textiles		0,2			8,3						0,0	0,0					0,3	0,6							2,7			
cuero		0,7			8,1						0,0	0,0					0,3	0,2							3,7			
madera		0,0			2,2	102,7					0,0	0,7					2,8								14,6			
papel y celulosa		2,2			37,9	1.057,5					0,0	0,6					1,3	99,3							114,6			
química, caucho y plástico		0,9			24,3	7,0					0,8	1,1					0,8	4,0							70,0			
cemento		1,8			2,4	3,1					0,2						1,7	0,8	71,1						10,5			
otras manufactureras y construcción		2,8			1,1	0,3					0,8	2,1					3,3	8,2							19,0			
agro/pesca/minería					35,0				35,0			9,1	6,3	0,7		0,4	139,6	1,7			0,4	6,5			27,3	192,0		227,0
agro y minería					35,0				35,0			9,1	4,0	0,7		0,4	124,1	1,7					6,5		26,8			
pesca													2,3				15,5								0,5			
no identificado																												

BALANCE ENERGÉTICO 2018

*ENERGY
BALANCE 2018*

ANEXO III. DIAGRAMAS DE FLUJO

*ANNEX III.
FLOW CHARTS*



DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

1965
 10³ tep / toe

Nota/Note:
 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.

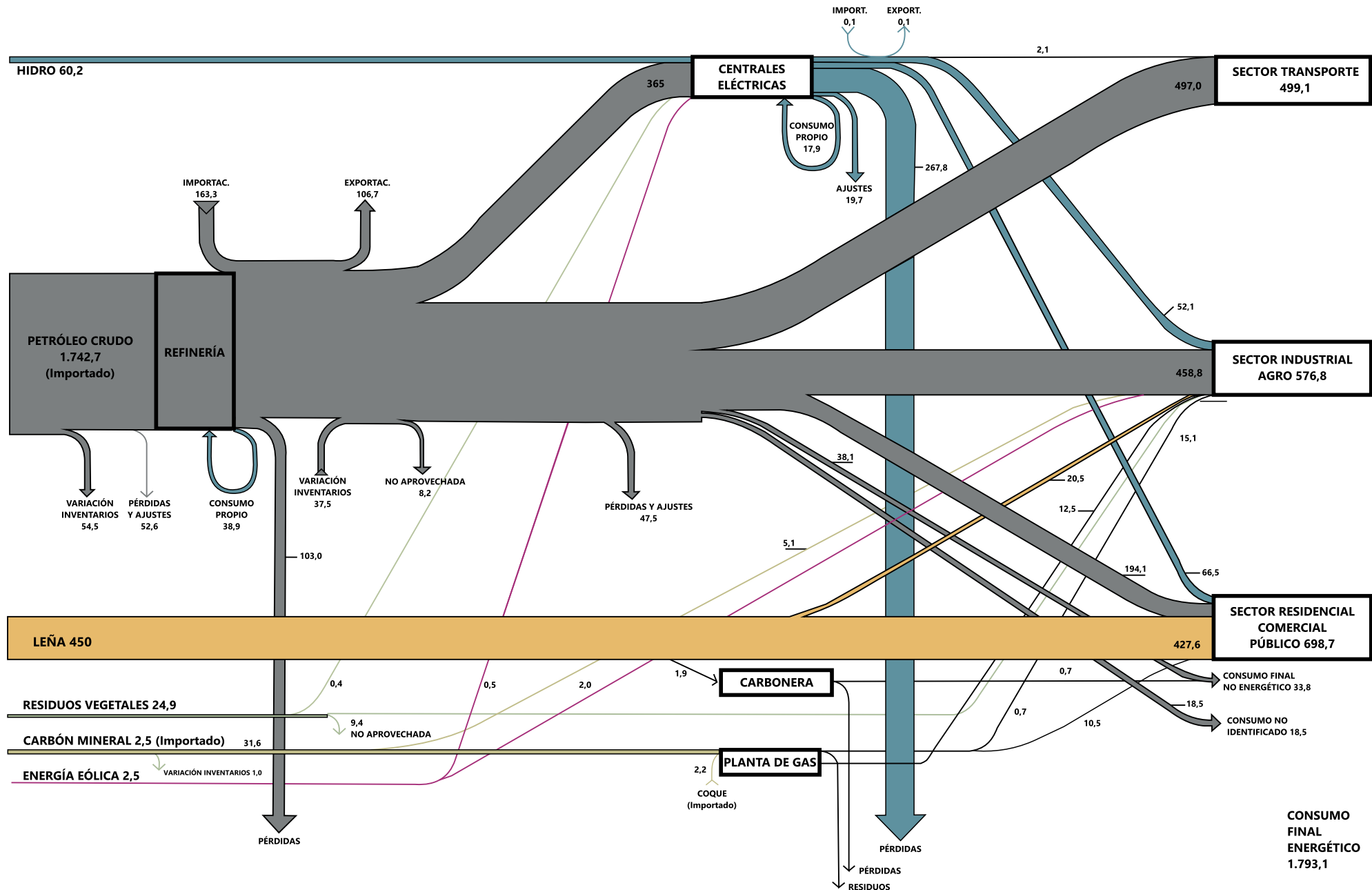


DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

1980
 10³ tep / toe

Nota/Note:
 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.

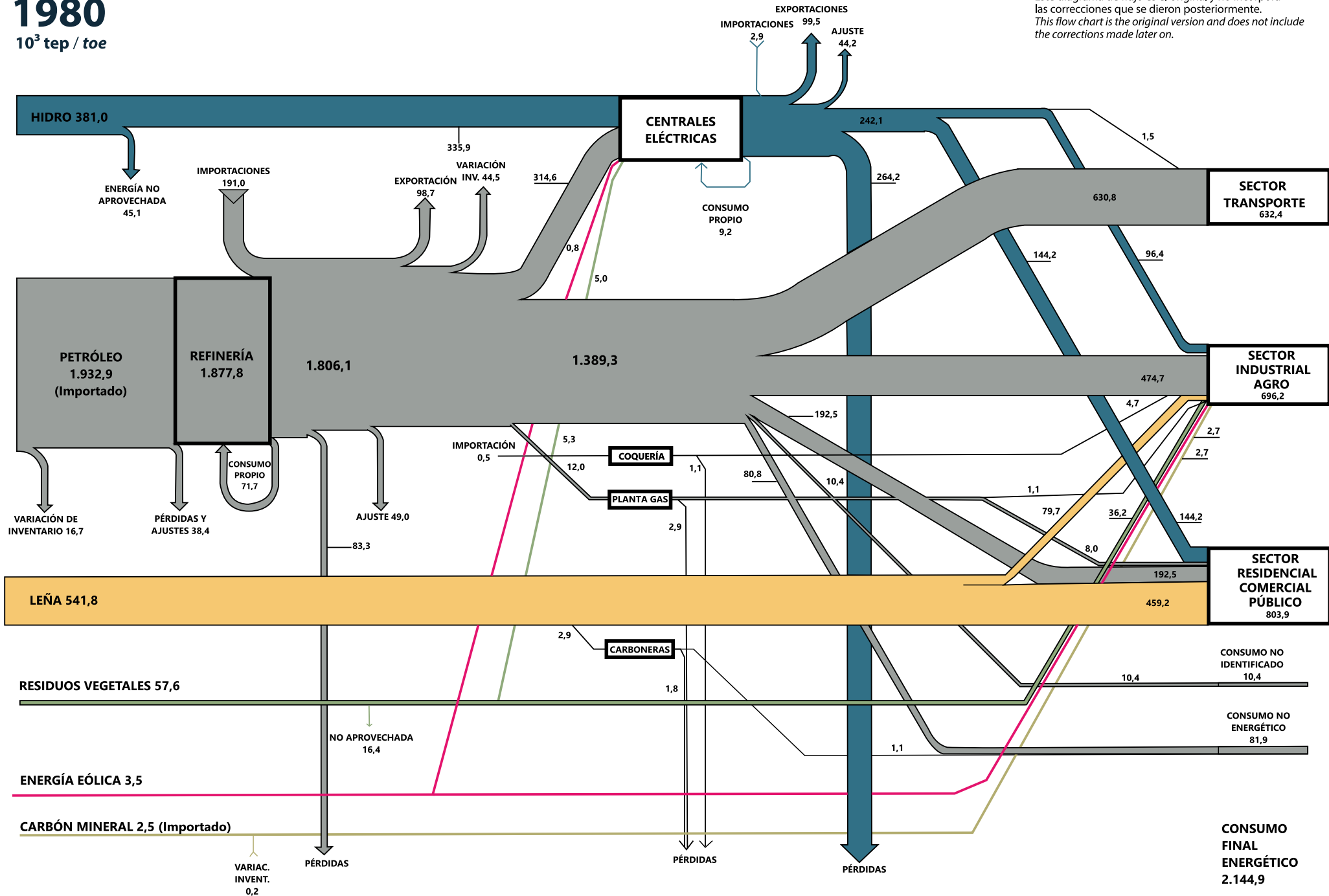


DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

1996

ktep / ktoe

Nota/Note:
 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.

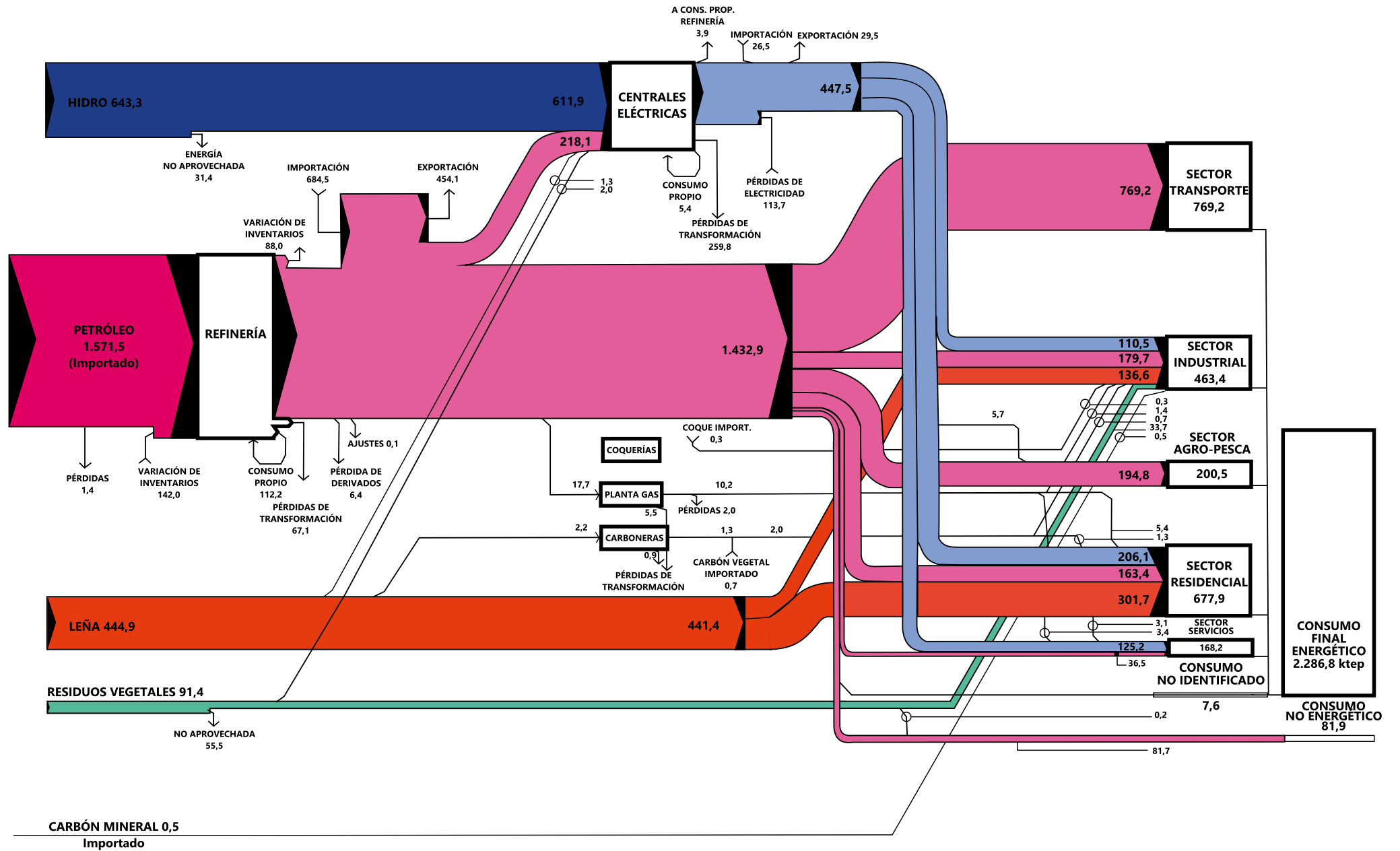


DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

2005

ktep / ktoe

Nota/Note:
 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.

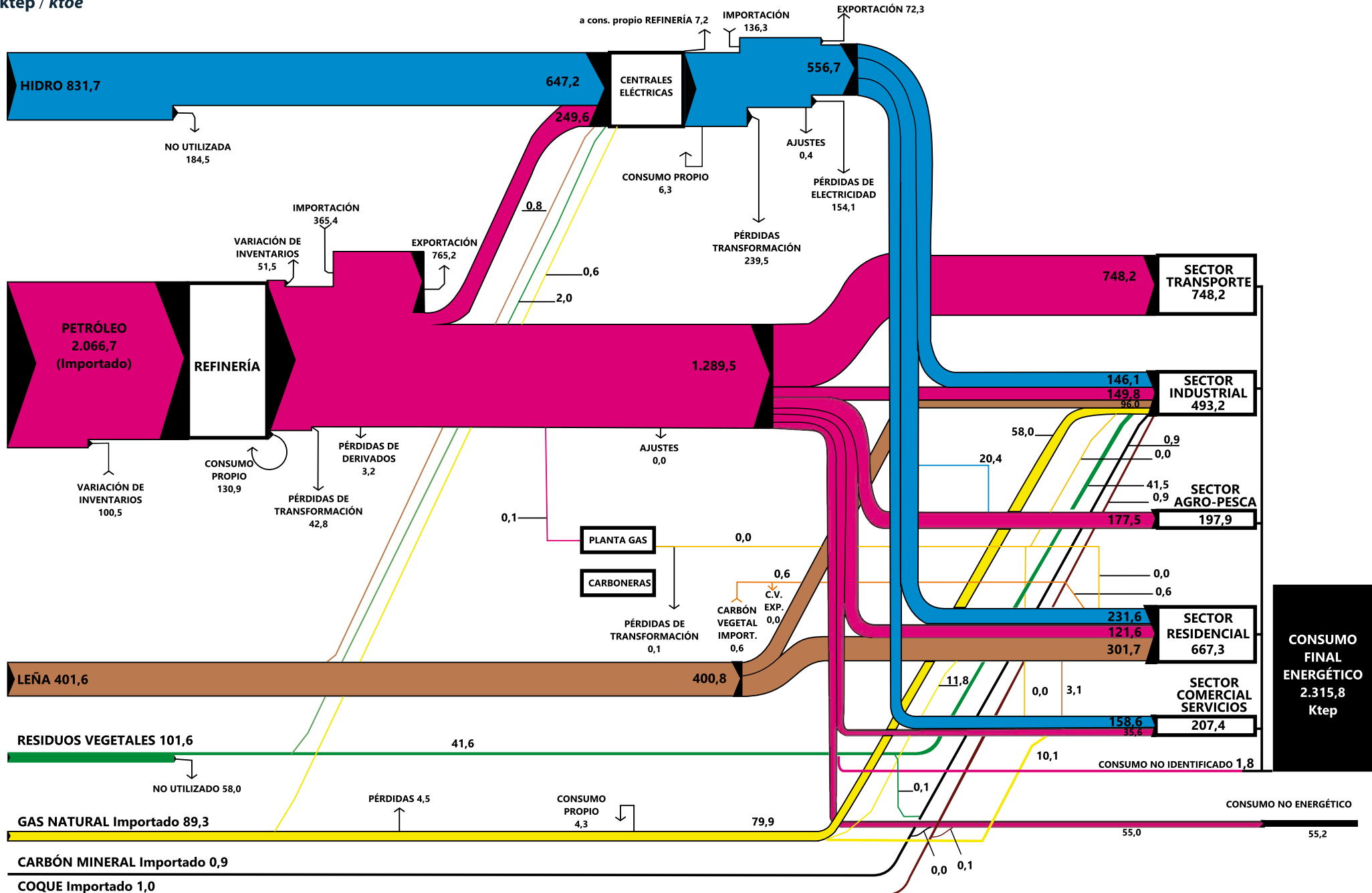


DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

2010

ktep / ktoe

Nota/Note:
 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.

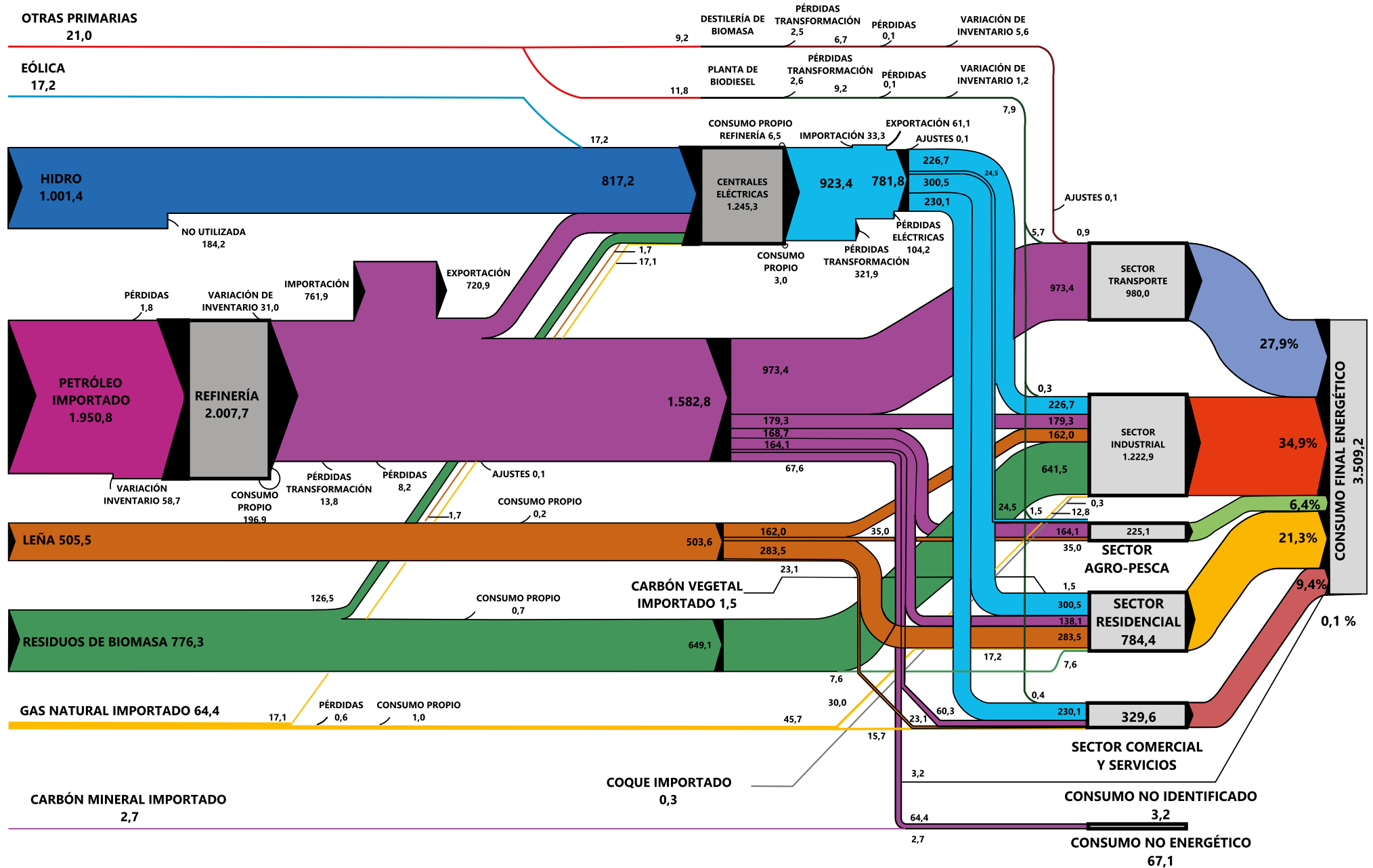
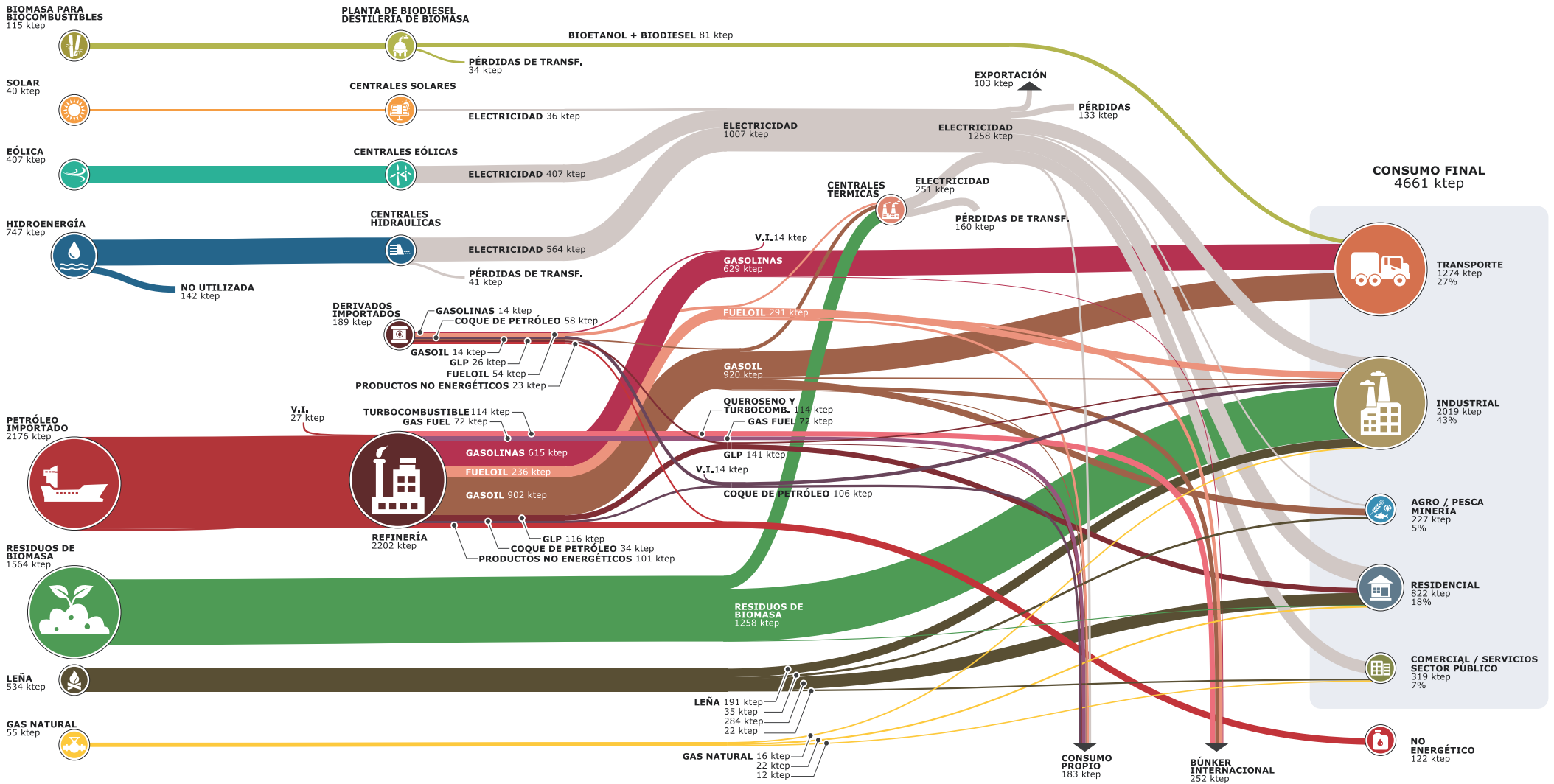


DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

2018

ktep / ktoe

Nota/Note:
 Se representan los principales flujos energéticos.
 Only main energy flows are represented.





Balance Energético 2018
Energy Balance 2018

Dirección Nacional de Energía
Planificación, Estadística y Balance

info.estadistica@miem.gub.uy

www.miem.gub.uy/energia