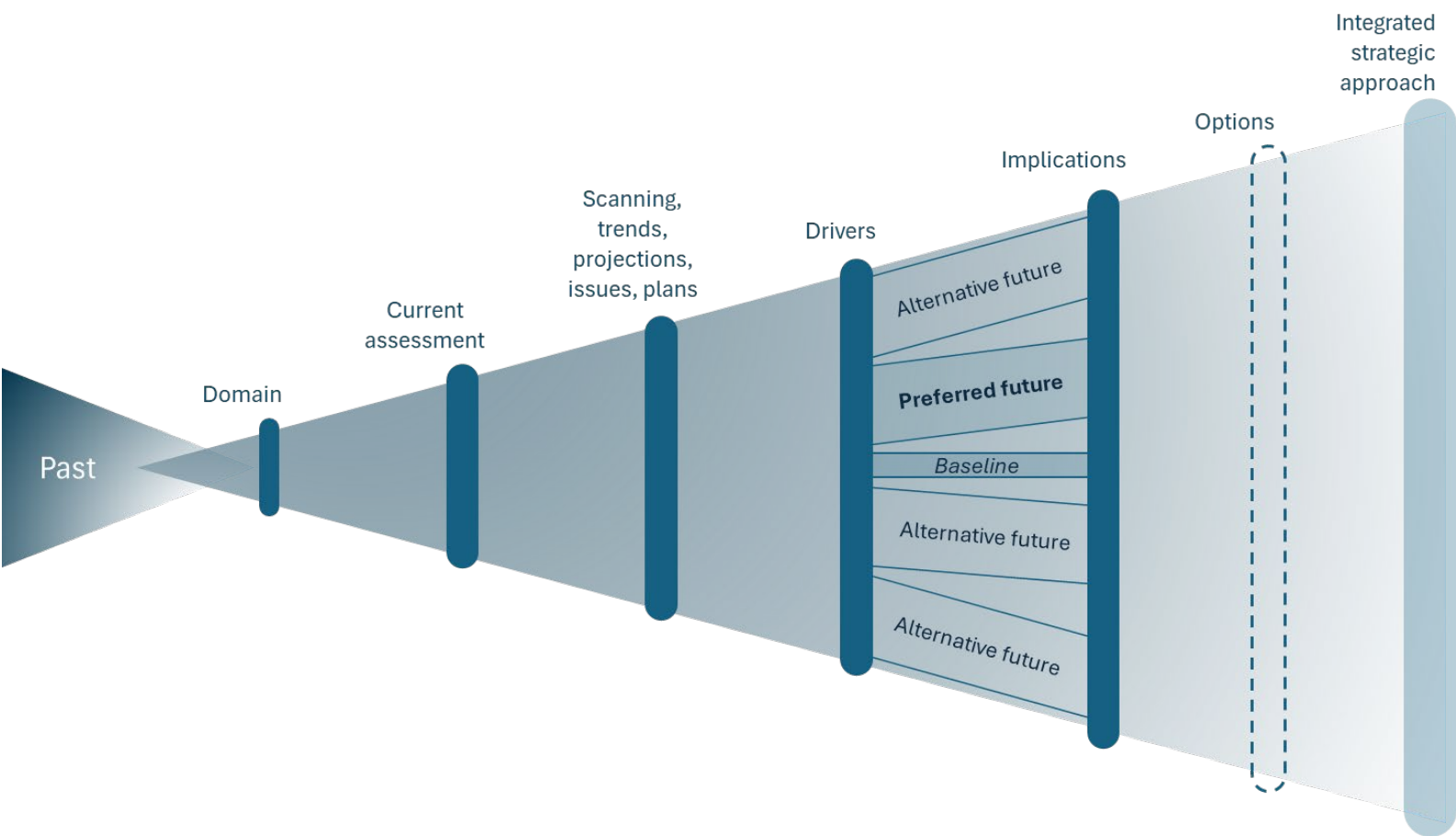


CN50

SCENARIO

2024 update



Copyright © DGEG 2025 | This publication and materials featured herein are the property of the Directorate-General for Energy and Geology (DGEG) of Portugal, and are subject to copyright by DGEG. However, materials in this publication may be freely used, shared, copied, reproduced, printed and/or stored, provided that all such material is clearly attributed to DGEG.

Disclaimer | This is a research document. The materials featured herein are provided “as is”. All reasonable precautions have been taken to verify the reliability of the material featured in this publication. Neither DGEG nor any of its officials, agents, data or other third-party content providers provide any warranty, including as to the accuracy, completeness or fitness for a particular purpose or use of such material, or regarding the non-infringement of third-party rights, and they accept no responsibility or liability with regard to the use of this publication and the material featured therein. The views explicit or implicit herein do not represent positions of DGEG, the Secretary of State for Energy, or the Ministry of Environment and Energy, nor are they an endorsement of any project, product or service provider.

Citation | DGEG (2025). *CN50 scenario – 2024 update. Carbon Neutrality in the Portuguese Energy Sector by 2050*. DEIR Studies on the Portuguese Energy System 008. Directorate-General for Energy and Geology, Division of Research and Renewables, Lisbon, Portugal. February 2025. 45 pp.

Date February 6, 2025
Author Ricardo Aguiar
Editor Direção-Geral de Energia e Geologia
Addresses DGEG, Division of Research & Renewables
Av. 5 de outubro 208, 1069-203 Lisboa, Portugal
Web www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/investigacao-e-inovacao/publicacoes-relatorios-estudos/

Index

1.	INTRODUCTION	4
1.1.	THE CN50 SCENARIO	4
1.2.	THE NATIONAL ENERGY-EMISSIONS MODEL JANUS	4
2.	SCENARIO OVERVIEW	6
2.1.	STORYLINE OF CN50	6
2.2.	MAIN INDICATORS	13
3.	ENERGY DEMAND	19
3.1.	NATIONAL ENERGY DEMAND	19
3.2.	ENERGY DEMAND AT ECONOMIC SECTORS	22
4.	ENERGY TRANSFORMATION	27
4.1.	BIOMASS	27
4.2.	ELECTRICITY	28
4.3.	STORAGE AND TRANSMISSION	31
4.4.	HYDROGEN	31
4.5.	RENEWABLE FUELS OTHER THAN HYDROGEN	33
4.6.	GRID GASES	34
4.7.	GASOIL	35
4.8.	GASOLINE	36
4.9.	JET FUEL	37
4.10.	MARINE FUEL	38
4.11.	COGENERATION HEAT	38
5.	GHG EMISSIONS	39
6.	CCUS	41
7.	DIFFERENCES BETWEEN CN50 AND WAM	43
	REFERENCES	45

1. Introduction

1.1. *The CN50 scenario*

The «Carbon Neutrality by 2050» scenario, for short «CN50», is designed to support Portuguese public policies in energy emissions, with a goal of reaching carbon neutrality of the energy sector by 2050.

It is prepared by the Division of Studies, Research and Renewables of DGEG and updated every year since 2020 with the latest available energy statistics, as well reviewed objectives and targets of EU and Portuguese public policies.

Previous versions of this scenario were used to support the first edition of National Energy and Climate Plan for 2021-2030 (NECP), the National Strategy for Hydrogen (EN-H2), and the Action Plan for Biomethane (PAB). CN50 is being used as well as for numerous reporting obligations of the Portuguese State, for research studies, and for answering numerous national and international information requests submitted to DGEG.

For the current update, 2022 is the base year (i.e. last one with historical records). Exceptionally, as 2024 has also seen the revision of the NECP, the assumptions for 2023-2030 were aligned with those of NECP's «With Additional Measures» scenario (WAM), through a mutual adjustment process. Nevertheless, be aware that some differences in WAM and CN50 projections up to 2030 do exist, see section 10 for details.

Yearly data is presented every two years until 2050, for the most important inputs and outputs of the scenario. More detailed data is available upon request.

1.2. *The national energy-emissions model JANUS*

In the last few decades, the activities of energy planning by the Governments have increased in complexity as well as in time range. Increased complexity arises mainly from the availability of more detailed statistical and survey data for the energy demand sectors, and from a broader range of technologies at the energy supply side, in particular those relying on intermittent renewable energy sources. The time horizon for planning has also been increasing, as response to the planning needs regarding deployment of new energy technologies that must consider learning curves, as well as the appearance of medium and long-term public policy targets, mostly related to climate change mitigation. In this context short term projections of historical data – the main tool up to a near past – are of little value because they implicitly assume slow innovation rhythms. Another aspect that has changed the landscape of energy planning is the acceleration of planning cycles, trying to keep up with the swift innovation pace of technologies and policy views, that occur at the current fast change phase of the energy paradigm transition. Such rapid change of structure and technological mix of the energy sector invalidates simple projections. By all these reasons, numerical modelling of the energy sector has become essential nowadays.

In the European Union, different Member States have implemented their own energy sector models, and the European Commission itself has sponsored the construction of Europe-wide models that are used in energy planning at the European level, as well as at national level for Member States that do not yet have that kind of modelling capacities. Such is the case of the well-known PRIMES /GEM-E3 models (IEA, 2020). Meanwhile,

until very recently, in Portugal the Public Administration did not own such a model with national capacity energy planning, having to rely on tools of the European Commission, of utilities and of consultants. Regarding the later, for medium and long-term energy planning in the last two decades, the Public Administration has relied heavily on the TIMES_PT model, an adaptation of PRIMES for Portugal, that is run by the Faculty of Sciences and Technology of the Nova University of Lisbon, or by a related spinoff, currently CENSES (NOVA, 2019). This model searches for cost-optimal solutions under constraints such as targets and emission ceilings.

A new cycle of integrated energy and emissions planning of the European Union called on the Member States to each develop a NECP, detailed up to 2030 but also with a view for 2031-2040. These plans had to be assembled and delivered until the end of 2019, and required the construction of two main scenarios, With Existing Measures (WEM), and With Additional Measures (WAM), the later containing the new policies and measures of the NECP.

It was realized at the time that although there were many national electricity system models in the Portuguese academic institutions, only TIMES_PT could address the entire scope of the national energy system (viz. demand, resources, transformation, storage, transmission). So, the Portuguese public administration had no alternative solutions for consultancy, or for assessing scenarios for Portugal based on TIMES_PT or European models such as PRIMES.

To support the assembling of the Portuguese NECP, the Secretary of State for Energy has decided then to take advantage of this opportunity to ask the Directorate-General for Energy and Geology (DGEG) to mount a first in-house national energy-emissions model. It was named JANUS, after the Roman god that simultaneously looks to the past and to the future.

JANUS was developed by the Division of Studies, Research and Renewables of DGEG (Aguar et al., 2022). It is mounted over the Long-range Energy Alternatives Planning System, or LEAP (Heaps, 2016). It is a bottom-up energy modelling tool, enabling the modelling of the various energy demand, transmission, and transformation technologies. Although LEAP can be run searching for cost-optimal solutions in the same way as TIMES_PT, it was found more useful to run it instead in a backcasting mode. The scenario design starts from public policy targets such as renewable energy shares, GHG ceilings, energy efficiency obligations, and allows only a certain set of technological value chains to be active. Economic analysis is performed but it is not exclusive nor even determinant in selecting the more interesting scenarios, as environmental targets and security of supply are considered priorities. JANUS has two satellite stock models, one for road vehicles and another for buildings. The JANUS version 5.5 has been used to develop the current CN50 update.

DGEG is a member of IRENA's Long Term Energy Scenarios Network (LTES), which has been important for increasing the sophistication of the JANUS model.

2. Scenario overview

2.1. Storyline of CN50

CN50 follows the general long-term approach set forth by the Roadmap for Carbon Neutrality 2050 (RNC), namely deep electrification of the energy use, complemented by biomass. However, the CN50 approach differs from RNC in some respects, that will be mentioned hereafter as adequate (again, see section 10 for even more details).

In CN50, energy demand is basically under the opposite influences of economic activity growth and energy efficiency (including normal renovation of equipment stocks as well as technological progress). There are two phases of evolution of the demand, as can be appreciated in Figure 1.

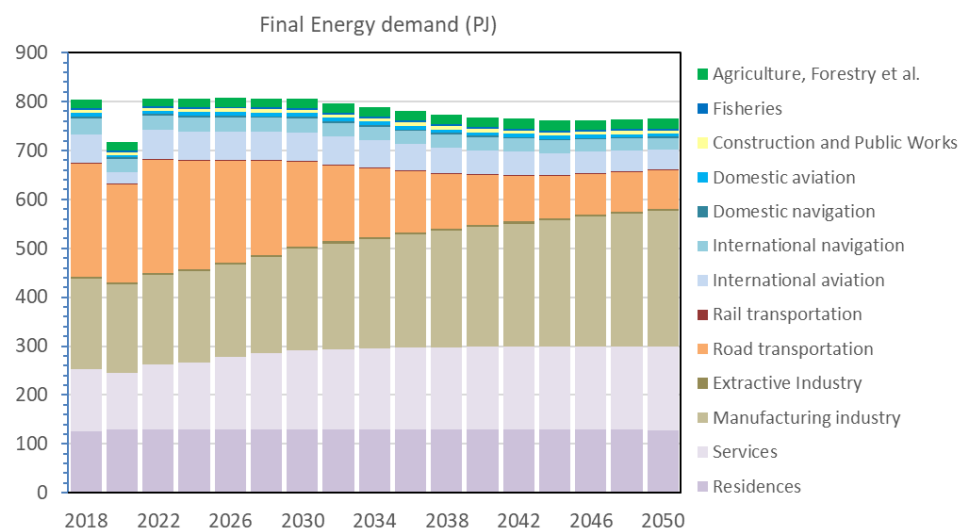


Figure 1. Final energy demand by activity sector

In a first phase, up to 2032, road transportation is rapidly electrified, yielding a large reduction of demand. At the same time, demand grows steadily at industrial and services' sectors. Demand at other sectors also grows but in a more moderate way. The overall result is a stagnation of the final energy demand, with a slight reduction of primary energy demand because of electrification.

In a second phase, the demand stagnates in minor sectors, like agriculture and construction. However, it increases markedly in services because of new data centres, as well as in industry because of new industries attracted by the availability of renewable hydrogen, including chemical plants and production of green iron and steel. In addition, increased satisfaction of thermal comfort needs in buildings, translates in more use of energy for space heating and cooling (especially the later). As a result, despite efficiency gains from the viewpoint of energy intensity, the overall energy demand decreases only slightly, to finally stagnate again near 2050.

The evolution of final energy demand from the viewpoint of fuels is illustrated in Figure 2. The most important feature is the phase-out of fossil fuels. This progresses swiftly for LPG (butane, propane, ...), for petroleum coke, and for marine fuel-oil. Regarding natural gas, the decarbonization progresses by a large reduction in the activity of combined cycle natural gas (CCNG) thermoelectric power plants; elimination of most natural gas-based cogeneration systems; electrification of end uses in buildings and industry; and blending with biomethane and renewable hydrogen. The later solution is an example of indirect electrification in CN50, a major difference to RNC. Hard-to-abate fossil fuel combustion cases, like industrial processes with temperatures above 200 °C or maritime navigation, are not handled by direct electrification of the equipment, but via renewable hydrogen obtained from water electrolysis (and full renewable electricity), as well as derived synthetic fuels such as methane, methanol, ammonia, jet fuel, etc., collectively designated as renewable fuels of non-biological origin (RFNBO). This requires extensive use of technologies for capturing and reutilizing CO₂ (CCU - carbon capture and use).

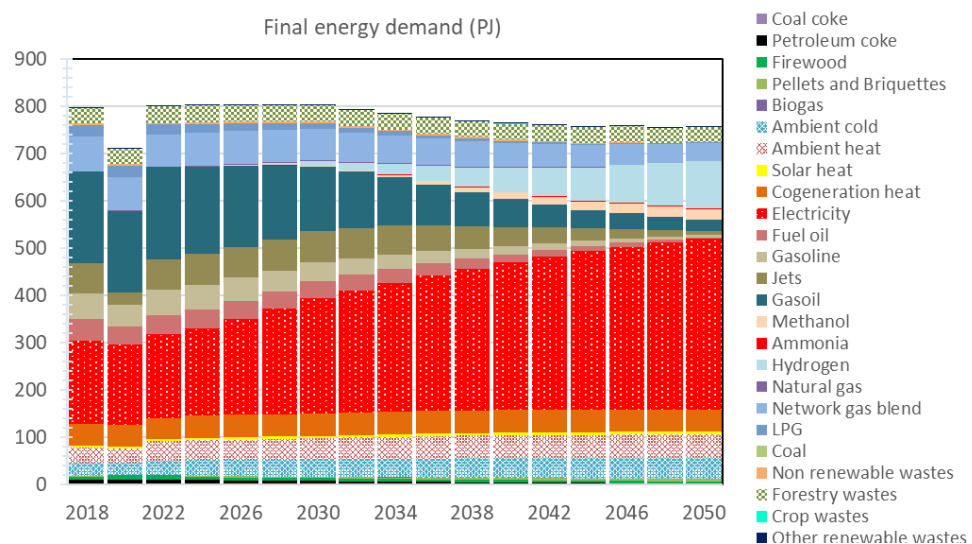


Figure 2. Final energy demand by energy vector

In the cases of road gasoline and gasoil, marine fuel-oil, and aviation jets, the phase-out progresses more slowly. This is caused by the low renovation pace of large stocks of vehicles powered by those fuels, of which significant numbers persist by 2050. In these cases, biofuels are the main decarbonization strategy. However, the suitable and technically exploitable biomass resources available at national level come out not enough to attend all end uses; and so, the result is an increase of the imports of biomass feedstocks. This is a major difference of CN50 in respect to RNC, that assumes larger exploitable domestic biomass resources.

A complementary strategy to decarbonization of transportation fuels is to blend RFNBO with fossil fuels. CN50 foresees this solution for jet fuels, but not for gasoline and gasoil. For the later, it specifies nearly stable volumes of road biofuels are incorporated. This leads to a very large increase of their share in the fuel composition, as the volumes of road gasoil and gasoline consumed start to decrease markedly around 2040.

In contrast with the phase-out of these fossil fuels, the consumption of RFNBO fuels increases, especially hydrogen, but also methane, methanol and ammonia. Biomass is also used more, but as said before, this is limited by availability.

In general, this evolution of the demand volumes and structure is met by renewable electricity, either directly or indirectly. In CN50, the installed capacity for renewable electricity production in power plants to satisfy final electricity demand (see Figure 3) increases rapidly at the offshore wind and solar photovoltaic (PV) technologies, as also onshore wind power, albeit at a more moderate pace. Other technologies such as wave power, geothermal power, and concentrated solar power provide smaller contributions for capacity growth. Hydropower, biomass and cogeneration stagnate relative to the base year. Coal has already been phased out, and small fuel-oil and gasoil plants continue in operation in some of the Atlantic Islands until 2040 but then also disappear. Regarding energy storage capacity – that helps when handling seasonal and daily weather variability – batteries see a large increase, while hydro pumping stagnates (but is used more).

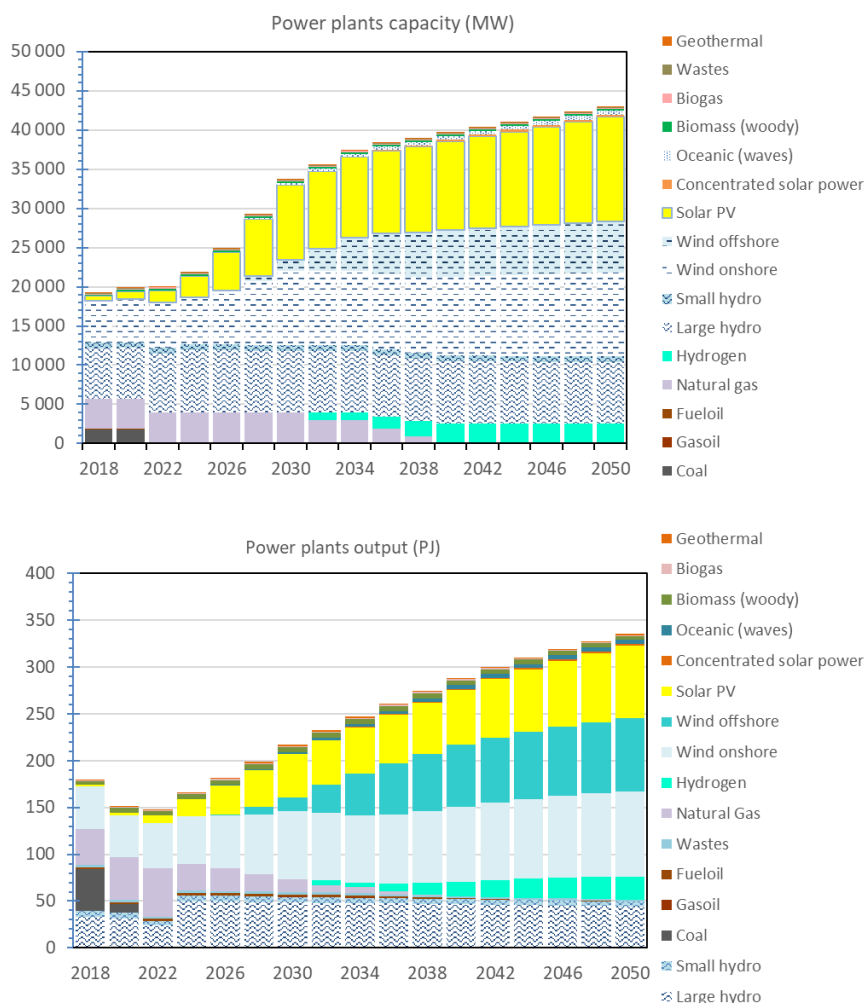


Figure 3. Capacity and production of power plants feeding in the national grid

Meanwhile, self-consumption of electricity from small, dispersed PV systems is foreseen to grow rapidly until 2035 but enter in saturation afterwards (see Figure 4, but notice the changes in vertical scale).

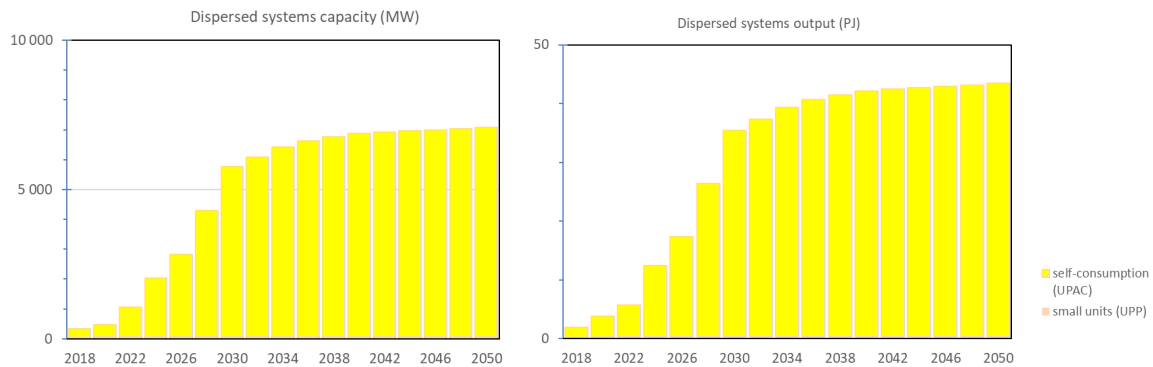


Figure 4. Capacity and production of self-consumption PV systems

Regarding cogeneration, dominated by the manufacturing industry (see Figure 5), a decrease in installed capacity is expected, consistent with the phase out of fossil fuels and electrification. By 2050 the remaining capacity should mostly correspond to black liquor-based cogeneration in the pulp & paper sector. However, this decrease in capacity is compensated by more intense use.

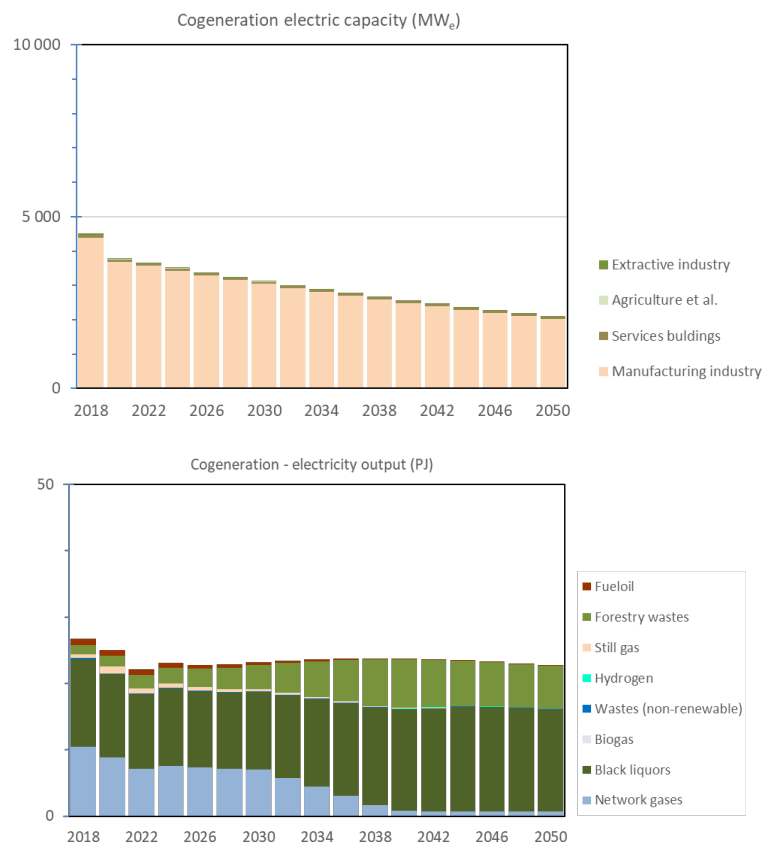


Figure 5. Electrical capacity by sector and production of cogeneration by input fuel

A fourth aspect of the electricity production ecosystem regards the power plants that assist production of renewable hydrogen and derived RFNBO, see Figure 6. The installed capacity is foreseen to grow rapidly and reach values comparable to those assisting the national grid, see Figure 7.

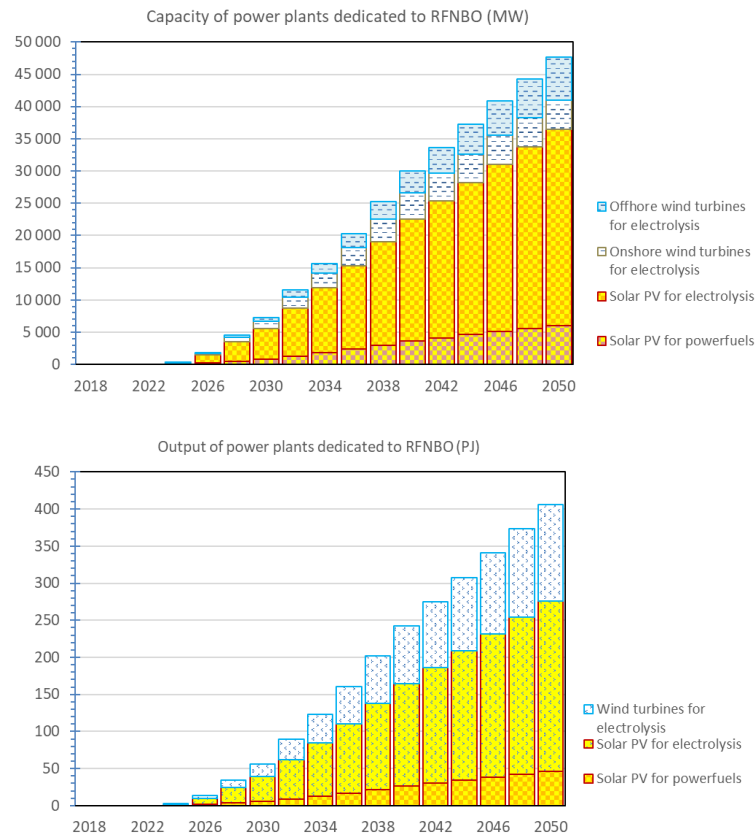


Figure 6. Capacity and production of power plants dedicated to RFNBO production

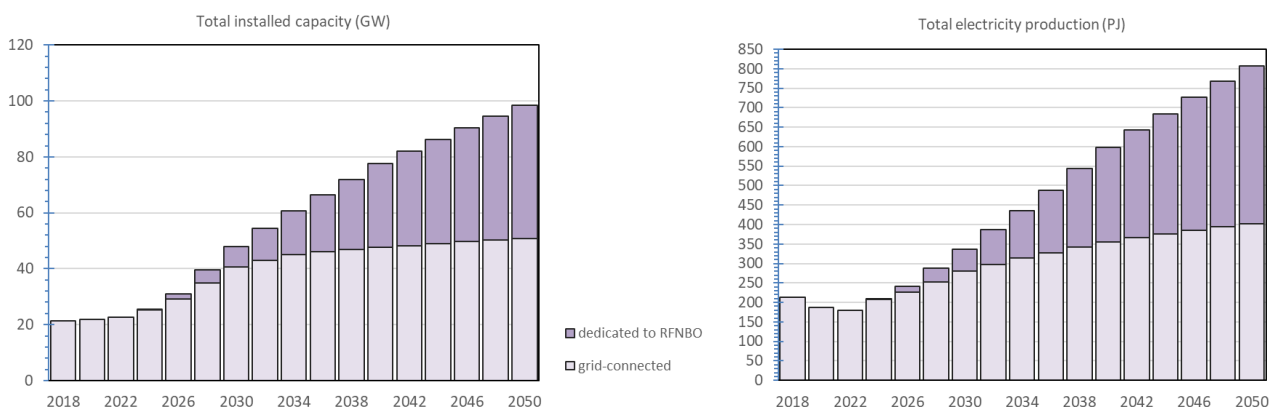


Figure 7. Capacity installed for attending intermediate and final electricity consumption

In combination, these features of demand and supply lead to the reduction, and finally to the disappearance, of imports of electricity, natural gas, and biomass feedstocks.

For the petroleum refining activity, phase out of fossil fuels also implies that the imports of crude oil and refinery feedstocks diminish, as well as the exports of gasoil, gasoline and jet fuels, among others. Eventually, around 2045, the refinery activity is predicted to cease being economically viable, which means that the residual needs for fossil fuels become satisfied only by imports. However, this is more than compensated by the exports of RFNBO by the same time as well as by the ongoing process of repurposing the oil refinery to an advanced biorefinery and a producer of RFNBO. The overall result – see Figure 8 – is to transform the Portuguese economy from strongly dependent on energy imports to net exporter of energy products.

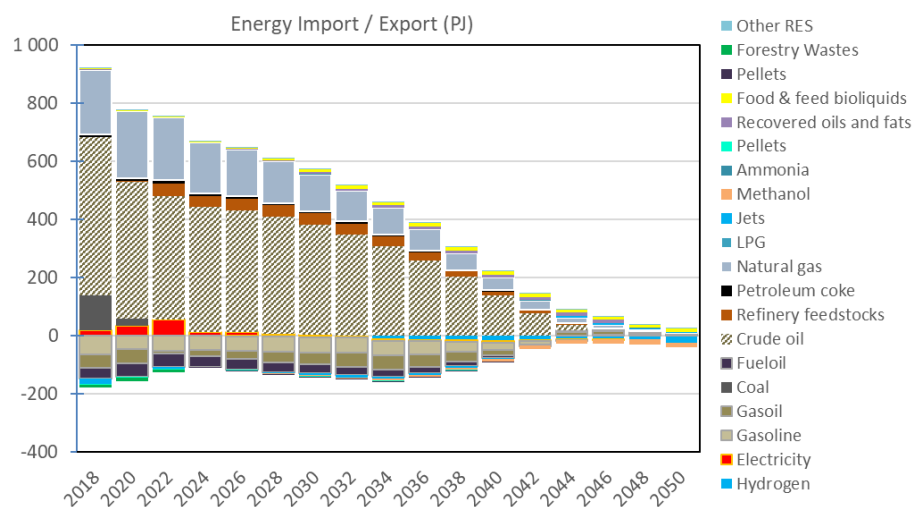


Figure 8. Energy imports and exports

Regarding fossil GHG emissions, CN50 foresees an almost linear decline until 2050, down to 6% of the 2005 reference level. While RNC compensates for residual emissions essentially via biological sinks of CO₂, CN50 specifies geological storage of CO₂ (CCS, i.e. carbon capture and storage). This strategy follows from the recent realization that the potential of Portuguese biological sinks is lower and at more risk from climate change than considered at the time RNC was conceived. Geological storage in CN50 is adjusted to start being used by 2045 and yield the carbon neutrality target in the energy sector by 2050, see Figure 9. A scenario of carbon neutrality anticipated to 2045 (a «CN45») is easily obtained by starting CCS sooner.

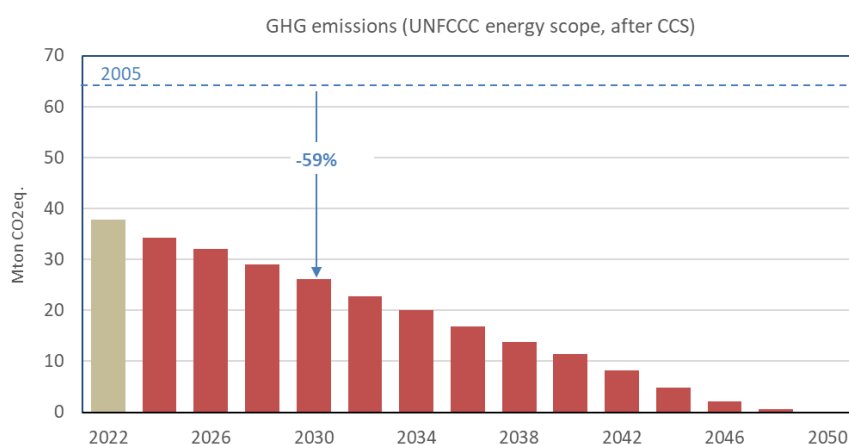


Figure 9. GHG emissions from the energy sector

An unanticipated feature of CN50 was the difficulty of obtaining CO₂ for CCU and CCS, past 2040. This is because most large, fixed CO₂ emitters, disappear from the energy system or are emitting only low amounts. It is the case of fossil cogeneration, CCNG power plants, and large industrial boilers. Note that the combustion of RFNBO is done at small, disperse sources, so the CO₂ it emits is non-recoverable in practice, at least with current technologies. The remaining sources of capturable CO₂ in the future highly decarbonized energy system end up being mostly biomass-based power plants and cogeneration, as depicted in Figure 10.

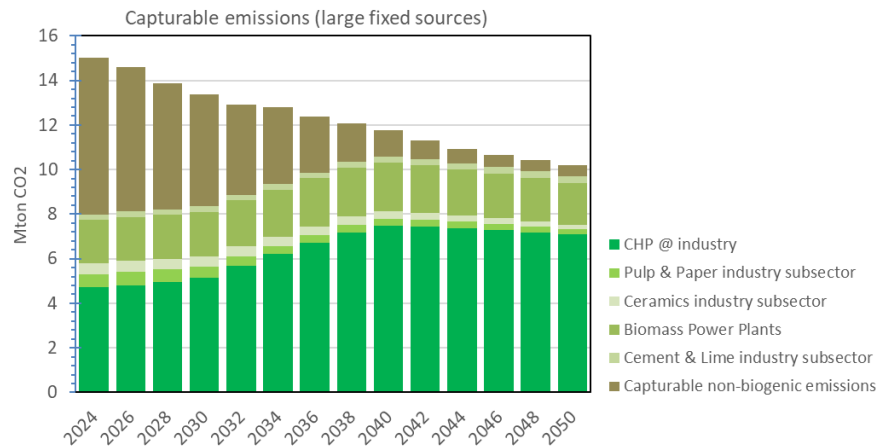


Figure 10. Capturable CO₂ emissions

These emissions are not enough to keep the CCU system running plus supplying the CCS needs; therefore, Direct Air Capture (DAC) technologies need to be used after about 2040, as illustrated in Figure 11.

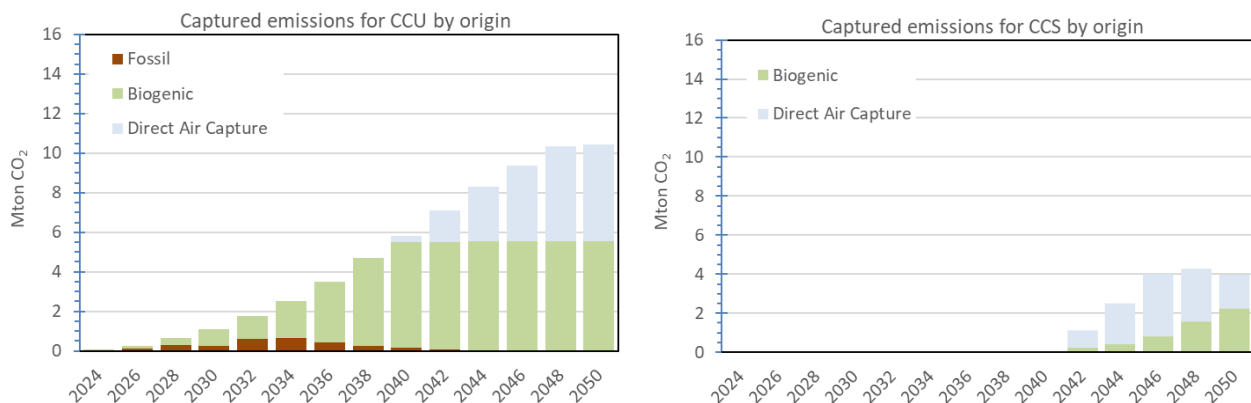


Figure 11. Captured emissions for CCU and for CCS, by type

CCU strongly dominates over CCS, as depicted in Figure 12. The annual quantities to be stored by CCS are much smaller than the capacity of Portuguese geological reservoirs, peak at about 4 Mton CO₂ by 2048, and diminish rapidly with the passing of time.

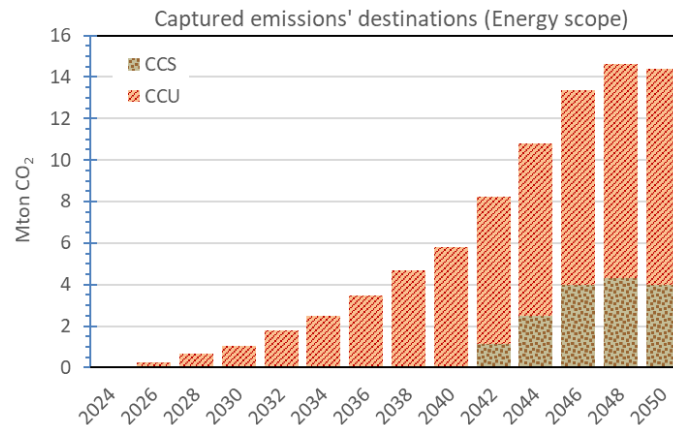


Figure 12. Emissions destined for CCU and for CCS

Finally, it is remarked that although CN50 focus on the energy system, it has several ties with non-energy sectors. First, it specifies biomethane production as preferred solution for handling emissions from crop, livestock, agro-industrial, and urban wastes. Second, it addresses the supply of several non-energy products: RFNBO type lubricants, plus renewable hydrogen and ammonia to be used in the chemical industry to progressively substitute LPG and other fossil inputs. Third, it also estimates additional CCS needs for nearly compensating the process emissions from the cement industry.

Additional details of CN50 are provided in the following sections.

2.2. Main indicators

The qualitative description of the CN50 scenario is hereafter completed with a set of quantitative indicators, provided in Tables 1 to 17. Mainly the Tables are self-explanatory, but some remarks are also made when adequate.

Table 1. Indicators of national energy consumption

	2022	2030	2040	2050
Primary Energy Consumption [PJ]	895	914	872	907
vs. EU Reference Scenario 2020	+28%	+31%	+25%	+30%
Final Power Consumption [PJ]	741	737	696	693
vs. EU Reference Scenario 2020	+23%	+23%	+23%	+23%
Gross final electricity consumption [PJ]	51	68	87	100
H2 in final power consumption	0%	2%	10%	19%
National energy dependence	67%	48%	15%	-1%

Indicators for primary energy consumption in the EUROSTAT standard cannot be not provided because the modelling considers biomass resources and ambient energy also as primary energy sources. Future versions of CN50 will address this issue.

The 2030 target for final energy of the EED Directive is -11.7% compared to the baseline (i.e. EU 2020 Reference Scenario) but it is not achievable due to new industries. The additional annual electrical consumption required by these industries includes 2 TWh for new chemical plants and 10.4 TWh for new data centres.

Table 2. Net imports of fuels [PJ]

	2022	2030	2040	2050
Oils	454	426	155	2
Natural gas	207	127	43	0
Diesel	4	-41	-19	4
Petrol	-52	-53	-24	1
Fuel oil	-48	-31	-10	3
Jets	5	-6	-3	1
GPL	40	19	6	1
Bioliqids and biofuels	17	30	45	29
Hydrogen		-5	-20	-24

Table 3. Net electricity imports

	2022	2030	2040	2050
Electricity [TWh]	32	0	-1	-1
Imports vs. gross consumption	14%	1%	-1%	-1%

Table 4. Renewable energy quotas

	2022	2030	2040	2050
Renewables in gross final energy consumption	34%	66%	86%	95%
Electricity sector	58%	85%	96%	98%
Heating & Cooling sector	43%	82%	94%	99%
Transport sector	9%	29%	66%	91%
Renewable H ₂ in final energy consumption	0%	100%	100%	100%

As mentioned before, CN50 is aligned with the WAM scenario of the NECP until 2030, and so it complies with NECP's national target of 51%, as well as with the sub-targets for electricity (80%), heating and cooling (51%) and transports (29%). Note that these NECP targets are conservative as the WAM scenario actually provides larger renewable energy shares (except for transportation), like CN50 does.

Regarding hydrogen, note that there are currently no statistical data on hydrogen use in industry as final energy, but it is assumed to be very low. Hydrogen produced in the oil refinery from natural gas (“steam reforming”) does not count as final energy as it is consumed in the refinery processes. However, CN50 specifies progressive substitution of this fossil hydrogen by renewable hydrogen, in alignment with the plans of this industry.

Table 5. GHG Emissions Management [Mton CO₂]

	2022	2030	2040	2050
CCU: CO ₂ capture for RFNBO synthesis		1	6	10
without CCS (counterfactual)				
National GHG emissions	56,4	40,4	25,6	18,4
<i>reduction compared to 2005</i>	35%	53%	70%	79%
GHG emissions in the Energy sector	37	25	10	3
<i>reduction compared to 2005</i>	42%	61%	84%	95%
with CCS (CN50 scenario)				
CCS: CO ₂ geological sequestration				2,3
CCUS: all-purpose CO ₂ capture		1,0	5,2	12,8
<i>of which of fossil origin</i>		0,4	0,4	0,4
<i>of which direct air capture</i>			1,7	5,0
<i>of which biogenic</i>		0,6	3,2	7,4
<i>N.B. capture rate of large, fixed sources of CO₂</i>		8%	30%	76%
GHG emissions in the Energy sector	37	25	11	1
<i>reduction compared to 2005</i>	42%	61%	83%	99%

Table 6. Installed electricity production capacity [GW]

	2022	2030	2040	2050
Hydro	7,1	8,6	8,6	8,6
<i>of which reversible</i>	3,6	4,0	4,0	4,0
Wind	5,6	12,6	23	28
<i>of which onshore</i>	5,6	10,5	14,1	15,1
<i>From which offshore</i>	0,025	2,1	9,4	13,3
Solar Photovoltaic	1,7	21	41	57
<i>of which centralized</i>	1,1	15,2	33,8	49,9
<i>of which decentralized</i>	0,6	5,8	6,9	7,1
Concentrated Solar Thermal	0,0	0,0	0,2	0,3
Biomass and Biogas	0,34	0,36	0,36	0,36
Other renewables (waste)	0,09	0,10	0,10	0,10
Geothermal (conventional)	0,03	0,05	0,05	0,05
Ocean waves	0,00	0,20	0,43	0,50
Fuel Oil/Diesel	0,17	0,17	0,09	0,03
Natural gas	3,8	3,8	0,0	0,0
Hydrogen		0	2,5	2,5
Battery banks		2,0	2,0	2,0
Cogeneration – thermal power	25,5	25,1	24,5	24,1
Cogeneration – electric power	8,5	8,4	8,2	8,0
Coal	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0

Note that CCNG power plants are discontinued by 2030 in CN50, in line with the goals of the Portuguese Climate Law but their role as security of supply providers is taken off by hydrogen fuel cells (or perhaps turbines) and storage.

Table 7. National indicators for transport

	2022	2030	2040	2050
Emissions reduction vs. 2005 (domestic scope)	20%	39%	74%	90%
Share of renewables (with multipliers)	9%	29%	66%	91%
Food bioliquids for biofuels	1,5%	3,5%	3,7%	2,1%
First-generation road biofuels	1,4%	1,1%	1,0%	0,7%
Advanced Biofuels A & RFNBO		8%	10%	12%
of which RFNBO		0,6%	11%	33%

Note that the renewable share indicator for transport is overestimated in comparison to a strict definition, as it is computed according to the RED Directive, and thus includes multipliers for some types of renewable energy contributions.

Table 8. National indicators for road transport

	2022	2030	2040	2050
Share of renewables in fuels	11%	15%	15%	15%
Share of advanced biofuels	0%	5%	5%	5%
Share of renewables in diesel and gasoline	11%	19%	57%	89%
Share of biofuels in diesel and gasoline produced domestically	8%	9%	34%	47%
Share of advanced biofuels	0%	14%	33%	51%
of which are produced domestically	0%	8%	20%	39%
Share of H ₂	0%	0,2%	4%	20%
Annual share of sales of electrified cars and vans	3%	89%	100%	100%

Table 9. National indicator for rail transport

	2022	2030	2040	2050
Share of renewable energy	48%	77%	98%	100%

Table 10. Indicators for maritime transport

	2022	2030	2040	2050
RFNBO quota available at ports	1,2%	3%	50%	90%
Domestic H ₂ quota	3%	3%	45%	81%

Table 11. Indicators for air transport

	2022	2030	2040	2050
Share of RFNBO	0%	7%	42%	90%
Share of biofuels	0%	3%	22%	10%
Share of Sustainable Aviation Fuels	0%	10%	64%	100%

Table 12. Combined indicator for maritime + air transport

	2022	2030	2040	2050
Share of renewables	0%	9%	62%	100%

Table 13. Indicators for the heating and cooling sector (EUROSTAT definition)

	2022	2030	2040	2050
Share of renewables	42,7%	82%	94%	99%
Average annual growth in the share of renewables	n.a.	3,0%	4,4%	5,0%
Residential: reducing emissions	26%	62%	84%	98%
Services: reducing emissions	67%	75%	84%	97%
Share of renewables in buildings	61%	83%	86%	88%

Table 14. Indicators for renewable hydrogen

	2022	2030	2040	2050
Power Absorbed in Electrolyzers [GW @ input]	0,0	4,3	19,1	31,6
Electrolysis Capacity [GW@output]	0,0	3,3	15,0	25,0
H2 share in industry	0%	5%	12%	17%
Renewable fraction of final H2 used in industry		100%	100%	100%
Production [GWh]		330	1 498	2 497
Exports [GWh]		45	166	199
<i>fraction of exported production</i>		14%	11%	8%
Solar PV power dedicated to H2 [GW]		4,8	19	30
Onshore wind power dedicated to H2 [GW]		1,1	4,1	4,5
Offshore wind power dedicated to H2 [GW]		0,7	3,4	6,8
Solar PV power dedicated to non-H2 RFNBO [GW]		0,8	3,6	6,1
Carbon intensity of electricity * [kg/GJ]	36	17	3	1
Share of renewables in grid electricity *	55%	80%	92%	98%

(*) two years before production, according to EU additionality criteria

Table 15. Indicators for the gas network

	2022	2030	2040	2050
Hydrogen – by volume	0%	10%	15%	15%
Hydrogen – in energy	0%	3,0%	4,5%	4,5%
Biomethane	0%	5%	10%	16%
Synthetic methane (RFNBO)	0%	0%	20%	80%
Natural gas	100%	92%	65%	0%

Table 16. Indicator for biomass resources

	2022	2030	2040	2050
Exploitable level of national biomass utilization	64%	70%	80%	78%

Table 17. Indicators for the production of renewable fuels [TWh]

	2022	2030	2040	2050
Hydrogen		11	50	83
Methane		1,3	4,9	11,2
<i>of which biomethane</i>		1,1	1,5	1,8
<i>of which synthetic methane</i>		0,2	3,3	9,4
Methanol		1,3	6,4	11,3
Jet fuel		1,6	5,0	5,6
Ammonia		0,7	2,4	3,3

3. Energy Demand

3.1. National energy demand

Table 18. Primary energy net fluxes [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Hard coal	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Metalurgical coke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Crude Oil	424,9	429,1	417,6	401,3	378,6	347,9	307,9	258,4	200,8	138,6	76,5	18,9	0,0	0,0	0,0
Refinery Feedstocks	44,4	37,5	40,1	40,8	39,6	36,7	32,2	26,2	19,2	11,9	8,6	2,0	0,0	0,0	0,0
LPG	41,4	34,4	27,6	22,6	18,5	15,3	12,4	10,0	7,9	5,9	3,9	2,9	2,3	1,8	1,4
Gasoline	-52,0	-49,5	-51,4	-52,7	-52,9	-53,2	-50,3	-44,2	-35,3	-24,3	-12,4	-1,0	2,0	1,2	0,6
Petrol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jets *	7,0	8,6	8,7	8,7	8,8	8,7	8,5	8,0	7,1	6,3	5,4	4,6	3,8	3,0	2,3
Gasoil	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fueloil	-47,0	-36,1	-35,3	-33,8	-31,1	-28,2	-23,7	-20,5	-16,0	-10,1	-2,0	5,6	6,8	4,8	2,9
Methanol	0,0	0,0	-0,7	-2,3	-4,3	-5,2	-6,5	-7,5	-8,2	-9,4	-11,3	-13,5	-16,1	-19,0	-17,7
Methane	0,0	-1,1	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ammonia	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	-0,2	-0,5	-0,9	-1,3	-1,7	-2,0	-2,4	-2,8	-3,1
Petroleum Coke	10,8	10,1	9,0	8,2	7,5	7,0	6,4	5,9	5,4	4,8	4,3	3,7	3,1	2,5	1,8
Natural Gas	216,5	174,1	161,6	142,8	127,1	105,0	91,3	73,7	56,0	43,1	31,0	19,8	11,7	5,7	0,3
Hydrogen	0,2	-0,6	-2,4	-4,8	-5,3	-4,5	-13,9	-15,4	-16,5	-19,9	-15,9	-13,9	-13,1	-13,9	-23,9
Network gas blend	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	53,5	12,9	11,8	5,9	1,7	-1,8	-4,3	-4,9	-4,2	-4,3	-2,4	-0,8	-0,4	-0,8	-4,8
Non RES Wastes	5,9	7,3	7,3	7,3	7,3	7,2	7,2	7,2	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Firewood	6,0	6,5	6,3	6,1	6,0	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,7	4,6	4,4
Forestry Wastes	63,5	63,7	65,0	66,4	68,1	71,3	74,5	77,5	80,4	81,1	80,0	78,5	77,4	76,6	75,7
Municipal Solid Wastes	10,0	11,0	10,8	10,2	9,6	10,1	10,4	10,7	10,9	10,9	10,8	10,6	10,2	9,8	9,2
Hydro	28,4	55,6	55,0	54,4	53,9	53,3	52,8	52,3	51,7	51,2	50,7	50,2	49,7	49,2	48,7
Wind	48,9	52,1	62,1	83,2	104,6	130,0	155,4	179,8	202,5	225,1	240,9	256,1	270,7	285,2	299,5
Solar	17,5	36,6	63,6	96,5	128,7	156,4	184,3	215,7	250,0	283,1	311,6	340,0	368,0	395,9	423,5
Geothermal	0,7	0,8	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Waves	0,0	0,0	0,4	1,1	1,8	2,5	3,2	3,6	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4	4,5	4,6
Pellets	-0,9	-0,8	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7
Black liquor	39,3	39,8	39,2	39,0	39,2	41,7	44,0	46,2	48,4	49,0	49,2	49,3	49,5	49,7	49,6
Other RES	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8
Ambient heat	41,5	42,3	43,1	44,0	44,9	45,7	46,4	47,0	47,6	48,1	48,6	48,9	49,3	49,5	49,8
Ambient cold	30,3	32,2	33,9	35,4	36,9	38,1	39,3	40,3	41,1	41,8	42,4	43,0	43,4	43,8	44,1
Agro-Industrial wastes	4,6	6,0	7,0	7,6	8,3	8,5	8,8	9,0	8,9	8,9	8,9	8,8	8,8	8,7	8,7
Crop Wastes	0,2	0,9	1,4	2,3	3,4	4,0	4,7	5,2	5,6	5,9	6,0	6,2	6,3	6,5	6,7
Urban biowastes	0,3	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5
Wastewater sludge	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,9	2,3	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9
Livestock manure	0,1	1,5	2,4	3,1	3,5	3,4	3,3	3,2	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,6
Animal Biomass	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Food & feed bioliquids	2,7	1,7	3,2	3,2	3,0	2,6	2,3	1,9	1,5	1,2	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4
Recovered oils and fats	2,2	3,0	6,0	8,6	11,5	12,5	13,4	14,0	14,3	14,4	14,6	14,6	14,7	14,7	14,7
Total	977	950	997	1 010	1 024	1 026	1 022	1 015	1 004	989	975	960	973	999	1 018

N.B. These energy categories were adopted for modelling purposes and do not follow the EUROSTAT standard for primary energy data, therefore they cannot be compared directly with e.g. National Energy Balances data.

Table 19. Imports / exports by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Hydrogen	0,2	-0,6	-2,4	-4,8	-5,3	-4,5	-13,9	-15,4	-16,5	-19,9	-15,9	-13,9	-13,1	-13,9	-23,9
Coal	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coal coke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Natural gas	216,5	174,1	161,6	142,8	127,1	105,0	91,3	73,7	56,0	43,1	31,0	19,8	11,7	5,7	0,3
Crude oil	424,9	429,1	417,6	401,3	378,6	347,9	307,9	258,4	200,8	138,6	76,5	18,9	0,0	0,0	0,0
Petrol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gasoil	-10,6	-20,6	-28,3	-35,4	-41,0	-48,2	-48,8	-43,5	-33,0	-18,6	-2,4	11,3	12,6	7,8	3,7
Gasoline	-52,0	-49,5	-51,4	-52,7	-52,9	-53,2	-50,3	-44,2	-35,3	-24,3	-12,4	-1,0	2,0	1,2	0,6
Electricity	53,5	12,9	11,8	5,9	1,7	-1,8	-4,3	-4,9	-4,2	-4,3	-2,4	-0,8	-0,4	-0,8	-4,8
Fueloil	-47,0	-36,1	-35,3	-33,8	-31,1	-28,2	-23,7	-20,5	-16,0	-10,1	-2,0	5,6	6,8	4,8	2,9
LPG	41,4	34,4	27,6	22,6	18,5	15,3	12,4	10,0	7,9	5,9	3,9	2,9	2,3	1,8	1,4
Jets	-6,0	1,5	-1,0	-3,6	-5,9	-8,0	-8,2	-6,4	-5,8	-3,4	-0,5	5,0	5,0	2,3	0,8
Refinery feedstocks	44,4	37,5	40,1	40,8	39,6	36,7	32,2	26,2	19,2	11,9	8,6	2,0	0,0	0,0	0,0
Petroleum coke	10,8	10,1	9,0	8,2	7,5	7,0	6,4	5,9	5,4	4,8	4,3	3,7	3,1	2,5	1,8
Methanol	0,0	0,0	-0,7	-2,3	-4,3	-5,2	-6,5	-7,5	-8,2	-9,4	-11,3	-13,5	-16,1	-19,0	-17,7
Ammonia	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	1,0	1,2	1,4	1,5	1,7	1,8	1,9
Recovered oils and fats	0,0	0,0	1,1	3,8	6,7	7,7	8,7	9,4	9,7	9,9	10,1	10,2	10,3	10,4	10,5
Food & feed bioliquids	2,7	1,7	4,3	7,0	9,7	10,3	11,0	11,3	11,2	11,1	11,1	11,0	11,0	10,9	10,9
Pellets	-0,9	-0,8	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7
Forestry Wastes	-10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Other RES	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Total - net	669	594	554	500	449	381	314	253	191	136	99	62	36	14	-12
Total - only imports	795	702	674	633	590	530	470	395	311	226	146	91	66	48	34

Table 20. Final energy demand by economic sector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Agriculture, Forestry et al.	16,3	16,9	17,4	17,9	18,3	18,7	19,1	19,4	19,7	19,9	20,0	20,2	20,3	20,3	20,4
Fisheries	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Construction and Public Works	6,4	6,5	6,6	6,6	6,7	6,7	6,8	6,8	6,8	6,7	6,7	6,6	6,6	6,5	6,4
Extractive Industry	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Manufacturing industry	182,4	186,7	188,3	197,2	208,6	216,2	223,5	230,8	237,8	244,7	251,5	258,2	264,8	271,4	277,8
Residences	128,9	130,5	130,3	130,0	129,6	129,6	129,5	129,5	129,4	129,2	129,0	128,8	128,8	128,7	128,5
Services	133,5	135,4	148,4	155,2	161,9	164,2	166,2	167,6	168,5	169,4	170,1	170,4	170,6	170,4	170,1
Road transportation	232,5	222,4	208,3	191,9	173,5	155,9	140,0	125,4	112,5	101,9	93,6	85,2	82,8	80,3	77,9
Rail transportation	2,0	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7
Domestic navigation	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8
International navigation	29,3	29,1	28,9	28,6	28,3	28,0	27,6	27,3	26,9	26,5	26,0	25,6	25,1	24,6	24,2
Domestic aviation	5,9	7,6	7,7	7,8	7,8	7,7	7,6	7,4	7,3	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2
International aviation	58,2	58,2	58,1	58,0	57,8	56,5	55,2	53,1	51,1	49,1	47,2	45,3	43,5	41,7	40,0
Total	807	806	807	806	806	797	789	780	773	768	765	761	763	764	765

Table 21. Final energy demand by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Hydrogen	0,0	0,0	0,9	4,7	10,3	16,2	22,1	31,2	40,9	50,8	60,6	70,5	80,5	90,5	100,4
Firewood	6,5	6,5	6,3	6,1	6,0	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,7	4,6	4,4
Forestry wastes	35,9	34,9	34,6	34,3	33,9	33,7	33,5	33,3	33,1	32,9	32,8	32,6	32,4	32,2	32,0
Crop wastes	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Other renewable wastes	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8
Pellets and Briquettes	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	5,0	5,3	5,7
Biogas	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ambient heat	41,5	42,3	43,1	44,0	44,9	45,7	46,4	47,0	47,6	48,1	48,6	48,9	49,3	49,5	49,8
Ambient cold	30,3	32,2	33,9	35,4	36,9	38,1	39,3	40,3	41,1	41,8	42,4	43,0	43,4	43,8	44,1
Solar heat	4,6	4,7	4,8	4,8	4,9	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0
Cogeneration heat	44,2	47,1	47,4	47,6	47,7	47,8	47,9	47,9	47,8	47,7	47,5	47,2	47,0	46,6	46,2
Electricity	178,2	184,8	203,0	221,9	243,1	257,6	272,1	286,2	299,4	312,1	324,1	334,8	344,4	353,2	361,2
Gasoline	53,8	52,2	48,7	44,2	39,1	34,0	29,2	24,7	20,5	16,8	13,5	10,6	8,0	6,2	4,8
Gasoil	195,1	184,9	171,7	155,9	137,8	120,1	103,4	87,5	72,9	60,1	49,5	38,6	33,6	28,1	22,6
Jets	64,0	65,7	65,7	65,6	65,5	63,2	60,9	54,0	46,9	40,0	33,4	26,9	20,8	14,8	9,2
Methanol	0,0	0,2	0,3	0,3	0,5	2,3	4,0	6,7	10,3	13,7	15,8	17,7	19,6	21,3	22,9
Ammonia	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	1,0	1,2	1,4	1,5	1,7	1,8	1,9
Network gas blend	68,0	70,9	70,6	68,5	65,6	62,3	58,9	56,3	53,6	50,9	48,2	45,4	42,6	39,8	37,2
Natural gas	0,5	0,8	1,0	1,3	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,4	1,1	0,8	0,5	0,3
LPG	20,5	17,9	15,8	14,0	12,2	10,6	8,9	7,4	5,9	4,4	2,9	2,2	1,8	1,5	1,3
Fuel oil	40,2	38,9	38,1	37,2	36,1	33,2	30,3	26,4	21,7	17,0	14,1	11,3	8,5	5,9	3,5
Coal	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coal coke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Petroleum coke	10,8	10,1	9,0	8,2	7,5	7,0	6,4	5,9	5,4	4,8	4,3	3,7	3,1	2,5	1,8
Non renewable wastes	3,6	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9
Total	802	803	803	803	802	793	785	777	770	764	761	757	759	760	761
<i>without ambient cold and international bunkers</i>	<i>685</i>	<i>683</i>	<i>683</i>	<i>681</i>	<i>679</i>	<i>671</i>	<i>663</i>	<i>656</i>	<i>651</i>	<i>647</i>	<i>645</i>	<i>643</i>	<i>647</i>	<i>650</i>	<i>653</i>

Table 22. Renewable final energy demand by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Hydrogen	0,0	0,0	0,9	4,7	10,3	16,2	22,1	31,2	40,9	50,8	60,6	70,5	80,5	90,5	100,4
Firewood	6,5	6,5	6,3	6,1	6,0	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,7	4,6	4,4
Forestry wastes	35,9	34,9	34,6	34,3	33,9	33,7	33,5	33,3	33,1	32,9	32,8	32,6	32,4	32,2	32,0
Crop wastes	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Other renewable wastes	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8
Pellets and Briquettes	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	5,0	5,3	5,7
Biogas	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ambient heat	41,5	42,3	43,1	44,0	44,9	45,7	46,4	47,0	47,6	48,1	48,6	48,9	49,3	49,5	49,8
Ambient cold	30,3	32,2	33,9	35,4	36,9	38,1	39,3	40,3	41,1	41,8	42,4	43,0	43,4	43,8	44,1
Solar heat	4,6	4,7	4,8	4,8	4,9	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0
Cogeneration heat	30,9	33,3	34,4	35,4	36,3	38,4	40,5	42,7	44,8	46,1	46,5	46,5	46,4	46,3	46,1
Electricity	103,5	135,0	157,5	187,3	216,2	240,4	260,0	279,9	297,1	312,1	323,5	333,7	343,3	352,7	364,5
Gasoline	1,0	2,8	3,7	4,3	4,7	7,0	8,5	9,3	9,4	9,2	8,3	7,2	6,0	5,0	4,2
Gasoil	15,1	18,8	21,4	22,9	23,2	27,5	29,9	30,4	29,5	27,7	25,7	22,3	22,0	20,7	19,0
Jets	0,0	0,0	0,9	2,6	5,2	9,4	13,6	17,8	19,7	20,0	20,0	18,9	16,6	13,4	9,2
Methanol	0,0	0,0	1,0	2,6	4,8	7,5	10,5	14,2	18,5	23,2	27,1	31,3	35,7	35,7	40,6
Ammonia	0,0	0,1	0,7	1,6	2,4	3,6	4,8	6,1	7,5	8,8	9,6	10,3	11,0	11,5	12,0
Network gases	0,0	0,0	1,7	3,6	5,3	6,6	7,8	10,4	14,2	17,6	23,4	28,4	32,2	35,0	37,2
Fuel oil	0,7	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,9	2,0	1,8	1,4	0,9
Total	274	316	351	396	441	492	535	581	622	657	687	713	738	756	778

Table 23. Non-energy demand of potential fuels [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Lubrificants, solvents, etc.	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
LPG as feedstock	13,7	11,1	9,0	7,3	5,9	4,8	3,9	3,1	2,5	2,1	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7
Hydrogen as feedstock	0,0	0,0	0,2	0,4	0,8	1,4	2,2	3,1	3,9	4,5	4,8	5,0	5,1	5,2	5,2
Ammonia as feedstock	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	3,2	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7
Other chemical feedstocks	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
Total	29	27	25	23	22	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21

Table 24. Renewable energy shares of selected energy vectors

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Cogeneration heat	70%	71%	73%	74%	76%	80%	84%	89%	94%	97%	98%	98%	99%	99%	100%
Electricity	58%	73%	78%	84%	89%	93%	94%	96%	98%	99%	99%	99%	100%	100%	100%
Gasoline	2%	5%	8%	10%	12%	21%	29%	38%	46%	55%	61%	68%	75%	81%	88%
Gasoil	8%	10%	12%	15%	17%	23%	29%	35%	40%	46%	52%	58%	65%	74%	84%
Jets	0%	0%	1%	4%	8%	15%	22%	33%	42%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Network gas	0%	0%	2%	5%	8%	11%	13%	19%	27%	35%	49%	63%	76%	88%	100%
Non-energy	0%	0%	2%	6%	10%	15%	19%	23%	27%	31%	34%	37%	40%	46%	52%

Table 25. Electrification of the economy

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Direct															
All economical sectors	22%	23%	25%	28%	30%	32%	35%	37%	39%	41%	43%	44%	45%	46%	47%
Domestic economical sectors	25%	26%	28%	31%	34%	36%	39%	41%	43%	45%	47%	49%	50%	51%	52%
Land transports	1%	1%	3%	4%	7%	10%	15%	20%	26%	34%	41%	50%	56%	61%	67%
Indirect (i.e. via RFNBO)															
All economical sectors	0,0%	0,0%	0,7%	2,0%	3,6%	5,5%	7,5%	10,3%	13,0%	15,6%	18,5%	21,2%	23,5%	24,9%	26,7%
Domestic economical sectors	0,0%	0,0%	0,5%	1,3%	2,4%	3,5%	4,5%	6,2%	8,2%	10,1%	12,4%	14,6%	16,6%	18,4%	20,1%
Land transports	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,7%	1,3%	2,4%	4,0%	6,2%	9,1%	12,1%	15,5%	19,4%
Total (direct + indirect)															
All economical sectors	22%	23%	26%	30%	34%	38%	42%	47%	52%	56%	61%	65%	69%	71%	74%
Domestic economical sectors	25%	26%	29%	32%	36%	40%	43%	47%	51%	55%	60%	63%	67%	69%	72%
Land transports	1%	1%	3%	4%	7%	11%	15%	21%	29%	38%	47%	59%	68%	77%	86%

3.2. Energy demand at economic sectors

Table 26. Final energy demand at agriculture, livestock and forestry, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Forestry wastes	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Solar heat	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6
Cogeneration heat	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Electricity	3,3	3,8	4,2	5,1	6,3	7,6	8,9	10,2	11,5	12,9	14,2	15,5	16,8	18,1	19,4
Gasoil	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Network gases	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
LPG	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	3,8	4,2	4,7	5,6	6,9	8,2	9,5	10,9	12,2	13,6	14,9	16,3	17,6	18,9	20,2

Table 27. Final energy demand at fisheries, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Electricity	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1
Gasoil	3,4	3,4	3,4	3,4	3,2	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	0,9
Methanol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
Network gases	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Fuel oil	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7	3,6	3,6	3,6	3,5	3,5	3,4	3,4

Table 28. Final energy demand at construction and public works, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Electricity	1,2	1,3	1,5	1,8	2,1	2,3	2,6	2,8	3,1	3,3	3,6	3,8	4,0	4,2	4,4
Network gases	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
LPG	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Fuel oil	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Total	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7	4,0	4,2	4,4	4,6	4,8	4,9	5,1	5,2	5,4	5,5

Table 29. Final energy demand at extractive industry, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Cogeneration heat	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Electricity	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4
Network gases	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
LPG	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fuel oil	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3

Table 30. Final energy demand at manufacturing industry, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Hydrogen	0,0	0,0	0,8	4,4	9,8	14,3	18,7	22,2	25,7	29,2	32,5	35,8	39,2	42,5	45,6
Forestry wastes	10,5	9,5	9,5	9,5	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Other renewable wastes	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8
Biogas	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ambient heat	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4	1,5	1,6	1,8
Ambient cold	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Solar heat	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Cogeneration heat	43,0	45,9	46,2	46,4	46,5	46,6	46,7	46,7	46,6	46,5	46,3	46,0	45,7	45,4	45,0
Electricity	57,4	58,0	59,6	67,6	76,7	83,1	89,4	95,6	101,7	107,8	113,9	119,9	125,9	131,9	137,8
Gasoline	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gasoil	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Methanol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Network gases	46,3	49,5	49,7	48,2	45,9	43,2	40,4	38,4	36,4	34,3	32,3	30,3	28,4	26,4	24,7
LPG	2,0	1,9	1,7	1,5	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
Fuel oil	2,6	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	1,9
Coal	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coal coke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Petroleum coke	10,8	10,1	9,0	8,2	7,5	7,0	6,4	5,9	5,4	4,8	4,3	3,7	3,1	2,5	1,8
Non renewable wastes	3,6	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9
Total	181	185	187	196	208	215	223	230	237	244	251	258	264	271	277

Table 31. Final energy demand at manufacturing industry, by sub-sector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Food and Beverages	19,1	20,1	20,1	20,1	20,0	20,0	19,9	19,9	19,8	19,7	19,6	19,5	19,4	19,3	19,2
Textiles	9,6	9,8	9,8	9,9	9,9	9,9	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,8
Pulp and Paper	58,8	61,6	62,0	62,2	62,2	62,3	62,3	62,2	62,0	61,7	61,3	60,8	60,3	59,8	59,1
Chemistry and Plastics	18,2	19,0	19,4	19,8	20,1	20,4	20,7	20,9	21,1	21,3	21,4	21,5	21,5	21,5	21,5
Ceramics	10,3	10,8	10,9	10,9	11,0	11,1	11,2	11,2	11,2	11,1	11,1	10,9	10,8	10,7	10,5
Glass	10,3	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5	7,4	7,3	7,3	7,2	7,2	7,1
Cement and Lime	21,7	21,7	20,9	20,4	20,2	20,1	20,0	20,1	20,2	20,4	20,6	21,0	21,4	21,8	22,3
Metallurgy	2,4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Green iron & steel	0,0	0,0	0,0	2,5	7,5	9,4	11,4	13,3	15,2	17,2	19,1	21,0	23,0	24,9	26,9
Steel recycling	6,6	7,8	7,9	7,9	8,0	8,0	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,0
Wearing apparel	2,0	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Wood and cork	8,8	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,4	8,4	8,4	8,4	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Rubber	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Metal_electro_mechanical	10,3	10,4	10,6	10,8	10,9	11,0	11,1	11,2	11,3	11,4	11,4	11,4	11,5	11,5	11,5
Other industries	2,9	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3
New industries	0,0	0,0	1,1	7,4	13,7	18,8	23,9	29,0	34,1	39,2	44,4	49,5	54,6	59,7	64,8
Total	182	187	188	197	209	216	224	231	238	245	251	258	265	271	278

Table 32. Final energy demand at residences, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Forestry wastes	24,4	24,5	24,4	24,2	24,0	23,9	23,8	23,6	23,5	23,4	23,2	23,0	22,9	22,7	22,6
Ambient heat	12,6	12,8	12,8	13,1	13,3	13,5	13,8	14,1	14,4	14,6	14,9	15,2	15,5	15,8	16,1
Ambient cold	3,3	3,6	3,8	4,1	4,2	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9	4,9	5,0	5,0	5,1	5,1
Solar heat	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2
Electricity	51,5	54,4	56,3	58,0	59,6	61,2	62,6	63,8	65,0	66,2	67,3	68,0	68,3	68,6	68,9
Network gases	11,2	10,8	10,3	9,7	9,2	8,7	8,1	7,6	7,2	6,7	6,2	5,7	5,2	4,8	4,3
LPG	13,0	11,8	10,4	9,1	7,8	6,6	5,4	4,2	3,1	2,1	1,0	0,4	0,3	0,1	0,0
Wood	6,5	6,5	6,3	6,1	6,0	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,7	4,6	4,4
Pellets	1,8	2,0	2,1	2,3	2,4	2,6	2,8	2,9	3,1	3,2	3,4	3,5	3,7	3,8	3,9
Total	127	129	129	129	129	130	130	129	129	129	129	129	129	129	129

Table 33. Final energy demand at residences, by end use [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Space heating	40,8	41,1	40,8	40,5	40,2	40,0	39,8	39,6	39,4	39,2	39,0	38,8	38,5	38,3	38,0
Space cooling	4,8	5,2	5,4	5,7	5,9	6,0	6,2	6,3	6,4	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,7
Water heating	18,1	18,4	18,5	18,6	18,6	18,8	18,9	19,0	19,1	19,2	19,3	19,4	19,5	19,6	19,7
Electric appliances	24,2	24,9	25,3	25,7	26,1	26,6	27,0	27,5	28,0	28,4	28,9	29,4	29,8	30,3	30,7
Cooking	39,1	38,9	38,2	37,5	36,8	36,2	35,6	35,1	34,5	33,9	33,3	32,8	32,3	31,9	31,5
Lighting	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
Total	129	131	130	130	130	130	130	129	129	129	129	129	129	129	129

Table 34. Final energy demand at services, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Forestry wastes	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Ambient heat	28,9	29,4	30,0	30,6	31,1	31,6	31,9	32,1	32,3	32,4	32,4	32,4	32,2	32,1	31,9
Ambient cold	24,9	26,6	28,0	29,4	30,6	31,7	32,8	33,6	34,3	34,9	35,5	36,0	36,4	36,7	37,0
Solar heat	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Cogeneration heat	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
Electricity	59,8	61,3	72,8	78,1	83,3	84,5	85,4	86,1	86,6	87,0	87,5	87,7	87,9	87,9	87,7
Network gases	9,6	9,6	9,6	9,5	9,5	9,4	9,3	9,2	9,0	8,8	8,7	8,3	7,9	7,6	7,2
LPG	3,2	2,0	1,6	1,4	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Fuel oil	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Pellets	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8
Total	131	133	146	153	160	162	164	166	167	168	169	169	169	169	169

Table 35. Final energy demand at services, by activity [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Armed Forces	1,7	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3
Motors and generators	7,2	7,1	7,0	6,8	6,7	6,7	6,6	6,6	6,5	6,4	6,4	6,3	6,3	6,2	6,1
Space heating	59,4	60,2	61,1	61,8	62,2	62,4	62,5	62,3	62,0	61,6	61,0	60,2	59,4	58,5	57,4
Space cooling	33,9	35,9	37,6	39,2	40,5	41,7	42,9	43,6	44,3	44,9	45,3	45,7	46,0	46,2	46,3
Water heating	9,4	9,3	9,3	9,2	9,1	9,2	9,2	9,1	9,1	9,0	9,0	9,0	8,9	8,9	8,8
Electric devices	13,8	13,4	13,0	12,6	12,3	12,1	12,0	11,8	11,5	11,4	11,3	11,1	11,0	10,8	10,6
Public Lighting	4,1	4,0	3,8	3,7	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	3,1
Food processing	3,8	4,0	4,2	4,3	4,5	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8
Data_Centers	0,0	0,0	11,0	16,2	21,4	22,5	23,5	24,5	25,5	26,5	27,5	28,5	29,5	30,5	31,5
Other end uses	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total	134	135	148	155	162	164	166	168	169	169	170	170	171	170	170

Table 36. Final energy demand at road transportation, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
by road															
Electricity	0,7	1,9	4,0	6,8	10,1	13,9	17,9	22,0	25,6	28,7	31,3	33,3	34,7	35,6	35,9
Natural Gas	0,49	0,52	0,55	0,57	0,58	0,57	0,55	0,52	0,49	0,45	0,41	0,35	0,32	0,30	0,27
Gasoline	53,7	52,1	48,5	44,1	39,0	33,9	29,1	24,5	20,4	16,7	13,4	10,4	7,9	6,1	4,7
Gasoil	175,9	166,2	153,6	138,8	122,2	105,9	90,5	75,9	62,7	51,3	42,2	32,8	29,3	25,3	21,3
LPG	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2
Hydrogen	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,6	1,0	1,6	2,7	4,1	5,9	8,0	10,3	12,9	15,6
Biogas/ Biomethane	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01
	233	222	208	192	173	156	140	125	113	102	94	85	83	80	78
by rail															
Electricity	1,6	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6
Gasoil	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
	2,0	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7
overall demand															
Electricity	2,3	3,3	5,5	8,4	11,8	15,6	19,7	23,9	27,6	30,8	33,4	35,6	37,1	38,1	38,5
Natural Gas	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Gasoline	53,7	52,1	48,5	44,1	39,0	33,9	29,1	24,5	20,4	16,7	13,4	10,4	7,9	6,1	4,7
Gasoil	176,2	166,5	153,8	139,0	122,4	106,0	90,6	76,0	62,7	51,3	42,2	32,8	29,3	25,3	21,3
LPG	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2
Hydrogen	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,6	1,0	1,6	2,7	4,1	5,9	8,0	10,3	12,9	15,6
Biogas/ Biomethane	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01
	234	224	210	194	175	158	142	127	115	104	96	87	85	83	81

Table 37. Final energy demand at maritime transportation, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
domestic															
Natural gas	0,00	0,05	0,09	0,13	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	0,12	0,09	0,06	0,03	0,00
Gasoline	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marine fuel	1,99	1,91	1,82	1,74	1,65	1,44	1,23	1,02	0,82	0,62	0,43	0,25	0,07	0,00	0,00
Fueloil	1,41	1,38	1,34	1,29	1,24	1,14	1,04	0,95	0,85	0,76	0,60	0,44	0,29	0,14	0,00
Methane	0,00	0,00	0,02	0,04	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11
Methanol	0,00	0,02	0,04	0,05	0,06	0,30	0,52	0,74	0,95	1,15	1,45	1,74	2,01	2,17	2,26
Ammonia	0,00	0,02	0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,10	0,11	0,13	0,14	0,16	0,17	0,18	0,19
Electricity	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07
Hydrogen	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04	0,06	0,07	0,08	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14
	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8
international															
Natural Gas	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	0,8	0,6	0,4	0,2	0,0
Marine fuel	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	5,5	4,8	4,0	3,3	2,6	2,1	1,5	1,0	0,5	0,0
Fueloil	22,3	21,9	21,5	21,0	20,4	18,8	17,3	14,7	11,3	7,9	6,2	4,6	3,0	1,5	0,0
Methane	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,7	0,9	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4
Methanol	0,0	0,2	0,3	0,3	0,3	1,7	3,2	5,5	8,8	11,9	13,5	15,1	16,6	18,0	19,3
Ammonia	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
	29	29	29	29	28	28	28	27	27	26	26	26	25	25	24
overall demand															
Natural Gas	0,0	0,2	0,5	0,8	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,0	0,7	0,5	0,2	0,0
Gasoline	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Marine fuel	9,0	8,7	8,4	8,1	7,9	6,9	6,0	5,1	4,2	3,3	2,5	1,8	1,1	0,5	0,0
Fueloil	23,7	23,3	22,8	22,2	21,6	20,0	18,3	15,7	12,1	8,7	6,8	5,0	3,3	1,6	0,0
Methane	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1,2	1,5	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5
Methanol	0,0	0,2	0,3	0,3	0,3	2,0	3,7	6,2	9,7	13,1	15,0	16,8	18,6	20,2	21,6
Ammonia	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
Electricity	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
	33	32	32	32	32	31	31	30	30	29	29	29	28	27	27

Table 38. Final energy demand at aerial transportation, by energy vector [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
domestic															
Gasoline	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05
Jets	5,79	7,56	7,63	7,69	7,75	7,62	7,49	7,00	6,16	5,34	4,49	3,69	2,93	2,21	1,53
Hydrogen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37	1,09	1,78	2,42	3,02	3,58	4,10	4,59
	5,9	7,6	7,7	7,8	7,8	7,7	7,6	7,4	7,3	7,2	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2
international															
Jets	58,2	58,2	58,1	58,0	57,8	55,6	53,4	47,0	40,7	34,7	28,9	23,3	17,8	12,6	7,6
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,8	6,2	10,4	14,5	18,4	22,1	25,7	29,1	32,4
	58	58	58	58	58	56	55	53	51	49	47	45	44	42	40
overall demand															
Aviation gasoline	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jets	64,0	65,7	65,7	65,6	65,5	63,2	60,9	54,0	46,9	40,0	33,4	26,9	20,8	14,8	9,2
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,8	6,6	11,5	16,2	20,8	25,1	29,2	33,2	37,0
	64	66	66	66	66	64	63	61	58	56	54	52	50	48	46

4. Energy transformation

4.1. Biomass

Table 39. Weight of raw biomass resources captured, by type [kton]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
black liquors	3 317	3 356	3 306	3 290	3 308	3 514	3 712	3 900	4 079	4 134	4 148	4 161	4 175	4 189	4 185
firewood	577	618	602	586	570	555	540	526	511	496	481	466	452	437	422
forestry wastes	9 225	8 000	8 172	8 347	8 550	8 964	9 364	9 742	10 094	10 189	10 056	9 865	9 720	9 620	9 514
crop wastes	28	114	188	294	432	510	595	661	705	747	766	785	805	825	845
urban biowastes	31	56	66	76	87	96	106	116	124	133	136	139	142	145	148
municipal solid wastes (RE)	795	887	872	836	789	839	869	891	905	911	900	881	853	816	771
agro-industrial wastes	464	603	696	762	825	854	882	895	893	890	886	882	877	873	869
wastewater sludge	26	106	152	198	244	318	391	435	449	464	462	458	455	451	448
animal biomass	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
livestock manure (dry)	8	161	257	327	371	361	344	335	337	338	325	312	298	285	272
recovered oils and fats	58	80	130	128	127	125	124	123	121	120	118	117	115	114	113
food & feed bioliquids	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Table 40. Technically exploitable potential of biomass resources, by type [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Firewood	8,5	9,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Forestry Wastes	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2
Municipal solid wastes	20,3	169,2	20,3	20,3	20,3	20,3	19,8	20,3	19,3	20,3	18,8	20,3	18,3	19,8	17,9
Black liquor	39,3	39,8	39,2	39,0	39,2	41,7	44,0	46,2	48,4	49,0	49,2	49,3	49,5	49,7	49,6
Animal Biomass	0,30	0,30	0,30	0,30	0,28	0,30	0,27	0,30	0,25	0,30	0,24	0,30	0,23	0,28	0,22
Urban biowastes	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,5	3,7	3,2	3,7	2,8	3,3	2,6
Agro-Industrial wastes	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Wastewater sludge	3,0	2,9	3,0	3,0	2,9	3,0	2,9	3,0	2,8	3,0	2,7	3,0	2,7	2,9	2,6
Crop Wastes	18,4	18,0	18,5	18,2	18,7	18,4	18,9	18,5	19,1	18,7	19,3	18,9	19,5	19,1	19,7
Recovered oils and fats	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Other RES	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Livestock manure	8,5	8,5	8,2	8,2	8,0	8,0	7,8	7,8	7,6	7,6	7,4	7,4	7,3	7,3	7,1
Total	203	353	203	202	203	205	207	210	211	212	211	213	210	212	209

Table 41. Energy content of raw biomass resources captured, by type [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
black liquors	39,3	39,8	39,2	39,0	39,2	41,7	44,0	46,2	48,4	49,0	49,2	49,3	49,5	49,7	49,6
firewood	6,0	6,5	6,3	6,1	6,0	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,0	4,9	4,7	4,6	4,4
forestry wastes	73,4	63,7	65,0	66,4	68,1	71,3	74,5	77,5	80,4	81,1	80,0	78,5	77,4	76,6	75,7
crop wastes	0,2	0,9	1,5	2,3	3,4	4,1	4,7	5,3	5,6	5,9	6,1	6,3	6,4	6,6	6,7
urban biowastes	0,3	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5
municipal solid wastes (RE)	5,7	6,4	6,3	6,0	5,7	6,0	6,3	6,4	6,5	6,6	6,5	6,3	6,1	5,9	5,5
agro-industrial wastes	4,6	6,0	7,0	7,6	8,3	8,5	8,8	9,0	8,9	8,9	8,9	8,8	8,8	8,7	8,7
wastewater sludge	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,9	2,3	2,6	2,7	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7
animal biomass	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
livestock manure (dry)	0,1	1,5	2,4	3,1	3,5	3,4	3,3	3,2	3,2	3,2	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6
recovered oils and fats	2,2	3,0	4,9	4,8	4,8	4,7	4,7	4,6	4,6	4,5	4,5	4,4	4,4	4,3	4,3
food & feed bioliquids	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	132	129	134	137	141	148	155	162	167	169	167	166	164	163	162

Table 42. Intermediate consumption of biomass resources, by transformation type [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
for biogas	8,8	12,3	14,2	15,6	17,1	18,6	19,9	21,0	21,6	22,2	22,1	22,0	21,7	21,4	20,9
for pellets	3,2	3,4	3,5	3,6	3,8	3,9	4,1	4,3	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6
for advanced biofuels B	0,0	0,0	2,5	4,7	7,1	8,3	9,3	10,1	10,4	10,7	10,9	11,1	11,3	11,4	11,5
for advanced biofuels A	4,1	5,1	5,8	6,3	6,7	7,0	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
for first generation biofuels	4,9	4,8	4,6	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0	3,8	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2
at power plants	19,9	20,5	20,5	20,7	21,1	21,5	21,9	22,2	22,5	22,3	21,7	21,1	20,4	19,8	19,1
at cogeneration	46,3	48,0	48,9	50,1	51,7	56,9	62,0	66,8	71,4	74,2	74,2	73,6	72,8	71,8	70,8
Total	87	94	100	105	112	120	129	136	142	145	145	144	142	141	139

N.B. use for electricity and heat production does not include biogas (to prevent double counting)

4.2. Electricity

Table 43. Capacity of dispersed electricity production systems [MW]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
UPAC (self-consumption)	1 010	1 966	2 759	4 235	5 710	6 031	6 352	6 573	6 694	6 815	6 856	6 897	6 938	6 980	7 021
solar PV	1 010	1 966	2 759	4 235	5 710	6 031	6 352	6 573	6 694	6 815	6 856	6 897	6 938	6 980	7 021
UPP (small power plants)	61	58	60	62	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
micro wind turbines	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mini-hydro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
solar PV	60	57	59	61	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
biogas motors	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total	1 071	2 024	2 819	4 296	5 773	6 094	6 414	6 635	6 756	6 877	6 918	6 960	7 001	7 042	7 084

Table 44. Electricity production of dispersed systems [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
UPAC	5,4	12,1	17,0	26,0	35,1	37,0	39,0	40,3	41,1	41,8	42,1	42,3	42,6	42,8	43,1
UPP	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Total	5,8	12,4	17,3	26,4	35,4	37,4	39,3	40,7	41,4	42,2	42,4	42,7	42,9	43,2	43,4

Table 45. Capacity of power plants assisting the national grid [MW]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Coal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasoil	17	17	17	17	17	17	17	14	11	9	7	6	5	4	3
Fueloil	150	150	150	150	150	150	150	122	98	80	65	52	42	34	28
Natural gas	3 829	3 829	3 829	3 780	3 780	2 780	2 780	1 780	780	0	0	0	0	0	0
Hydrogen	0	0	0	0	0	1 000	1 000	1 500	2 000	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
Wind onshore	5 789	6 000	6 760	8 080	9 400	9 400	9 400	9 520	9 760	10 000	10 120	10 240	10 360	10 480	10 600
Wind offshore	25	33	100	750	1 400	2 840	4 280	5 200	5 600	6 000	6 100	6 200	6 300	6 400	6 500
Solar PV	1 532	2 676	4 884	7 242	9 600	9 940	10 280	10 620	10 960	11 300	11 720	12 140	12 560	12 980	13 400
Concentrated solar power	0	0	0	0	0	20	40	80	140	200	220	240	260	280	300
Large hydro	7 441	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883	7 883
of which run-of-river	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519	3 519
of which pure lake	1 179	741	741	741	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401
of which mixed lake	2 743	3 623	3 623	3 623	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963
Small hydro	754	754	754	754	754	754	754	754	754	754	754	754	754	754	754
Oceanic (waves)	0	0	40	120	200	280	360	407	420	433	447	460	473	487	500
Biomass (woody)	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Biogas	120	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
Wastes	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
Geothermal	34	34	45	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Total	20 028	21 831	24 916	29 281	33 689	35 569	37 449	38 384	38 912	39 665	40 321	40 981	41 643	42 307	42 973

Table 46. Electricity production from power plants assisting the national grid [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Gasoil	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fueloil	2,3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	1,6	1,1	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1
Wastes	2,2	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Natural Gas	52,2	28,1	24,3	18,0	13,8	7,9	6,3	3,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	4,9	8,1	12,3	15,6	18,3	20,4	22,2	23,5
Wind onshore	48,3	50,7	56,4	64,3	72,4	72,3	71,9	73,6	76,9	80,0	82,8	85,1	87,2	89,1	90,9
Wind offshore	0,0	0,4	1,1	7,9	14,4	29,4	44,5	54,9	60,6	66,2	68,9	71,3	73,5	75,7	77,8
Solar PV	7,4	17,9	30,8	39,1	46,7	48,0	49,4	52,0	55,3	58,5	62,8	66,9	70,6	74,1	77,3
Concentrated solar power	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,8	1,1	1,3	1,4	1,5	1,7	1,8
Large hydro	23,9	49,9	49,4	49,0	48,6	48,2	47,8	47,3	46,9	46,5	46,1	45,6	45,2	44,8	44,4
of which run-of-river	16,7	29,2	28,8	28,4	28,0	27,5	27,1	26,7	26,3	25,9	25,4	25,0	24,6	24,2	23,7
of which pure lake	2,7	5,2	5,2	5,2	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
of which mixed lake	4,5	15,4	15,4	15,4	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
Small hydro	4,7	6,2	6,1	6,0	5,9	5,8	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4	5,3	5,2	5,1	5,0
Oceanic (waves)	0,0	0,0	0,4	1,1	1,8	2,5	3,2	3,6	3,7	3,9	4,1	4,2	4,3	4,5	4,6
Biomass (woody)	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,3	5,1	4,9	4,7	4,5	4,3
Biogas	0,9	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0
Geothermal	0,7	0,8	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Total	148	166	182	199	217	232	247	261	274	288	300	310	319	328	335
Renewables	92	134	153	177	199	221	237	255	271	286	298	309	318	326	334
N.B. renewable fraction	62%	81%	84%	89%	92%	95%	96%	98%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%

Table 47. Thermal capacity of cogeneration systems connected to the grid [MW]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Refineries	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	0
Services buildings	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Manufacturing industry	3 571	3 430	3 294	3 163	3 038	2 918	2 802	2 691	2 585	2 482	2 384	2 290	2 199	2 112	2 028
Extractive industry	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Agriculture et al.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Total	4 307	4 166	4 030	3 899	3 774	3 654	3 538	3 427	3 321	3 218	3 120	3 026	2 935	2 848	2 114
Estimate of electrical power	1 436	1 389	1 343	1 300	1 258	1 218	1 179	1 142	1 107	1 073	1 040	1 009	978	949	705

Table 48. Electricity production from cogeneration systems [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Fueloil	0,8	0,7	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Still gas	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydrogen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10
Wastes (non-renewable)	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
Forestry wastes	2,0	2,4	2,8	3,3	3,7	4,6	5,4	6,2	7,0	7,3	7,1	6,8	6,7	6,6	6,5
Black liquors	11,3	11,7	11,5	11,5	11,6	12,4	13,2	14,0	14,7	15,3	15,5	15,7	15,7	15,5	15,3
Network gases	7,1	7,6	7,3	7,1	7,0	5,7	4,4	3,1	1,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
Biogas	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Total	22	23	23	23	23	23	24	24	24	24	24	24	23	23	23
Refinery feedstocks	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0			
Natural Gas	4,2	5,0	4,9	4,7	4,3	3,9	3,4	2,8	2,2	1,5	0,8	0,2			
Total	4,6	5,5	5,2	4,9	4,5	4,1	3,5	2,9	2,2	1,5	0,8	0,2	0,0	0,0	0,0
Total cogeneration	27	29	28	28	28	28	27	27	26	25	24	24	23	23	23
of which from renewables	13	14	15	15	16	18	19	21	22	23	23	23	23	23	23
N.B. renewable fraction	60%	61%	64%	66%	69%	75%	82%	88%	93%	97%	98%	98%	99%	99%	100%

Table 49. Capacity of power plants dedicated to RFNBO production [MW]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Offshore wind turbines for electrolysis	0	22	167	413	659	1 086	1 546	2 089	2 719	3 375	3 978	4 617	5 292	6 003	6 750
Onshore wind turbines for electrolysis	0	31	248	651	1 099	1 698	2 267	2 869	3 493	4 050	4 284	4 446	4 536	4 554	4 500
Solar PV for electrolysis	0	166	1 234	3 015	4 752	7 441	10 078	12 947	16 019	18 900	21 267	23 598	25 893	28 152	30 375
Solar PV for powerfuels	0	27	203	503	802	1 288	1 790	2 362	3 003	3 645	4 131	4 617	5 103	5 589	6 075
Total	0	246	1 852	4 582	7 312	11 513	15 681	20 267	25 234	29 970	33 660	37 278	40 824	44 298	47 700
Integrated PV in thermoelectrochemical	0	14	109	269	429	688	957	1 262	1 605	1 948	2 208	2 468	2 727	2 987	3 247
Total with thermoelectrochemical PV	0	261	1 961	4 851	7 741	12 201	16 638	21 530	26 839	31 918	35 868	39 746	43 551	47 285	50 947

N.B. In this context, powerfuels mean RFNBO other than hydrogen

Table 50. Electricity production from power plants dedicated to RFNBO production [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Wind turbines for electrolysis	0,0	0,5	4,0	10,3	17,2	27,6	38,4	50,7	64,4	78,2	88,6	99,0	109,4	119,8	130,1
Solar PV for electrolysis	0,0	1,1	8,5	20,9	33,2	52,5	71,7	92,8	115,8	137,7	156,2	174,7	193,2	211,7	230,1
Solar PV for powerfuels	0,0	0,2	1,4	3,5	5,6	9,1	12,7	16,9	21,7	26,6	30,3	34,2	38,1	42,0	46,0
Total	0	2	14	35	56	89	123	160	202	242	275	308	341	373	406

Table 51. Global capacity of electricity production systems [GW]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
grid-connected	23	25	29	35	41	43	45	46	47	48	48	49	50	50	51
dedicated to RFNBO	0	0	2	5	7	12	16	20	25	30	34	37	41	44	48
Total	23	25	31	39	48	54	61	66	72	78	82	86	90	95	98

Table 52. Global production of electricity [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Assisting national grid	181	207	227	253	280	297	313	328	342	356	367	377	386	394	401
Dedicated to RFNBO	0	2	14	35	56	89	123	160	202	242	275	308	341	373	406
Total	181	209	241	287	336	386	436	489	544	598	642	684	726	767	808

Table 53. Imports and exports of electricity [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Imported	70,8	15,3	14,2	10,2	7,6	5,6	4,5	4,3	4,3	3,4	4,7	6,3	7,7	9,1	10,3
Exported	-17,3	-2,4	-2,4	-4,2	-5,9	-7,5	-8,8	-9,1	-8,6	-7,7	-7,1	-7,1	-8,1	-10,0	-15,1
Net imports	54	13	12	6	2	-2	-4	-5	-4	-4	-2	-1	0	-1	-5
	30%	6%	5%	2%	1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	0%	0%	0%	-1%

Table 54. Primary energy factor of the national grid

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
f_{EP}	1,40	1,25	1,20	1,15	1,11	1,07	1,05	1,03	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
fossil f_{EP}	0,77	0,47	0,38	0,28	0,21	0,14	0,10	0,06	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
renewable f_{EP}	0,63	0,79	0,82	0,87	0,89	0,93	0,95	0,97	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00

N.B. partial primary energy factors are useful when determining the absolute amounts of primary energy of fossil and of renewable type implicit in the use of grid electricity, such as in the case of buildings or industry

4.3. Storage and transmission

Table 55. Capacity of energy storage systems [MW]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
reverse hydro facilities	2 743	3 623	3 623	3 623	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963
other storage types' facilities	0	1	401	1 200	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Total	2 743	3 624	4 024	4 823	5 963	5 963	5 963	5 963	5 963	5 963	5 963	5 963	5 963	5 963	5 963

Table 56. Electricity production of energy storage systems [MW]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Reverse hydro facilities	5,6	6,9	7,4	8,0	9,3	9,8	10,2	10,7	11,2	11,6	11,9	12,1	12,3	12,6	12,8
Other storage types' facilities	0,0	0,0	5,0	15,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
Total	6	7	12	23	34	35	35	36	36	37	37	37	37	38	38

Table 57. Electricity losses at storage and transmission [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Losses at SEN															
Storage															
overall efficiency	77%	72%	75%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
losses	1,6	2,7	4,2	7,0	10,1	10,3	10,5	10,6	10,8	11,0	11,1	11,2	11,3	11,4	11,5
Self-consumption															
SEN power plants	1,8	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Transmission															
Transport to final sectors	5,2	5,0	5,3	5,5	5,8	6,1	6,3	6,6	6,8	7,0	7,3	7,6	7,9	8,1	8,3
Distribution	12,0	12,0	12,9	13,6	14,5	15,3	16,2	17,1	18,0	18,8	19,6	20,3	21,0	21,6	22,1
Total	17,2	17,0	18,3	19,2	20,3	21,4	22,5	23,7	24,7	25,8	26,9	27,9	28,8	29,7	30,4
Total losses	21	22	24	28	32	33	34	36	37	38	39	41	42	42	43

4.4. Hydrogen

Table 58. Production of hydrogen [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
via natural gas reforming *	5,9	6,0	4,3	2,6	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
via thermo-electrochemical	0,0	0,1	0,5	1,3	2	3	5	6	8	9	11	12	13	15	16
via electrolysis	0,0	1,3	9,5	23	37	60	84	110	140	170	193	216	238	261	284
Total	6	7	14	27	40	64	88	116	148	180	204	228	252	276	300
renewable total	0	1	10	25	40	64	88	116	148	180	204	228	252	276	300

(*) produced and completely consumed in the refinery

Table 59. Intermediate uses of hydrogen [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
renewable jets & chemical feedstocks		0,3	2,5	6,2	9,9	15,9	22,0	29,0	36,8	44,6	50,4	56,3	62,1	67,8	65,7
renewable ammonia production		0,1	0,8	1,9	3,1	4,9	6,8	9,0	11,5	13,9	15,8	17,6	19,5	21,3	23,2
renewable methane production		0,1	0,2	0,6	1,2	2,5	3,5	6,3	10,2	13,3	19,8	25,3	29,7	33,0	35,7
oil refineries	6,1	6,2	6,0	5,8	5,5	5,0	4,4	3,7	2,9	2,0	1,1	0,3	0,0	0,0	0,0
services to electric grid						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
supplied to power plants						8,3	8,1	13,5	20,4	25,8	30,4	33,8	36,7	38,9	40,6
blending in the gas network			0,6	1,7	2,7	3,0	3,1	3,0	2,7	2,4	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8
Total	6	7	10	16	22	40	48	65	84	102	120	135	150	163	167

Table 60. Final uses of renewable hydrogen [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Final energy demand															
Agriculture et al.	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Fisheries	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construction and Public Works	0,00	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Extractive industry	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
Manufacturing industry	1,2	5,3	11,2	15,9	20,4	23,9	27,3	30,7	34,0	37,2	40,5	43,7	46,7	46,7	46,7
directly as hydrogen	0,8	4,4	9,8	14,3	18,7	22,2	25,7	29,2	32,5	35,8	39,2	42,5	45,6	45,6	45,6
via network gases	0,3	0,9	1,4	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1
Transportation	0,1	0,2	0,5	2,0	3,5	9,3	16,0	23,1	30,5	38,2	46,2	54,4	62,7	62,7	62,7
Trucks	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	1,0	1,7	2,7	3,9	5,3	6,9	8,6	8,6	8,6
Buses	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	1,0	1,7	2,7	3,9	5,3	6,9	8,6	8,6	8,6
Cars, vans and motorcycles	0,1	0,1	0,3	0,4	0,7	1,2	1,7	2,4	3,2	4,1	5,0	6,0	7,1	7,1	7,1
Locomotives	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Domestic navigation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
fuel cells	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04	0,06	0,07	0,08	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,14	0,14
gases	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
International navigation	0,0	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2
fuel cells	0,03	0,09	0,14	0,27	0,39	0,50	0,62	0,73	0,83	0,93	1,03	1,12	1,21	1,21	1,21
gases	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Domestic aviation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,1	1,8	2,4	3,0	3,6	4,1	4,6	4,6	4,6
International aviation	0,0	0,0	0,0	0,9	1,8	6,2	10,4	14,5	18,4	22,1	25,7	29,1	32,4	32,4	32,4
Dwellings	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Services	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total	1	6	12	19	25	34	44	55	66	77	88	99	111	111	111
Uses as raw matter															
chemical industry	0,2	0,4	0,8	1,4	2,2	3,1	3,9	4,5	4,8	5,0	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2
Exported (net)															
Total	2	5	5	5	14	15	16	20	16	14	13	14	14	24	24
share of (renewable) production	24%	19%	14%	7%	16%	13%	11%	11%	8%	6%	5%	5%	8%	8%	8%
Losses															
Storage & transmission	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,1

Table 61. Renewable hydrogen indicators

	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Electrolyser capacity at output	0,1	0,8	2,1	3,3	5,3	7,4	9,7	12,4	15,0	17,0	19,0	21,0	23,0	25,0
Electrolyser capacity at input	0,1	1,1	2,7	4,3	6,8	9,5	12,4	15,8	19,1	21,6	24,1	26,6	29,1	31,6
H2 at final energy demand	0%	1%	1%	2%	3%	4%	6%	8%	10%	23%	13%	15%	17%	19%
H2 energy injected at national gas grid	0%	1%	2%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
H2 at road transportation	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,7%	1,3%	2,4%	4,0%	6,2%	9,1%	12,1%	15,5%	19,4%
H2 at maritime transportation	1%	1%	2%	3%	9%	14%	23%	34%	45%	52%	60%	67%	74%	81%
H2 at industrial final energy demand	0,0%	0,4%	2,2%	4,7%	7%	8%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%
H2 at aviation final energy demand	0%	1%	4%	7%	14%	21%	33%	44%	55%	65%	75%	83%	89%	95%

N.B. Share of H₂ in the national network gas blend is per energy (per volume would be about triple).
H₂ participations include direct use as fuel and indirectly via other RFNBO.

4.5. Renewable fuels other than hydrogen

Table 62. Renewable methane [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
At production															
synthetic (RFNBO)				0,4	0,6	1,8	2,5	5,2	9,0	12,0	18,4	23,9	28,1	31,3	34,0
from biogas		1,1	2,1	2,9	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
from (bio)waste gaseification					0,3	0,7	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,0	2,2	2,4	2,5
Total		1	2	3	5	6	7	10	14	17	24	30	34	37	40
At demand															
indirect use (grid gas blend)			1,7	3,2	4,5	5,7	6,6	9,3	13,0	16,0	22,3	27,7	31,9	35,1	37,7
direct use			0,1	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1,2	1,5	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5
Total			2	3	5	6	7	10	14	17	24	30	34	37	40

N.B. No imports or exports of renewable methane in this scenario. Production from biogas includes biogas cleaning as well as methanation of the CO₂ portion of biogas with renewable hydrogen.

Table 63. Renewable methanol [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Supply															
from B feedstocks			0,3	0,5	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
from A feedstocks			0,2	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3
RFNBO			0,5	1,7	3,6	6,1	9,0	12,5	16,7	21,3	25,1	29,2	33,5	33,5	38,3
Total			1	3	5	7	11	14	19	23	27	31	36	36	41
Demand															
Domestic			0	0	0	2	4	7	10	14	16	18	20	20	23
Net imports			-1	-2	-4	-5	-6	-7	-8	-9	-11	-14	-16	-16	-18

Table 64. Renewable ammonia [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Supply															
Imports	3,6	3,4	2,9	2,0	1,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RFNBO		0,1	0,7	1,6	2,4	3,6	4,8	6,1	7,5	8,8	9,6	10,3	11,0	11,5	12,0
Total	4	4	4	4	4	4	5	6	8	9	10	10	11	12	12
At demand															
as feedstock	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	3,2	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7
as fuel			0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	1,0	1,2	1,4	1,5	1,7	1,8	1,9
Total	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
Net imports						0	-1	-2	-3	-5	-5	-6	-6	-7	-7

N.B. Prior to 2024, ammonia is produced domestically from fossil feedstocks and for the chemical industry only.

4.6. Grid gases

In CN50, the gas network is progressively decarbonised by blending with renewable hydrogen and renewable methane, this including biomethane and synthetic methane (RFNBO). However, the blend is performed at the distribution network level only; the oil refinery, transports, CCNG power plants, and gas-based cogeneration, are fed by «pure» natural gas.

Table 65. Gases at the national gas networks [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Network gas blend															
natural gas (fossil)	92,9	97,1	93,4	88,0	82,3	73,0	63,9	54,1	43,5	34,9	26,1	17,9	10,9	5,1	0,0
renewable methane			1,7	3,2	4,5	5,7	6,6	9,3	13,0	16,0	22,3	27,7	31,9	35,1	37,7
renewable hydrogen			0,6	1,7	2,7	3,0	3,1	3,0	2,7	2,4	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8
Total	93	97	96	93	89	82	74	66	59	53	51	48	45	42	40
«Pure» natural gas															
NGCC plants	90,8	48,9	42,2	31,2	23,9	13,6	10,9	5,5	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil refination	24,5	27,3	25,0	22,3	19,2	16,8	14,8	12,4	9,5	6,5	3,6	0,9	0,0	0,0	0,0
road transports	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
domestic navigation			0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
international navigation			0,4	0,6	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	0,8	0,6	0,4	0,2	0,0
Total	124	77	68	55	45	32	27	20	13	8	5	2	1	1	0
All gases															
Total	216	174	164	148	134	114	101	86	72	62	56	50	46	43	40
<i>of which net imports</i>	216	174	162	143	127	105	91	74	56	43	31	20	12	6	0

Table 66. Composition of network gas blend

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Origins mix															
(fossil) natural gas	100%	100%	98%	95%	92%	89%	87%	81%	73%	65%	51%	37%	24%	12%	0%
(renewable) hydrogen			1%	2%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
(renewable) methane			2%	3%	5%	7%	9%	14%	22%	30%	44%	58%	71%	83%	95%
of which RFNBO			0%	0%	0%	2%	2%	6%	13%	20%	33%	46%	58%	69%	80%
of which biomethane			2%	3%	5%	5%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	15%	16%
Energy mix															
fossil gases	100%	100%	98%	95%	92%	89%	87%	81%	73%	65%	51%	37%	24%	12%	0%
renewable gases			2%	5%	8%	11%	13%	19%	27%	35%	49%	63%	76%	88%	100%
Volume mix															
methane and traces of other gases	100%	100%	98%	95%	91%	90%	88%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
hydrogen			2%	5%	9%	10%	12%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%

4.7. Gasoil

Table 67. Gasoil [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Production															
Refined fossil fuel	193,0	200,6	191,8	180,9	167,3	150,9	131,0	107,7	82,0	55,4	29,1	6,8	0,0	0,0	0,0
Biofuel: FAME	4,7	4,2	3,7	3,2	2,8	2,6	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0
Biofuel: HVO	0,0	0,0	3,9	6,3	8,5	9,0	9,5	9,6	9,5	9,4	9,1	8,9	8,6	8,4	8,2
Total	198	205	199	190	179	162	143	119	93	67	40	17	10	9	9
Import/export of gasoil															
Imports	68,0	51,8	42,0	34,0	27,5	22,3	18,1	14,6	11,9	9,6	7,8	17,1	17,3	11,5	6,8
Exports	-74,6	-72,4	-70,3	-69,4	-68,6	-70,5	-66,8	-58,2	-44,8	-28,2	-10,1	-5,8	-4,7	-3,8	-3,1
Net imports	-143	-124	-112	-103	-96	-93	-85	-73	-57	-38	-18	-23	-22	-15	-10
Import/export of FAME															
Imports	3,3	4,5	4,8	4,8	4,6	8,0	10,2	11,4	11,7	11,4	11,4	10,4	10,8	10,6	10,0
Exports	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net imports	-3	-5	-5	-5	-5	-8	-10	-11	-12	-11	-11	-10	-11	-11	-10
Import/export of HVO															
Imports	7,3	11,7	10,8	10,6	9,3	10,3	10,3	9,7	8,7	7,4	6,2	4,2	3,7	2,6	1,3
Exports	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net imports	-7	-12	-11	-11	-9	-10	-10	-10	-9	-7	-6	-4	-4	-3	-1
Demand															
road fuel (blend)	175,9	166,2	153,6	138,8	122,2	105,9	90,5	75,9	62,7	51,3	42,2	32,8	29,3	25,3	21,3
rail fuel (blend)	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
heating fuel (fossil)	19,2	18,7	18,2	17,1	15,6	14,2	12,9	11,6	10,2	8,8	7,3	5,8	4,3	2,8	1,3
Global	195	185	172	156	138	120	103	88	73	60	49	39	34	28	23
as road fuel (blend)	90%	90%	89%	89%	89%	88%	88%	87%	86%	85%	85%	85%	87%	90%	94%
as rail fuel (blend)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
as heating fuel (fossil)	10%	10%	10%	11%	11%	12%	12%	13%	14%	15%	15%	15%	13%	10%	6%
Renewable fractions															
global	8%	10%	12%	15%	17%	23%	29%	35%	40%	46%	52%	58%	65%	74%	84%
as engine fuel	9%	11%	14%	17%	19%	26%	33%	40%	47%	54%	61%	68%	75%	82%	89%

Table 68. Composition of gasoil [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
refined fossil fuel	154,8	149,8	134,3	117,7	100,6	79,7	61,8	46,5	33,9	24,1	16,8	10,8	7,5	4,7	2,4
Biofuel: FAME	8,0	8,7	8,5	8,1	7,5	10,6	12,5	13,5	13,6	13,1	13,0	11,8	12,0	11,7	10,9
Biofuel: HVO	6,6	10,5	13,3	15,3	16,2	17,5	17,9	17,5	16,5	15,2	13,4	11,1	10,5	9,6	8,5
Total	169	169	156	141	124	108	92	77	64	52	43	34	30	26	22

4.8. Gasoline

Table 69. Gasoline [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Production															
Refined fossil fuel	98,1	99,0	96,3	92,6	87,3	80,2	71,0	59,6	46,3	32,0	17,6	4,4	0,0	0,0	0,0
Biofuel: bioethanol	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Biofuel: ETBE	3,7	4,5	4,8	4,8	4,8	4,9	5,0	5,0	4,8	4,7	4,6	4,4	4,3	4,2	4,0
Total	102	104	101	98	92	85	76	65	51	37	22	9	4	4	4
Import/export of gasoline															
Imports	10,4	7,2	5,9	4,7	3,8	3,1	2,5	2,0	1,7	1,3	1,1	5,1	7,0	5,2	3,9
Exports	-62,4	-56,8	-57,2	-57,4	-56,7	-56,3	-52,8	-46,2	-36,9	-25,7	-13,5	-6,1	-5,0	-4,0	-3,3
Net imports	-73	-64	-63	-62	-61	-59	-55	-48	-39	-27	-15	-11	-12	-9	-7
Import/export of Bioethanol															
Imports	0,6	1,1	1,2	1,3	1,3	2,2	2,8	3,1	3,2	3,2	2,8	2,3	1,9	1,5	1,2
Exports	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net imports	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-2	-2	-2	-1
Import/export of ETBE															
Imports	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,0	1,2	1,2	0,8	0,3	0,0	0,0	0,0
Exports	-3,5	-3,0	-2,6	-2,1	-1,7	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,8	-1,2
Net imports	-4	-3	-3	-2	-2	0	0	-1	-1	-1	-1	0	0	-1	-1
Demand															
road fuel	53,7	52,1	48,5	44,1	39,0	33,9	29,1	24,5	20,4	16,7	13,4	10,4	7,9	6,1	4,7
other uses	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Global	54	52	49	44	39	34	29	25	20	17	14	11	8	6	5
Renewable fractions															
global	2%	5%	8%	10%	12%	21%	29%	38%	46%	55%	61%	68%	75%	81%	88%
as engine fuel	2%	5%	8%	10%	12%	21%	29%	38%	46%	55%	62%	69%	76%	83%	90%

Table 70. Composition of gasoline [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
refined fossil fuel	45,9	49,3	44,8	39,8	34,3	26,9	20,6	15,3	10,9	7,5	5,1	3,2	1,9	1,0	0,5
Biofuel: bioethanol	0,9	1,3	1,5	1,5	1,6	2,4	3,0	3,3	3,4	3,3	2,9	2,5	2,0	1,7	1,4
Biofuel: ETBE	0,1	1,5	2,2	2,8	3,1	4,5	5,5	5,9	6,0	5,8	5,4	4,7	3,9	3,3	2,8
Total	47	52	49	44	39	34	29	25	20	17	13	10	8	6	5

4.9. Jet fuel

Table 71. Jet fuel [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Production															
Refined fossil fuel	49,1	51,8	53,5	54,4	54,1	52,0	48,0	42,0	34,0	24,4	14,8	4,0	0,0	0,0	0,0
Biofuel: 1G		0,2	0,3	0,5	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1
Advanced biofuel: B		0,0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,8	1,0	1,1	1,2	1,5	1,7	2,0	2,2	2,5
Advanced biofuel: A		0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7
e-jets (RFNBO)		0,3	1,8	3,7	4,9	7,4	9,8	12,2	14,7	16,8	18,0	18,9	19,7	20,2	18,2
Total	49	52	54	55	55	54	50	44	36	27	18	7	4	4	4
Import/export of fossil jets															
Imports	6,4	5,2	4,2	3,4	2,7	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0	0,8	5,0	5,0	2,3	0,8
Exports	-12,4	-3,7	-5,2	-7,0	-8,7	-10,2	-10,0	-7,9	-7,0	-4,4	-1,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Net imports	-19	-9	-9	-10	-11	-12	-12	-9	-8	-5	-2	-5	-5	-2	-1
Import/export of e-jets (RFNBO)															
Imports		0,0	0,7	1,3	2,9	5,3	7,9	10,3	10,6	10,1	9,2	7,5	5,0	1,8	0,0
Exports		-0,3	-1,8	-2,9	-4,1	-5,3	-6,5	-7,6	-8,8	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0
Net imports		0	-2	-4	-7	-11	-14	-18	-19	-20	-19	-18	-15	-12	-10
Import/export of biojets															
Imports		0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,5	0,7	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exports		-0,2	-0,4	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,9	-1,7	-2,5	-3,3
Net imports		0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	0	-1	-2	-3	-3
Demand															
Global	64	66	66	66	66	63	61	54	47	40	33	27	21	15	9
<i>Renewable fraction</i>	0%	0%	1%	4%	8%	15%	22%	33%	42%	50%	60%	70%	80%	90%	100%

Table 72. Composition of jet fuel [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
refined fossil fuel	41,9	52,3	51,5	49,7	47,1	42,9	38,7	34,5	27,2	20,0	13,3	8,1	4,2	1,5	0,0
biofuels (all)		0,0	0,2	0,5	1,6	2,0	2,4	2,9	3,2	3,2	2,8	2,4	1,9	1,4	0,9
e-jets (RFNBO)		0,0	0,7	2,1	3,7	7,4	11,2	14,9	16,5	16,8	17,2	16,5	14,7	11,9	8,2
Total	42	52	52	52	52	52	52	52	47	40	33	27	21	15	9

4.10. Marine fuel

Table 73. Marine fuel [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Production															
Refined fossil fuel	7,8	10,8	10,4	10,0	9,4	8,1	6,9	5,7	4,7	3,7	2,4	1,4	0,7	0,2	0,0
Advanced biofuels: B	0,7	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,9	2,0	1,8	1,4	0,9
Total	8	12	12	12	11	10	9	8	6	5	4	3	2	2	1
Demand															
Global	12	12	12	12	11	10	9	8	6	5	4	3	2	2	1
Renewable fraction	5%	10%	12%	13%	15%	18%	21%	24%	27%	30%	44%	58%	72%	86%	100%

Table 74. Composition of marine fuel [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
refined fossil fuel	7,8	10,8	10,4	10,0	9,4	8,1	6,9	5,7	4,7	3,7	2,4	1,4	0,7	0,2	0,0
biofuels (all)	0,7	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,9	2,0	1,8	1,4	0,9
Total	8	12	12	12	11	10	9	8	6	5	4	3	2	2	1

4.11. Cogeneration heat

Table 75. Cogeneration heat, by fuel type [PJ]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Gasoil	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fueloil	2,3	1,8	1,5	1,2	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Wastes (non- renewable)	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Still gas	2,1	1,7	1,3	1,1	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Network gases - fossil	19,5	20,4	19,1	17,8	16,5	12,8	9,4	6,0	2,9	1,2	0,9	0,6	0,4	0,2	0,0
Network gases - renewable	0,0	0,0	0,5	1,0	1,4	1,5	1,4	1,4	1,1	0,6	0,8	1,1	1,3	1,5	1,6
Hydrogen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Biogas	19,5	20,4	19,5	18,7	18,0	14,3	10,8	7,3	4,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
Black liquors	30,9	31,4	30,8	30,2	29,8	31,1	32,3	33,5	34,6	35,6	35,7	35,7	35,4	34,7	34,1
Forestry wastes	5,4	6,4	7,6	8,6	9,5	11,4	13,2	14,9	16,5	16,9	16,4	15,5	15,0	14,8	14,5
Total	80	82	80	79	77	73	68	64	60	57	56	55	54	53	52
N.B. Renewable share	70%	71%	73%	74%	76%	80%	84%	89%	94%	97%	98%	98%	99%	99%	100%
Natural gas share	24%	25%	24%	23%	21%	18%	14%	9%	5%	2%	2%	1%	1%	0%	0%

N.B. only grid-connected systems

5. GHG emissions

JANUS handles fluxes of the greenhouse gases CO₂, CH₄ and N₂O. Furthermore, JANUS considers CO₂ of fossil and of biogenic origin. Indeed, although biogenic CO₂ emissions and sinks are accounted for by the UNFCCC¹ in the LULUCF² sector, not in the Energy sector, it is convenient to keep track of these emissions to handle CCU and CCS.

It is recalled that by the EU definition³, the renewable character of RFNBO relies on the use of renewable energy to assemble these fuels, irrespectively of the origin of CO₂ (but H₂ must be renewable). Therefore, both fossil and biogenic CO₂ are used to produce RFNBO in CN50, although the fossil stream disappears around 2040.

Regarding Table 76, note that emissions from H₂ production refer only to those resulting from natural gas processing in the Sines refinery (steam reforming); other sources, e.g. eventually for ammonia production, are not considered.

Table 76. GHG emissions from combustion of fossil fuels [Mton CO₂eq]

Demand															
Agriculture et al.	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
Fisheries	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Construction and Public Works	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Extractive Industry	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Manufacturing Industry	4,4	4,5	4,3	4,1	3,8	3,6	3,3	3,0	2,7	2,5	2,1	1,7	1,5	1,2	1,0
Residences	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1
Services	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
Road transports	16,4	15,5	14,3	12,9	11,3	9,8	8,3	7,0	5,7	4,7	3,8	2,9	2,5	2,1	1,7
Rail transports	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Domestic navigation	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Domestic aviation	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
International shipping	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
International aviation	4,2	4,2	4,2	4,1	4,1	3,9	3,7	3,2	2,8	2,4	1,9	1,5	1,2	0,8	0,5
Total	32	31	30	28	25	23	21	18	16	13	11	9	8	6	5
Transformation															
Leaks	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cogeneration	1,8	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	0,9	0,6	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Power Plants	6,0	3,7	3,3	2,7	2,3	1,7	1,6	1,1	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Oil refinery	1,9	1,3	1,2	1,1	1,0	0,8	0,7	0,5	0,3	0,1	0,0	0,0	-	-	-
Cogeneration @ refinery	0,9	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,5	0,4	0,2	0,0	-	-	-
H ₂ production	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	11	8	8	7	6	5	4	3	2	1	1	1	1	1	1
Total emissions	43	40	37	34	31	28	25	21	18	15	12	10	8	7	5
N.B.: non-energy uses	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

¹ United Nations Framework Convention on Climate Change

² Land Use, Land Use Change and Forestry

³ See definition #36 of the RED, i.e. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)

Table 77. GHG emissions from combustion of biogenic fuels [Mton CO₂eq]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Demand															
Agriculture et al.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Fisheries	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Construction and Public Works	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Extractive Industry	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Manufacturing Industry	1,42	1,30	1,35	1,38	1,40	1,43	1,47	1,57	1,71	1,84	2,07	2,26	2,41	2,52	2,61
Residences	2,89	2,92	2,92	2,91	2,91	2,91	2,91	2,92	2,94	2,96	2,99	3,01	3,02	3,02	3,02
Services	0,13	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,14	0,17	0,21	0,26	0,34	0,41	0,48	0,54	0,60
Road transports	0,66	0,69	0,69	0,68	0,64	0,60	0,55	0,49	0,45	0,41	0,33	0,28	0,24	0,27	0,25
Domestic navigation	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Domestic aviation	-	-	-	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
International shipping	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,04	0,06	0,07	0,09	0,10	0,12
International aviation	-	-	-	0,03	0,07	0,10	0,13	0,14	0,15	0,14	0,14	0,12	0,11	0,08	0,05
Total	5,1	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,4	5,5	5,7	6,0	6,2	6,4	6,6	6,7
Transformation															
Cogeneration	4,5	4,7	4,9	5,0	5,2	5,8	6,3	6,8	7,3	7,5	7,5	7,5	7,4	7,3	7,2
Power Plants	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3
Total	6,9	7,3	7,4	7,6	7,8	8,4	9,0	9,5	10,0	10,2	10,2	10,0	9,9	9,7	9,6

Regarding Table 78, note that the UNFCCC energy scope is different from a full energy scope: the former considers only emissions that occur in the territory of a country, while the later considers all fuels supplied for use. For instance, emissions from fuels supplied to international aviation are fully considered in the energy scope, but only emissions from take-off and landing count in practice for UNFCCC scope.

Table 78. Analysis of GHG emissions from combustion of fossil fuels

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Full scope Energy sector emissions	43,2	39,6	37,3	34,3	31,2	27,7	24,7	21,1	17,6	14,7	12,2	9,9	8,3	6,8	5,4
UNFCCC Energy sector emissions	37,9	34,3	32,0	29,1	26,1	22,8	20,0	16,9	13,9	11,4	9,3	7,3	6,1	5,0	4,0
UNFCCC emission reductions vs. 2005															
Energy sector	41%	46%	50%	55%	59%	64%	69%	74%	78%	82%	85%	89%	90%	92%	94%
Residential	40%	45%	51%	56%	62%	67%	71%	76%	80%	84%	89%	93%	95%	97%	98%
Services	68%	71%	73%	74%	75%	76%	78%	79%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	97%
Transports	14%	18%	24%	31%	39%	47%	54%	62%	68%	74%	78%	83%	86%	88%	90%

6. CCUS

Until 2040, carbon capture is considered feasible only from large, fixed sources of CO₂; beyond that date, Direct Air Capture (DAC) technologies are also considered mature and usable. However, eventual future technologies for capturing CO₂ from small, dispersed and moveable sources, are not considered.

For fully understanding the data provided hereafter, these other CN50 assumptions are relevant:

(i) The rate of carbon capture from fossil fuel related streams does not grow beyond 20%, because it is assumed that from a certain point on, there will be no interest on additional investments in carbon capture from streams that are being phased-out.

(ii) The rate of carbon capture from biogenic fuel related streams is adjusted so that until 2040, CCU can be fully satisfied from large, fixed sources of CO₂ (thus no DAC or imports of CO₂).

(iii) The rate of carbon capture from flue gases grows from initial pilots to mature technology, but with a limit of 80% effectiveness; this implies that DAC must be used beyond 2040 (still no imports of CO₂).

(iv) CCS for the Energy sector is assumed to start with pilots by 2040, then grow in such a way that by 2050 it delivers overall carbon neutrality of this sector; there is no interest in starting CCS sooner, as decarbonization of the energy sector by direct and indirect electrification delivers a continuous and sufficient rate of progress of emission reductions.

Table 79. CCU scheme [Mton CO₂eq]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Capturable biogenic emissions															
CHP @ industry	4,5	4,7	4,8	5,0	5,1	5,7	6,2	6,7	7,2	7,5	7,4	7,4	7,3	7,2	7,1
Biomass Power Plants	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9	1,9
Pulp & Paper industry subsector	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Ceramics industry subsector	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Cement & Lime industry subsector	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Total	7,7	8,0	8,1	8,2	8,3	8,9	9,3	9,9	10,3	10,6	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7
Capturable fossil emissions															
CHP @ industry	1,8	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	0,9	0,6	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
CCNG Power Plants	5,2	2,8	2,4	2,1	2,0	1,1	0,8	0,3	0,1	-	-	-	-	-	-
Oil refinery	1,9	1,3	1,2	1,1	1,0	0,8	0,7	0,5	0,3	0,1	0,0	0,0	-	-	-
CHP @ refinery	0,9	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,5	0,4	0,2	0,0	-	-	-
Total	9,8	7,0	6,4	5,9	5,4	4,0	3,1	2,1	1,2	0,7	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1
CCU requirements															
renewable methane	-	-	-0,04	-0,07	-0,2	-0,3	-0,6	-1,0	-1,3	-2,0	-2,6	-3,1	-3,4	-3,7	-3,7
other RFNBO	-0,03	-0,25	-0,62	-0,99	-1,6	-2,2	-2,9	-3,7	-4,5	-5,1	-5,7	-6,3	-6,9	-6,7	-6,7
Total	-0,03	-0,25	-0,66	-1,06	-1,8	-2,5	-3,5	-4,7	-5,8	-7,1	-8,3	-9,4	-10,3	-10,4	-10,4
CCU supply															
<i>Capture rate of flue gas</i>	0,1%	1,5%	5%	10%	13%	20%	31%	43%	51%	52%	54%	55%	56%	57%	
Captured biogenic emissions	0,0	0,1	0,4	0,8	1,2	1,9	3,1	4,4	5,3	5,4	5,6	5,6	5,6	5,5	
<i>Capture rate of flue gas</i>	0,4%	2%	5%	5%	15%	20%	20%	20%	20%	20%					
Captured non-biogenic emissions	0,0	0,1	0,3	0,3	0,6	0,6	0,4	0,2	0,1	0,1	-	-	-	-	
Direct Air Capture	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	1,6	2,8	3,8	4,8	4,9
Total	0,0	0,3	0,7	1,1	1,8	2,5	3,5	4,7	5,8	7,1	8,3	9,4	10,3	10,4	10,4

Table 80. CCS scheme – energy sector related [Mton CO₂eq]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Capturable biogenic emissions															
CHP @ industry	4,5	4,7	4,8	5,0	5,1	5,7	6,2	6,7	7,2	7,5	7,4	7,4	7,3	7,2	7,1
Biomass Power Plants	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9	1,9
Pulp & Paper industry subsector	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Ceramics industry subsector	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Cement & Lime industry subsector	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Total	7,7	8,0	8,1	8,2	8,3	8,9	9,3	9,9	10,3	10,6	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7
Capturable fossil emissions															
CHP @ industry	1,8	1,8	1,7	1,5	1,4	1,2	0,9	0,6	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
CCNG Power Plants	5,2	2,8	2,4	2,1	2,0	1,1	0,8	0,3	0,1	-	-	-	-	-	-
Oil refinery	1,9	1,3	1,2	1,1	1,0	0,8	0,7	0,5	0,3	0,1	0,0	0,0	-	-	-
CHP @ refinery	0,9	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,5	0,4	0,2	0,0	-	-	-
Total	9,8	7,0	6,4	5,9	5,4	4,0	3,1	2,1	1,2	0,7	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1
would-be needs for neutrality		34,3	32,0	29,1	26,1	22,8	20,0	16,9	13,9	11,4	9,3	7,3	6,1	5,0	4,0
Capture rate of flue gas for CCS											2%	4%	8%	16%	23%
Captured biogenic emissions											0,2	0,4	0,8	1,6	2,2
Direct Air Capture											0,9	2,1	3,2	2,7	1,7
CCS performed											1,1	2,5	4,0	4,3	4,0
Energy sector emissions after CCS	-	34,3	32,0	29,1	26,1	22,8	20,0	16,9	13,9	11,4	8,2	4,9	2,1	0,7	-

In addition to CCS for carbon neutrality in the Energy sector, it should be useful for assessing national needs for CO₂ transport and geological storage, to consider also industrial process emissions. CN50 currently considers the largest of such fixed sources, those from cement production. These emissions show a declining trend due to progress in recycling and other optimisation strategies of the mix of raw materials. It is considered that the cement industry will want to start CCS pilots already by 2028 and rapidly scale up, to avoid purchasing of emission licenses and meeting their sustainability targets. As seen in Table 81, this results in a peak annual CCS combined activity of the Energy and the Cement sectors of 6 Mton CO₂, by 2048.

Table 81. CCS scheme – cement sector related, and overall [Mton CO₂eq]

	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Industrial process emissions															
Cement production	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0
Capture rate of process gas				1%	5%	10%	15%	25%	35%	50%	60%	70%	80%	85%	90%
Captured process emissions				0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	0,8	1,1	1,3	1,5	1,7	1,7	1,8
CCS performed						0,2	0,3	0,6	0,8	1,1	1,3	1,5	1,7	1,7	1,8
Cement emissions after CCS	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,1	1,9	1,7	1,4	1,1	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2
Total CCS	-	-	-	-	-	0,2	0,3	0,6	0,8	1,1	2,4	4,0	5,7	6,0	5,8
Accumulated CCS	-	-	-	-	-	0,2	0,6	1,1	1,9	3,0	5,4	9,4	15,0	21,1	26,9

The accumulated CO₂ stored until 2050 would reach ca. 27 Mton CO₂, to be compared for instance with the 340 Mton CO₂ onshore storage capacity existing at the Lusitanian Basin, estimated by Project Strategy-CCUS. Beyond 2050, the injected amounts required to ensure carbon neutrality keep diminishing: a conservative estimate points to 150 years of service before the storage capacity of the Lusitanian Basin would be exhausted (note that additional and in fact much larger storage capacity still exists offshore).

7. Differences between CN50 and WAM

For the present update, the assumptions of CN50 were aligned with those of the NECP scenario WAM until 2030. The objective of this alignment was to enable CN50 to be used for support to public policies and measures in place of WAM in various circumstances of practical importance. This includes cases when the data available for WAM is not detailed enough; for assessment of the energy, emissions, and economic impacts of specific policies and measures; for assessment of unexpected deviations from what the NECP foresees at energy demand, transmission or transformation; for supporting the design of public policies that go beyond the NECP targets; and others.

The alignment of CN50 and WAM is possible although the former is driven by public policy targets and technology analysis (JANUS approach), and the later by cost-optimal calculations based on technology costs (TIMES_PT approach). This is because there are so many targets and sub-targets in the EU and Portuguese policies and legislation, that in practice the TIMES_PT model is highly constrained, i.e. not free to present the actual cost-optimal solutions for the WAM scenario. It is very often forced to include non-cost optimal solutions to meet specific targets, such as for meeting requirements on the levels of use of various renewable fuels, for decrease of energy imports, or for GHG emission reductions.

Despite the said alignment until 2030, the users of these scenarios should be aware of some differences between CN50 and WAM, in the assumptions as well as in the modelling, so that the data presented herewith can be correctly interpreted and used. The following differences are the most important.

Base Year – WAM starts from 2020, while CN50 starts from 2022, i.e. includes two more recent years with historical records. This may not be obvious when appreciating the results, as CN50 data is computed every two years whereas WAM data is computed every five years, but does lead to some differences, especially at the trajectories of energy demand.

Population – While the NECP assumes a demographic scenario with slightly decreasing population, CN50 uses updated statistics and projections that show some increase in population (due to the unexpectedly high immigration levels).

Renewable cold – CN50 accounts for the ambient energy used for space cooling, whereas WAM does not. This is very important to keep in mind when comparing the two scenarios. Obviously, it leads to higher renewable energy shares at the buildings' sectors, and also has an impact at the national level.

Biomass resources – There are more categories in the JANUS modelling than in the National Energy Balances, which enables a better evaluation of actual national technically recoverable potentials. But this also results in lower use of biomass in CN50 than in WAM.

Industry sectors – TIMES_PT handles in detail the 8 more important industrial sub-sectors, plus a category of "other". JANUS models the extractive industry, and the 14 sub-sectors of manufacturing industry considered in the National Energy Balance. Although not explicit when reporting the WAM and CN50 scenarios, be aware that TIMES_PT models a typical industrial process per sub-sector, while JANUS performs a disaggregation by type of energy end use, including four process temperature bands. These later data are available upon request.

Road transports – Here there are three main differences: (i) CN50 relies on stock models of the road vehicles, while WAM relies on simpler projections of activity; (ii) CN50 considers only a mild proportion of transference from private to public transportation, while this is a marked feature of WAM; (iii) nevertheless, the renewable energy shares in road transportation end up being similar, because CN50 assumes an higher share of biofuels from used oils and fats that WAM does.

Oil refinery – TIMES_PT assumes that fossil fuels like gasoline, gasoil, fuel-oil, etc. are imported as needed. JANUS explicitly models the Sines refinery activity, at the level of the input/output fluxes considered in the National Energy Balance: the imports of crude oil and refinery feedstocks, then the internal consumption and the exports of refined fuels. This is a very big difference when interpreting the energy balances produced by the two models.

CCUS – TIMES_PT currently does not handle CO₂ fluxes explicitly. JANUS performs fossil and biological CO₂ balances that enable to address the needs for Carbon Capture Use and Storage (CCUS). CCU needs are essentially related with fabrication of synthetic RFNBO, while CCS needs (i.e. geological storage) are progressively increased after 2040 so that by 2050 the energy sector displays carbon neutrality. JANUS also handles some non-energy emission sources, namely cement process emissions.

Time resolution – Both JANUS and TIMES_PT consider four typical days representing the seasons (Winter, Spring, Summer and Autumn). However, they differ intra-daily, as TIMES-PT features 3 time periods, while JANUS features 24 hours. This enables JANUS to represent better the daily cycle and the daily extremes, leading in principle to more accurate estimates of aspects like power dispatch by technology, power curtailment, or energy storage requirements and performance.

Beyond 2030, be aware that CN50 and WAM diverge more strongly in various respects, although the same long-term outcome is reached, viz. carbon neutrality by 2050. Also, as said before, a «CN45» scenario for carbon neutrality by 2045 is easily derivable from CN50, simply by adjusting CCS to begin sooner.

References

- EC (2019). Modelling tools for EU analysis. Official EU website, <https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/analysis/models>.
- EUROSTAT (2019). Eurostat SHARES (Renewables). Official EU website, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>
- Heaps, C.G. (2016). *Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system*. Stockholm Environment Institute, Stockholm. Available at <https://www.energycommunity.org>.
- IEA (2020). Overview of TIMES modelling tool. Official website of the International Energy Agency, <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times>
- INE (2019). Instituto Nacional de Estatística (*Statistics Portugal*). Official website at <https://www.ine.pt>
- Aguiar, R., R. Borges, P. Martins, A. Andrade and I. Cabrita (2022). *JANUS: A comprehensive national modelling tool to support energy-emissions planning in Portugal*. In: Sayigh, A. (Ed.) Sustainable Energy Development and Innovation. Innovative Renewable Energy. Springer, Cham. ISBN 978-3-030-76221-6. https://doi.org/10.1007/978-3-030-76221-6_63
- LEAP (2019). Introduction to LEAP, Low Emissions Analysis Platform. Stockholm Environment Institute. <https://leap.sei.org>.
- NECP (2020). Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (*National Energy and Climate Plan 2021-2030*). Ministerial Resolution no. 53/2020, from July 10. <https://dre.pt/>
- NECP (2023). Revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (updated *National Energy and Climate Plan 2021-2030*). Ministerial Resolution no. 53/2020, from July 10. <https://dre.pt/>
- NOVA (2019). Models and Tools, TIMES_PT. Official website of the Lisbon Nova University – Faculty of Sciences and Engineering, <https://sites.fct.unl.pt/times-pt/pages/models-and-tools>
- RNC (2019). Carbon Neutrality Roadmap - Long Term Strategy for Carbon Neutrality of the Portuguese Economy by 2050. <https://descarbonizar2050.pt/en/>; and Ministerial Resolution no. 107/2019, from July 1, Official Journal of the Portuguese Republic, <https://dre.pt>
- Strategy-CCUS (2022). Project STRATEGY CCUS, European Union’s Horizon 2020 Research and Innovation Programme, Grant agreement No 837754. <https://strategyccus.brgm.fr/>