



**FIRST SUPPLEMENT DATED 16 AUGUST 2022
TO THE EURO MEDIUM TERM NOTE PROGRAMME BASE PROSPECTUS
DATED 24 MAY 2022
OF ENGIE**

(incorporated with limited liability in the Republic of France) as Issuer

€25,000,000,000 Euro Medium Term Note Programme

This first supplement (the “**First Supplement**”) is supplemental to, and should be read in conjunction with, the Base Prospectus dated 24 May 2022 (the “**Base Prospectus**”) prepared in relation to the €25,000,000,000 Euro Medium Term Note Programme of ENGIE (the “**Programme**”). The Base Prospectus as supplemented (including by this First Supplement) constitutes a base prospectus for the purpose of Article 8 of Regulation (EU) 2017/1129, as amended (the “**Prospectus Regulation**”). The *Autorité des marchés financiers* (the “**AMF**”) has granted approval number n°22-176 on 24 May 2022 to the Base Prospectus.

This First Supplement has been approved by the AMF in France in its capacity as competent authority pursuant to the Prospectus Regulation. The AMF only approves this First Supplement as meeting the standards of completeness, comprehensibility and consistency imposed by the Prospectus Regulation. Such approval should not be considered as an endorsement of the Issuer or of the quality of the Notes which are the subject of this Base Prospectus. Investors should make their own assessment as to the suitability of investing in the Notes. This First Supplement constitutes a supplement to the Base Prospectus, and has been prepared for the purpose of Article 23 of the Prospectus Regulation.

Terms defined in the Base Prospectus have the same meaning when used in the First Supplement.

This First Supplement has been prepared for the purposes of (i) incorporating by reference the 2022 first half year financial report of the Issuer (the “**2022 ENGIE First-Half Financial Report**”) and (ii) updating “Recent Developments” and “General Information” sections of the Base Prospectus.

Save as disclosed in this First Supplement, there has been no other significant new factor, material mistake or material inaccuracy relating to information included in the Base Prospectus, that could significantly and negatively affect the assessment of the Notes. To the extent that there is any inconsistency between (a) any statements in this First Supplement and (b) any other statement in, or incorporated in, the Base Prospectus, the statements in the First Supplement will prevail.

Copies of this First Supplement (a) will be available on the website of the AMF (www.amf-france.org), and (b) will be available on the website of the Issuer (www.engie.com). A printed copy of this First Supplement may also be obtained, free of charge, at the registered office of the Issuer during normal business hours.

TABLE OF CONTENTS

	<u>Page</u>
INTRODUCTION	3
RISK FACTORS	4
DOCUMENTS ON DISPLAY	5
DOCUMENTS INCORPORATED BY REFERENCE.....	6
RECENT DEVELOPMENTS	12
GENERAL INFORMATION.....	59
PERSONS RESPONSIBLE FOR THE INFORMATION GIVEN IN THE FIRST SUPPLEMENT.....	60

INTRODUCTION

The eighteenth paragraph of the Introduction on page 5 of the Base Prospectus shall be replaced by the following:

“The consolidated financial statements of ENGIE for the years ended 31 December 2021 and 31 December 2020 and the consolidated semi-annual financial statements of ENGIE for the period ended 30 June 2022 have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards (“IFRS”) and endorsed by the European Union.”

RISK FACTORS

The first sentence of the first paragraph of subsection “Risk Factors Relating to the Issuer and its Operations” of the section “Risk Factors” on page 15 of the Base Prospectus shall be replaced by the following:

“The risk factors relating to the Issuer and its activities are set out on pages 41 to 65 of the 2021 ENGIE Universal Registration Document and on page 28 of the 2022 ENGIE First-Half Financial Report which are incorporated by reference herein (as defined in Section “*Documents Incorporated by Reference*” of this Base Prospectus).”

DOCUMENTS ON DISPLAY

The section entitled “Documents on Display” on page 26 of the Base Prospectus shall be replaced by the following:

“DOCUMENTS ON DISPLAY

1. For the period of twelve (12) months following the date of approval by the AMF of this Base Prospectus, the following documents will be available on the website of the Issuer (www.engie.com):
 - (i) the form of Guarantee;
 - (ii) the constitutive documents of ENGIE;
 - (iii) the 2020 ENGIE Universal Registration Document;
 - (iv) the 2021 ENGIE Universal Registration Document;
 - (v) the 2022 ENGIE First-Half Financial Report;
 - (vi) each Final Terms for Notes that are admitted to trading on Euronext Paris or any other Regulated Market in the European Economic Area or listed on any other stock exchange (save that Final Terms relating to Notes which are (i) neither admitted to trading on a Regulated Market in the European Economic Area in circumstances where a prospectus is required to be published under the Prospectus Regulation (ii) nor listed on any other stock exchange, will only be available for inspection by a holder of such Notes and such holder must produce evidence satisfactory to the Issuer and the relevant Paying Agent as to its holding and identity);
 - (vii) a copy of this Base Prospectus together with any supplement to this Base Prospectus or restated Base Prospectus and any document incorporated by reference; and
 - (viii) all reports, letters and other documents, balance sheets, valuations and statements by any expert any part of which is extracted or referred to in this Base Prospectus in respect of each issue of Notes.
2. The following documents will be available, if relevant, (a) on the website of the AMF (www.amf-france.org) and (b) on the website of the Issuer (www.engie.com):
 - (i) the Final Terms for Notes that are admitted to trading on Euronext Paris or any other Regulated Market;
 - (ii) this Base Prospectus together with any supplement to this Base Prospectus or further Base Prospectus; and
 - (iii) the documents incorporated by reference into this Base Prospectus (except for the 2022 First-Half Financial Report which shall be available only on the website of the Issuer (www.engie.com)).

A printed copy of the documents listed above may also be obtained, free of charge, at the registered office of the Issuer during normal business hours.”

DOCUMENTS INCORPORATED BY REFERENCE

The section entitled “Documents Incorporated by Reference” on pages 27 to 32 of the Base Prospectus shall be replaced by the following:

“DOCUMENTS INCORPORATED BY REFERENCE

This Base Prospectus should be read and construed in conjunction with the sections referred to in the tables below included in the following documents:

- (1) the sections referred to in the table below which are extracted from the 2022 First-Half Financial Report of ENGIE in English language. Such document is referred to in the Base Prospectus as the “**2022 First-Half Financial Report of ENGIE**”. Any reference in the Base Prospectus or in the information incorporated by reference to the 2022 ENGIE First-Half Financial Report will be deemed to include those sections only;

<https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2022-07/2022%20First-Half%20Financial%20Report.pdf>

- (2) the sections referred to in the table below which are extracted from the 2021 universal registration document in English language which is the translation of the French language *Document d’enregistrement universel 2021* of ENGIE which was filed under no. D. 22-079 with the AMF on 9 March 2022. Such document is referred to in the Prospectus as the “**2021 ENGIE Universal Registration Document**”. Any reference in the Prospectus or in the information incorporated by reference to the 2021 ENGIE Universal Registration Document will be deemed to include those sections only;

https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2022-03/ENGIE%20DEU%202021%20VA%20%281%29_8.pdf

- (3) the sections referred to in the table below which are extracted from the 2020 universal registration document in English language which is the translation of the French language *Document d’enregistrement universel 2020* of ENGIE which was filed under no. D. 21-142 with the AMF on 17 March 2021. Such document is referred to in the Prospectus as the “**2020 ENGIE Universal Registration Document**”. Any reference in the Prospectus or in the information incorporated by reference to the 2020 ENGIE Universal Registration Document will be deemed to include those sections only; and

https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf

- (4) the terms and conditions included in the base prospectuses referred to in the table below;

<https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-05/Base-Prospectus-2021-04-29.pdf>

<https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2020-01/engie-base%20prospectus-dated-23-december-2019.pdf>

<https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2019-12/engie-base-prospectus-dated-13-december-2018.pdf>

https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2019-12/Base-Prospectus-2017-10-16%20%28AMF%29_compressed.pdf

https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2019-12/Base-Prospectus-2016-10-11%20%28AMF%29_compressed.pdf

<https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2019-12/Base-Prospectus-2015-10-08%20%28AMF%29.pdf>

<https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2019-12/Base-Prospectus-2014-10-02%20%28AMF%29.pdf>

<https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2019-12/Base-Prospectus-2012-09-12%20%28AMF%29.pdf>

save that any statement contained in this Base Prospectus or in a document which is incorporated by reference herein shall be deemed to be modified or superseded for the purpose of this Base Prospectus to the extent that a statement contained in any document which is subsequently incorporated by reference herein by way of a supplement prepared

in accordance with article 23 of the Prospectus Regulation modifies or supersedes such earlier statement (whether expressly, by implication or otherwise). Any statement so modified or superseded shall not, except as so modified or superseded, constitute a part of this Base Prospectus.

Any reference in the Base Prospectus to the 2020 ENGIE Universal Registration Document, the 2021 ENGIE Universal Registration Document and the 2022 ENGIE First-Half Financial Report shall be deemed to include only the sections mentioned in the table below.

Any information not listed in the cross-reference tables below but included in the documents incorporated by reference are either not relevant for the investor or covered elsewhere in the Base Prospectus.

Furthermore, no information in the website of the Issuer (www.engie.com) nor the website itself forms any part of this Base Prospectus unless that information is incorporated by reference into the Base Prospectus.

ANNEX 7 OF THE COMMISSION DELEGATED REGULATION 2019/980

Annex 7 Article No.	Narrative	Page/Ref No.
3	Risk Factors	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 41 to 65 2022 ENGIE First-Half Financial Report page 28
4	Information about the Issuer	
4.1	History and development of the Issuer	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 8 to 9
4.1.1	The legal and commercial name of the Issuer	2021 ENGIE Universal Registration Document page 400
4.1.2	The place of registration of the issuer, its registration number and legal entity identifier ('LEI').	2021 ENGIE Universal Registration Document page 400
4.1.3	The date of incorporation and the length of life of the issuer, except where the period is indefinite.	2021 ENGIE Universal Registration Document page 400
4.1.4	The domicile and legal form of the issuer, the legislation under which the issuer operates, its country of incorporation, the address, telephone number of its registered office (or principal place of business if different from its registered office) and website of the issuer, if any, with a disclaimer that the information on the website does not form part of the prospectus unless that information is incorporated by reference into the prospectus.	2021 ENGIE Universal Registration Document page 400
5	Business Overview	
5.1	Principal activities	
5.1.1	A brief description of the issuer's principal activities stating the main categories of products sold and/or services performed.	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 20 to 34 2022 ENGIE First-Half Financial Report pages 7 to 25
5.1.2	The basis for any statement made by the issuer regarding its competitive position.	2021 ENGIE Universal Registration Document page 8
6	Organisational structure	
6.1	If the issuer is part of a group, a brief description of the group and the issuer's position within the group. This may be in the form of, or accompanied by, a diagram of the organisational structure if this helps to clarify the structure.	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 9 to 10
7	Trend Information	
7.1	A description of: (a) any material adverse change in the prospects of the issuer since the date of its last published audited financial statements; and (b) any significant change in the financial performance of the group since the end of the last financial period for which financial information has been published to the date of the registration document. If neither of the above are applicable then the issuer should include an appropriate negative statement(s).	2022 ENGIE First-Half Financial Report page 8

Annex 7 Article No.	Narrative	Page/Ref No.
9	Administrative, Management and Supervisory Bodies	
9.1	Names, business addresses and functions within the issuer of the following persons and an indication of the principal activities performed by them outside of that issuer where these are significant with respect to that issuer:	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 130 to 146
	(a) members of the administrative, management or supervisory bodies; and	
	(b) partners with unlimited liability, in the case of a limited partnership with a share capital.	
9.2	Administrative, Management, and Supervisory bodies conflicts of interests	
	Potential conflicts of interests between any duties to the issuer, of the persons referred to in item 9.1, and their private interests and or other duties must be clearly stated. In the event that there are no such conflicts, a statement to that effect must be made.	2021 ENGIE Universal Registration Document page 147
10	Major Shareholders	
10.1	To the extent known to the issuer, state whether the issuer is directly or indirectly owned or controlled and by whom and describe the nature of such control and describe the measures in place to ensure that such control is not abused.	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 186 and to 199 to 200
10.2	A description of any arrangements, known to the issuer, the operation of which may at a subsequent date result in a change in control of the issuer.	2021 ENGIE Universal Registration Document page 200
11	Financial Information concerning the Issuer's Assets and Liabilities, Financial Position and Profits and Losses	
11.1	Historical Financial Information	
11.1.1	Historical financial information covering the latest two financial years (at least 24 months) or such shorter period as the issuer has been in operation and the audit report in respect of each year.	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 223 to 340 2020 ENGIE Universal Registration Document pages 221 to 327
11.1.3	<p>Accounting standards</p> <p>The financial information must be prepared according to International Financial Reporting Standards as endorsed in the Union based on Regulation (EC) No 1606/2002.</p> <p>If Regulation (EC) No 1606/2002 is not applicable the financial statements must be prepared according to:</p> <p>(a) a Member State's national accounting standards for issuers from the EEA as required by Directive 2013/34/ EU;</p> <p>(b) a third country's national accounting standards equivalent to Regulation (EC) No 1606/2002 for third country issuers.</p> <p>Otherwise the following information must be included in the registration document:</p> <p>(a) a prominent statement that the financial information included in the registration document has not been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as endorsed in the Union based on Regulation (EC) No 1606/2002 and that there may be material differences in the financial information had Regulation (EC) No 1606/2002 been applied to the historical financial information;</p>	

Annex 7 Article No.	Narrative	Page/Ref No.
	(b) immediately following the historical financial information a narrative description of the differences between Regulation (EC) No 1606/2002 as adopted by the Union and the accounting principles adopted by the issuer in preparing its annual financial statements.	
	(a) balance sheet;	2021 ENGIE Universal Registration Document page 225 2020 ENGIE Universal Registration Document page 223
	(c) income statement;	2021 ENGIE Universal Registration Document page 223 2020 ENGIE Universal Registration Document page 221
	(d) cash flow statement; and	2021 ENGIE Universal Registration Document page 228 2020 ENGIE Universal Registration Document page 226
	(e) accounting policies and explanatory notes.	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 229 to 340 2020 ENGIE Universal Registration Document pages 227 to 327
11.1.5	Consolidated financial statements If the issuer prepares both stand-alone and consolidated financial statements, include at least the consolidated financial statements in the registration document.	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 223 to 340 2020 ENGIE Universal Registration Document pages 221 to 327
	Interim financial information (unaudited)	2022 ENGIE First-Half Financial Report pages 30 to 90 and 94
11.1.6	Age of financial information The balance sheet date of the last year of audited financial information may not be older than 18 months from the date of the registration document	2021 ENGIE Universal Registration Document page 225 2020 ENGIE Universal Registration Document page 223
11.2	Auditing of historical annual financial information	
11.2.1	The historical annual financial information must be independently audited. The audit report shall be prepared in accordance with Directive 2006/43/EC and Regulation (EU) No 537/2014.	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 341 to 346 2020 ENGIE Universal Registration Document pages 328 to 333
11.3	Legal and arbitration proceedings	
	Information on any governmental, legal or arbitration proceedings (including any such proceedings which are pending or threatened of which the issuer is aware), during a period covering at least the previous 12 months which may have, or have had in the recent past significant effects on the issuer and/or group's financial position or profitability, or provide an appropriate negative statement.	2021 ENGIE Universal Registration Document pages 336 to 339 and 402
12	Material Contracts	
	A brief summary of all material contracts that are not entered into in the ordinary course of the issuer's business, which could result in any group member being under an obligation or	2021 ENGIE Universal Registration Document page 401

Annex 7 Article No.	Narrative	Page/Ref No.
	entitlement that is material to the issuer's ability to meet its obligations to security holders in respect of the securities being issued.	

The table below sets out the relevant page references for the terms and conditions contained in the base prospectuses of ENGIE relating to the Programme:

Terms and Conditions Incorporated by Reference	Reference
Base Prospectus of ENGIE which received approval n° 21-124 from the AMF on 29 April 2021	Pages 37 to 83
Base Prospectus of ENGIE which received approval n° 19-590 from the AMF on 23 December 2019	Pages 54 to 95
Base Prospectus of ENGIE which received visa n° 18-562 from the AMF on 13 December 2018	Pages 78 to 116
Base Prospectus of ENGIE which received visa n° 17-552 from the AMF on 16 October 2017	Pages 77 to 113
Base Prospectus of ENGIE which received visa n° 16-474 from the AMF on 11 October 2016	Pages 70 to 102
Base Prospectus of ENGIE which received visa n° 15-518 from the AMF on 8 October 2015	Pages 64 to 96
Base Prospectus of ENGIE which received visa n° 14-534 from the AMF on 2 October 2014	Pages 65 to 97
Base Prospectus of GDF SUEZ which received visa n° 12-441 from the AMF on 12 September 2012	Pages 52 to 84

”

RECENT DEVELOPMENTS

The section entitled “Recent Developments” on page 86 of the Base Prospectus shall be completed by the following press release:

“The following recent developments have been published by ENGIE:

29 July 2022

ENGIE H1 2022 Financial results

Continued performance in unprecedented market conditions

Business highlights

- ENGIE playing an active role to ensure energy security of supply and support customers with energy affordability
- Exposure to Russian gas substantially reduced
- Continued momentum on execution of strategic plan towards simplification and growth
- Further growth in Renewables with 2.2 GW added reaching over 36 GW worldwide
- Sale of EQUANS on track for completion in H2 2022
- Discussions started with the Belgian State under clear risk-reward framework to assess the potential feasibility and terms for life extension of 2 nuclear reactors

Financial performance

- EBIT up 73% organically, with growth across most activities
- Improved Cash Flow From Operationsⁱ, supported by higher operating cash flow, positive margin calls effect, €0.7bn monetization of French gas tariff shield
- Contribution to profit sharing mechanisms for Belgian Nuclear and French hydro of €467m
- Strong balance sheet and liquidity framework maintained, net financial debt at €26.3bn, up €1.0bn
- Performance benefiting from strength of integrated business model, FY 2022 NRIGsⁱⁱ guidanceⁱⁱⁱ unchanged in the range of €3.8-4.4bn

Key financial figures as of 30 June 2022

In € billion	30 June 2022	30 June 2021 ^{iv}	Δ 2022/21 gross	Δ 2022/21 organic
Revenue	43.2	25.0	+72.3%	+71.3%
EBITDA	7.5	5.2	+44.3%	+43.2%
EBIT	5.3	3.0	+75.3%	+73.1%
Net recurring income Group share (contin.)	3.2	1.3	-	
Net income Group share	5.0	2.3	-	
Capex^v	3.3	2.8	+16.4%	
Cash Flow From Operations	6.8	4.3	+59.3%	
Net financial debt^{vi}	26.3	€+1.0bn versus 31 Dec. 2021		
Economic net debt	38.5	€+0.2bn versus 31 Dec. 2021		
Economic net debt / EBITDA	3.0x	-0.6x versus 31 Dec. 2021		

Catherine MacGregor, CEO, said: “ENGIE continues to perform strongly, benefitting from the strength of our integrated business model. We have taken actions to significantly reduce and minimize our exposure to Russian gas and the H1 performance announced today positions us well to deliver strong results in 2022, despite uncertainties from the prevailing energy market context.

We are working constructively with the Belgian State to assess the feasibility and the terms of a potential extension of two nuclear units while ensuring a balanced approach to risk and opportunities for the whole of our nuclear operations. We are pleased with the recent signature of a letter of intent as a first milestone in this process. Looking ahead, our teams are playing and will continue to play an active role in supporting decarbonisation, energy security and affordability for our customers. The current energy market context calls for a much faster energy transition on which ENGIE is unwaveringly focused.”

2022 guidance

Given the current environment that remains marked by uncertainty, the 2022 guidance is unchanged: 2022 Net recurring income Group share (NRIGs) is expected to be in the range of €3.8 to €4.4 billion, based on indicative EBITDA range of €11.7 to €12.7 billion and EBIT range of €7.0 to €8.0 billion.

Should the prevailing market conditions and price environment (as at 30 June 2022) continue into the second half, this would present an upside to this guidance of c. €0.7 billion at NRIGs level.

ENGIE remains committed to a strong investment grade credit rating and continues to target a ratio below or equal to 4.0x economic net debt to EBITDA over the long-term. The Group reaffirms its dividend policy, with a 65% to 75% payout ratio based on NRIGs, and a floor of €0.65 per share for the 2021 to 2023 period.

ENGIE actively supporting energy security of supply and affordability

As gas network owner, operator, and gas supplier, ENGIE has a critical role to play in its core markets.

In France, in order to enhance security of supply and gas storage levels, ENGIE has purchased 10 TWh additional gas volumes in the market and advanced its program of gas injections compared to the previous year. All these measures in H1, in a context of high market prices, led to higher working capital of c. €1.6bn, clearly demonstrating ENGIE's efforts to support security of supply.

Alongside efforts to enhance security of supply, ENGIE also continues to pave the way for the future and unlock the potential of renewable gases: 425 biomethane production units, with a yearly production capacity of up to 7.2 TWh, are now connected to ENGIE's networks in France.

In parallel, ENGIE is acting to support clients with energy affordability. In Europe, the Group engaged with local authorities to provide support through payment facilities of more than €1.1 billion to enable price protection mechanisms, as well as through profit sharing mechanisms such as in Belgium and in France. ENGIE is engaging on the recent purchasing power law in France, through which the Group is expected to provide further working capital to support gas storage levels.

In addition to the measures already implemented, ENGIE will proactively support the purchasing power of its customers in France in autumn, through two main measures:

- for 880,000 vulnerable individual customers (as of 31 July 2022), a top-up of the energy voucher of €100 per customer on average, totalling €90 million of support by ENGIE. This top-up will be provided to the households concerned in November 2022,
- for its industrial and tertiary customers (including small to medium enterprises), that are suffering the most from the rise in energy prices, among other things, the set-up of a fund to help them contract their energy.

Also in France, c.70% of ENGIE's B2C gas and power contracts benefited from a protection against price increases through tariff shield or fixed prices over the lifetime of the contract. Clients are also supported in Belgium with social tariffs and in Romania with price cap mechanism.

ENGIE is more focused than ever on working collaboratively with clients on energy efficiency to reduce their energy bill and achieve their decarbonisation goals. This includes for example boiler maintenance and installation of high-performance equipment to reduce gas consumption, as well as individual solar-distributed generation. Gas smart meters also play a role in energy efficiency. ENGIE continues to deploy them, with 1.0 million installed over the first half, bringing the total number to almost 10.2 million.

Financial and physical exposure to Russian gas significantly reduced

Since March, ENGIE has undertaken several measures to significantly reduce direct exposures arising from the risk of interruptions to Russian gas supplies.

Limited financial exposure including in scenario of complete cut in gas flows from Russia

With respect to financial exposure, with the benefit of proactive hedging actions, of which the cost was fully expensed in H1, and management of the overall gas portfolio, even in the extreme event of a sudden complete halt in Russian gas deliveries, the Group would only be exposed to a one-off short position of c. 4 TWh.

Physical exposure substantially reduced

On physical exposure, for the winter of 2022-23, through a combination of intrinsic length in the portfolio; additional gas through new pipeline gas; and LNG contracts, ENGIE has substantially reduced the previous exposure to volumes procured from Gazprom. Residual volumes, at c. 4% of ENGIE's total European requirements to supply its B2B, B2C customers and for consumption for its own CCGT power plants, are now well within the normal range of volatility that the Group manages on an ongoing basis, e.g., for volume changes due to weather.

Similarly, for the winter of 2023-24, the Group is confident that additional volumes contracted through new supply sources including LNG, together with an expected decrease in demand will help replace the need for Russian volumes and reach required its storage levels in case of a full cut of Russian flows.

On Nord Stream 1, the Group has reviewed the valuation of its 9% stake, due to the heightened risk profile of its unique customer, Gazprom, reducing therefore its value to €305 million, down €259 million compared to 31 December 2021. This change in fair value does not affect the profit and loss account, as it is taken directly to ENGIE's equity.

As indicated previously, on Nord Stream 2, the Group, as a lender, was exposed to €987 million of credit risk as of 31 December 2021, including the value of the loan provided plus the accrued interests. ENGIE has recognized, as of 31 March 2022, a €987 million credit loss for the loan and accrued interests. This non-operating credit loss did not impact the Group's recurring P&L.

Continued momentum on execution of strategic plan

Acceleration in Renewables and decentralized energy infrastructures

ENGIE added 2.2 GW of renewable capacity in the first half, including 1.3 GW commissioned. The Group is on track to meet its target to add 4 GW on average per year of renewable capacity until 2025. This target is fuelled by a growing pipeline that totalled 71 GW at end of June 2022, up 5 GW compared to December 2021.

The additional capacity comprised notably 952 MW for Moray East offshore wind park, commissioned by Ocean Winds, ENGIE's joint venture with EDPR dedicated to offshore wind which continues to grow strongly. On 7 July 2022, the Moray West offshore wind farm project was awarded a 15-year Contract for Difference for the delivery of 294 MW offshore wind generation at 37.35€/MWh (in 2012 prices). Ocean Winds also officially launched Ocean Winds Brazil in June, a market with a potential of 700 GW for offshore wind, and is currently applying to license five new offshore wind projects for a total capacity of 15 GW.

As previously announced, the adoption of the "Aménagement du Rhône" law in France in February 2022, allowed ENGIE, through its subsidiary CNR, to extend its role in hydro activities by 18 years to 2041. As part of this extension, ENGIE is making several commitments representing an investment of more than 1 billion euros (nominal value) over the period to 2041.

Energy Solutions experienced strong commercial momentum, especially in distributed energy infrastructures with various contracts won or renewed both in local energy networks and on-site energy production.

0.5 GW net installed capacity have been added in distributed energy Infrastructures in the first half 2022.

Awarded revenue in backlog for French concessions increased by €1.3 billion compared to 31 December 2021 to €18.1 billion.

Disposal plan – simplifying and refocusing

Regarding EQUANS, the SPA with Bouygues was signed on 12 May, after conclusion of the consultation period with relevant employee representative bodies. In July European Commission approved the acquisition of

EQUANS by Bouygues, under the EU Merger Regulation. The approval is conditional on full compliance with commitments offered by Bouygues.

The Group is on track for completion of this transaction in the second half, which will represent a major step in the implementation of its strategy.

On geographic rationalization, the Group will be operating in 35 countries once closing of the signed deals is effective. ENGIE targets to be in less than 30 countries by 2023.

Disciplined capital allocation

Capex in the first half amounted to €3.3 billion, of which €2.2 billion growth Capex, dedicated to Renewables, Networks and Energy Solutions activities, thus fully aligned with ENGIE's strategic roadmap.

Performance plan delivering

In a context of high levels of inflation, ENGIE maintained the momentum on efficiency improvements through the implementation of its performance plan and net EBIT contribution in the first half reached €163 million. Efforts to improve performance of loss-making entities continues, with a particular focus on EVBox.

As a reminder, ENGIE expects 2022-2023 performance plan contribution to reach c. €0.5 billion net EBIT contribution.

Update on Belgian nuclear assets

On 18 March 2022, Belgian government announced its decision to revise its energy policy in light of the unprecedented geopolitical situation, and asked ENGIE to extend the operational lifetime of the Doel 4 and Tihange 3 reactors until 2035.

On 21 July 2022, ENGIE, through its subsidiary Electrabel SA, and the Belgian State have signed a non-binding Letter of Intent to assess the potential feasibility and terms of this extension.

The objective is to negotiate and agree a binding legal agreement by 31 December 2022, while ensuring a balanced distribution of risks and opportunities that offers each party stability and a fair transaction structure for the long term.

The Letter of Intent comprises a number of inseparable conditions, among which:

- the extension of the operating period of Doel 4 and Tihange 3 for 10 years, considering a period of 5 years from the signing of the heads of terms. The Parties are willing to discuss and agree the conditions that would allow for the restart of both units in November 2026. This agreement will also include all the economic conditions of the extension,
- the set up of a legal entity to manage the two units with the participation of the Belgian State and Electrabel on a 50:50 basis,
- a cap on future liabilities and costs for the management of nuclear waste and spent fuel of all units in the form of a fixed amount to be determined, including a premium to cover future uncertainties, to be fixed after review by the relevant authorities (CPN and ONDRAF).

ENGIE will continue to work constructively with the Belgian State towards supporting the security of supply for Belgium.

Progress on key ESG targets

During the first half 2022, greenhouse gas emissions from energy production were reduced to 30 million tons. ENGIE also increased the share of Renewables in its portfolio to 36% as at 30 June 2022 from 34% at the end of 2021 mainly by adding 2.2 GW of new Renewable capacity in H1.

On gender diversity, ENGIE had 30% women in management at the end of H1 2022 compared to 29% at the end of 2021. These figures have been restated to exclude EQUANS.

H1 review

Revenue at €43.2 billion was up 72.3% on a gross basis and 71.3% on an organic basis.

EBITDA at €7.5 billion, was up 44.3% on a gross basis and up 43.2% on an organic basis.

EBIT at €5.3 billion was up 75.3% on a gross basis and up 73.1% on an organic basis.

- **Foreign exchange:** a total positive effect of €129 million mainly driven by the appreciation of the Brazilian real and the US dollar.
- **Scope:** a net negative scope effect of €81 million mainly due to 2021 events including partial sale of GTT's shares that led to a change in consolidation method for the 30% remaining as from June 2021, asset sales to achieve the Group's geographical refocus and coal exit targets. These effects were only partly offset by the acquisition of Eolia in Spain in May 2022.
- **French temperature:** compared to average, the temperature effect stood at c. €(107) million, generating a negative variation of €177 million compared to H1 2021 across Networks, Supply and Others in France. Beside this normative negative volume effect and specifically for Q1 2022 in Supply and Others, the mild weather led to a positive price effect driven by a long gas position that could be monetized in exceptional market conditions.

EBIT contribution by activity

In € million	30 June 2022	30 June 2021	Δ 2022/21 gross	Δ 2022/21 organic	o/w normative temp. effect (France) vs. H1 2021
Renewables	828	490	+69.1%	+53.5%	
Networks	1,471	1,516	-3.0%	-3.9%	-113
Energy Solutions	160	164	-2.6%	-8.8%	
Thermal	667	552	+20.8%	+16.6%	
Supply	424	207	-	-	-50
Nuclear	858	178	-	-	
Others	846	(110)	-	-	-14
<i>of which GEMS</i>	<i>1,062</i>	<i>201</i>	-	-	
EBIT	5,253	2,998	+75.3%	+73.1%	-177

Renewables: contribution of newly commissioned assets and leveraging price tailwind

In € million	30 June 2022	30 June 2021	Δ 2022/21 gross	Δ 2022/21 organic
EBIT	828	490	+69.1%	+53.5%
Total Capex	1,378	597	-	-
CNR achieved prices (€/MWh) ^{vii}	72	49	+46.2%	-
DBSO ^{viii} Margins (EBIT level)	43	12		
Operational KPIs				
Capacity additions (GW at 100%)	2.2	1.2		
Hydro volumes France (TWh at 100%)	7.1	8.6	-1.6	

Renewables reported a 53.5% organic EBIT growth, benefitting from contribution of new capacity commissioned (€+146 million) and price effects (€+86 million) with higher prices in Europe (mainly for French hydro) despite buybacks in Portugal and France due to poor hydro volumes.

EBIT also benefitted from the performance plan implemented (€+35 million) and positive volume effects (€+25 million) with the reversal of 2021 Texas extreme weather event impact, only partly offset by lower hydro volumes in France and Portugal.

Profit sharing through higher taxes on CNR hydro production in France (up €65 million to €155 million), that resulted from the change in tax calculation scheme resulting from the adoption of the “Aménagement du Rhône” law last February, also partly offset these positive effects. The tax rate, which now varies according to captured power prices, increased to 35% for H1 2022 from 24% (fixed) in the previous scheme.

In some US power market areas, the Group is experiencing an increasing transmission congestion, leading to revenue losses. Although this so-called “basis risk” had no material financial impact so far, it is a risk that is being closely monitored and with a strive to reduce.

Networks: mild temperature in Europe, strong performance outside France

In € million	30 June 2022	30 June 2021	Δ 2022/21 gross	Δ 2022/21 organic
EBITDA	2,382	2,402	-0.8%	-1.5%
EBIT	1,471	1,516	-3.0%	-3.9%
Total Capex	1,019	1,161	-12.2%	
Operational KPIs				
Normative temp. effect (EBIT-France)	-69	45	-113	
Smart meters (m)	10.2	8.1 ⁹	+2.1	

Networks reported a 3.9% organic EBIT decrease. French Infrastructures EBIT was down €139 million mainly driven by warmer temperature versus last year, impacting distribution activities, lower revenues from French assets reflecting regulatory reviews where effects are smoothed over the 4-year regulatory period, and higher energy costs. These effects, only partly offset by higher margins for Storengy in the UK in a volatile price environment.

Outside France, Networks were up €80 million, benefitting from higher contributions in Latin America mainly driven by power transmission lines higher contribution, performance in gas transmission in Mexico and Brazil and inflation indexation, partly offset by warmer temperatures across Europe.

Important to mention also that for most of ENGIE’s activities in Latin America, revenues are indexed to inflation. It is the same for the Group’s regulated gas networks in France, where the RAB is inflated yearly, translating to higher revenues through the RAB remuneration rate, while the impact of inflation on cost basis is covered over time.

Energy Solutions: impact from warm temperature but tailwind from energy prices and commercial performance - continuing focus on EVBox performance

In € million	30 June 2022	30 June 2021	Δ 2022/21 gross	Δ 2022/21 organic
Revenues	5,587	4,713	+18.5%	+21.9%
EBIT	160	164	-2.6%	-8.8%
Total Capex	329	297	+10.7%	
Operational KPIs				
Distrib. Infra. installed cap. (GW)	24.6	24.1 ^{ix x}	+0.5	
EBIT margin (excl. EVBox)	4.1%	4.7%	-60bps	
Backlog - French concessions (bn€)	18.1	16.8 ⁹	+1.3	

Energy Solutions reported a negative 8.8% organic EBIT variation.

Distributed energy infrastructures activities EBIT increased by €2 million to reach €232 million, driven by a good commercial dynamic, notably with new District Heating and Cooling customers partly offset by warmer temperature mainly impacting District Heating networks in Europe. Energy Efficiency services EBIT was down €6 million to €(6) million, driven by the reversal of positive 2021 one-offs and an increase in digital costs, only partly offset by higher energy prices and good performance on energy sales.

Lastly, EVBox contribution was down to a negative €(66) million. This underperformance also reflects balance sheet adjustments, whose order of magnitude is similar to the €-11 million H1 organic decrease. Overall production is ramping up and process enhancements are ongoing and the second half will be important in driving revenue improvements.

Thermal: higher spreads and ancillaries captured by flexible assets in Europe, headwinds in Italy, Chile and Australia

In € million	30 June 2022	30 June 2021	Δ 2022/21 gross	Δ 2022/21 organic
EBITDA	891	769	+15.9%	+11.9%
EBIT	667	552	+20.8%	+16.6%
Operational KPIs				
Average captured CSS Europe (€/MWh)	27	13	-	
Capacity (GW at 100%)	59.7	59.9 ⁹	-0.2	

Thermal provides important flexibility in a backdrop of intermittent renewables and is contributing to future security of supply.

Thermal reported a 16.6% organic EBIT increase. This positive variance is mainly linked to price effects (€+213 million), with higher spreads for European gas plants and pumped storage assets, only partly offset by a reduction in PPA margins due to higher sourcing spot prices in Chile caused by poor hydrology and lower production, and an adverse gas merchant position in Australia. Contribution from ancillaries and Capacity Remuneration Mechanisms for European gas plants and pumped storage (€+85 million) also increased, as well as gains from the performance plan (€+43 million). Thermal EBIT was impacted by lower volumes compared to last year (€-88 million) due to higher cost of outages in Europe and lower demand in Peru and Chile as well as other drivers (€-158 million) including the implementation of an extraordinary tax in Italy^{xi}, which ENGIE is contesting.

Supply: long gas positions due to warm temperature sold at high prices in Q1 and positive timing effects in France

In € million	30 June 2022	30 June 2021	Δ 2022/21 gross	Δ 2022/21 organic
EBITDA	555	334	+66.1%	+66.8%
EBIT	424	207	-	-
Normative temp. effect (EBIT-France)	(30)	20	-50	

In France, ENGIE serves 2.5 million B2C customers with regulated gas tariffs. To support affordability in the current commodity price environment, the French Government decided to implement a tariff freeze for regulated customers from 1 November 2021. The amended 2022 budget law enabled ENGIE and other suppliers to be compensated for loss in revenue due to this measure, therefore allowing ENGIE to book receivables and be kept economically neutral. This measure, initially proposed to end on 30 June 2022, has been extended until 31 December 2022.

Supply EBIT, at €424 million, more than doubled compared to H1 2021. This strong increase was mainly driven by price effects (€+139 million) with positive timing effect on power margin in France, partly offset by gas and power margin squeeze and price cap mechanism in Romania. Volume effects also contributed to this increase (€+132 million), with Q1 2022 mild temperature leading to a long gas position that could be monetized in exceptional market conditions, more than offsetting the normative sensitivity at EBIT level. Both positive effects were only partly offset by higher bad debt provisions.

Nuclear: Exceptional performance driven by higher prices, leading to higher profit sharing through specific Belgian nuclear tax

In € million	30 June 2022	30 June 2021	Δ 2022/21 gross	Δ 2022/21 organic
EBITDA	1,089	402	-	-
EBIT	858	178	-	-
Total Capex	153	118	+29.4%	
Operational KPIs				
Output (BE + FR, @ share, TWh)	22.2	23.5	-1.3 TWh	
Availability (Belgium at 100%)	84.9%	91.9%	-700 bps	

ENGIE's nuclear assets in Belgium achieved high level of availability of 85%. This level is below H1 2021 level (92%) due to higher outages, notably for Tihange 1, but still indicative of the operational excellence.

EBIT for Nuclear amounted to €858 million for H1 2022. This performance was driven by much higher average achieved prices (95.6€/MWh, up +48.5€/MWh versus H1 2021 before nuclear tax) leading to a positive variation of €+1,112 million, partly offset by increasing taxes specific to units in Belgium, increasing by €267 million to a total of €312 million. Lower volumes produced both in Belgium and France negatively impacted the Nuclear EBIT by €135 million.

Others: Unprecedented contribution from GEMS in a context of extreme market conditions

EBIT amounted to €846 million, representing an organic increase of €1,007 million compared to H1 2021.

H1 2022 saw consecutive new highs in commodity prices along with huge volatility, and rising geographic spreads, leading to an exceptional outperformance on all GEMS activities: gas optimization, customers risk management and trading activities. On the other hand, GEMS EBIT suffered from costs of hedging actions to reduce Gazprom exposure and the implementation of the Italian extraordinary tax¹¹, which ENGIE is contesting. Other elements (€+151 million) as internal costs reclassification and lower net insurance costs also benefitted to the EBIT variation.

Results from GEMS activities have been assessed by applying consistent policies, factoring a fair valuation of physical risks. In this unprecedented market environment with risk of gas supply disruption, ENGIE reinforced its risk control processes, adapted or implemented new hedging strategies and improved its liquidity monitoring framework.

Also, on 19 May 2022, the body of sanction of the French energy regulator CRE issued its decision no. 01-40-20 that is published in its entirety in appendix 7 to this press release, in accordance with article 3 of this decision.

Net recurring income Group share (continuing activities) of €3.2 billion

Net income Group share of €5.0 billion

In € billion	H1 2022
NRIGs (continuing)	3.2
Impairment	(0.0)
Restructuring costs	(0.0)
Capital gains	(0.2)
Commodities MtM	3.7
Non-recurring income tax	(1.1)
Others ^{xii}	(0.6)
NIgs	5.0

Net recurring income Group share relating to continuing operations amounted to €3.2 billion compared to €1.3 as at 30 June 2021. Variation was mainly driven by the strong increase in EBIT and recurring effective tax rate decrease from 34.3% to 18.8%.

Net income Group share amounted to €5.0 billion. The €2.7 billion increase compared to H1 2021 was mainly linked to the higher net recurring income Group share and the positive effect of the mark-to-market on commodity contracts other than trading instruments, despite credit loss recognition on Nord stream 2.

Solid balance sheet and liquidity framework enabling ENGIE to tackle market volatility

Cash Flow From Operations amounted to €6.8 billion, up €2.5 billion compared to H1 2021. This increase was mainly due higher operating cash-flows (€+2.1 billion) and positive changes in Working Capital Requirements (€+0.6 billion), primarily driven by positive effects of margin calls(€+4.0 billion) more than offsetting aggregate negative price effects (€-3.8 billion, mainly due to higher valuation of gas stocks (€-2.3 billion), net receivables (€-1.7 billion) and unbilled B2C volumes (€+0.2 billion) linked to energy in the meter).

The monetization of the gas tariff shield deficit cumulated between November 2021 and March 2022, representing €0.7 billion, enabled to reduce the impact of this latter on the change in working capital requirement.

Liquidity stood at €23.1 billion, including €14.5 billion of cash^{xiii}. The Group maintained a strong level of liquidity, by implementing dedicated management actions to address pressure on liquidity, mainly caused by unprecedented levels of commodity prices.

Net financial debt stood at €26.3 billion up €1.0 billion compared to 31 December 2021.

This increase was mainly driven by:

- capital expenditure over the period of €3.3 billion,
- dividends paid to ENGIE SA shareholders and to non-controlling interests of €2.3 billion,
- other elements of €1.2 billion, mainly related to foreign exchange rates,
- new rights of use of €1.0 billion, mainly following the renewal of the CNR hydro concession,
- Belgian nuclear phase-out funding and expenses^{xiv} of €1.0 billion

These negative elements were partly offset by:

- Cash Flow From Operations of €6.8 billion,
- disposals of €0.9 billion, mainly related to the earn-out on the sale of 29.9% shares of SUEZ, the sale of the remaining 1.8% shareholding in SUEZ and the 9% partial sale of GTT.

The average cost of gross debt was 2.73%, up 10bps compared with 31 December 2021.

Economic net debt stood at €38.5 billion, up €0.2 billion compared to 31 December 2021.

Economic net debt to EBITDA ratio stood at 3.0x, down 0.6x compared to 31 December 2021, and in line with target ratio below or equal to 4.0x.

On 22 April 2022, S&P reaffirmed its BBB+ long-term issuer rating and short-term issuer rating at A-2, with a stable outlook.

On 17 January 2022, Moody's reaffirmed its Baa1/P-2 senior unsecured rating, with a stable outlook.

On 1 October 2021, Fitch affirmed its long-term issuer rating to A-, and short-term rating at F1, with a stable outlook.

The presentation of the Group's H1 2022 financial results used during the investor conference call is available to download from ENGIE's website: [Financial results 2022 \(engie.com\)](https://www.engie.com/financial-results-2022)

UPCOMING EVENTS

10 November 2022	Publication of 9M 2022 financial information
21 February 2023	Publication of FY 2022 financial results
26 April 2023	Annual General Meeting
11 May 2023	Publication of Q1 2023 financial information

Footnotes

- ⁱ Cash Flow From Operations: Free Cash Flow before maintenance Capex and nuclear phase-out expenses
- ⁱⁱ Net recurring income Group share
- ⁱⁱⁱ Key assumptions and indications for the FY 2022 guidance are provided in appendix 4
- ^{iv} 2021 figures have been restated following the classification of EQUANS as “discontinued operations” as from 5 November 2021
- ^v Net of DBSO and tax equity proceeds
- ^{vi} Net financial debt is pro forma EQUANS intercompany debt (€0.7 billion)
- ^{vii} Before hydro tax on CNR
- ^{viii} Develop, Build, Share and Operate
- ^{ix} As of 31 December 2021
- ^x Restated data
- ^{xi} For a total amount (Thermal + “Others”) of €308 million
- ^{xii} Non-recurring income of minority interests, non-recurring financial result (mainly impacted by the €1.0bn credit loss for the loan and accrued interests of Nord Stream 2) and net income of EQUANS
- ^{xiii} Cash and cash equivalents minus bank overdrafts
- ^{xiv} Synatom funding previously reported in gross Capex and waste/dismantling expenses previously reported in CFFO

Important notice

The figures presented here are those customarily used and communicated to the markets by ENGIE. This message includes forward-looking information and statements. Such statements include financial projections and estimates, the assumptions on which they are based, as well as statements about projects, objectives and expectations regarding future operations, profits, or services, or future performance. Although ENGIE management believes that these forward-looking statements are reasonable, investors and ENGIE shareholders should be aware that such forward-looking information and statements are subject to many risks and uncertainties that are generally difficult to predict and beyond the control of ENGIE, and may cause results and developments to differ significantly from those expressed, implied, or predicted in the forward-looking statements or information. Such risks include those explained or identified in the public documents filed by ENGIE with the French Financial Markets Authority (AMF), including those listed in the “Risk Factors” section of the ENGIE (ex GDF SUEZ) Universal Registration Document filed with the AMF on March 9, 2022 (under number D.22-079). Investors and ENGIE shareholders should note that if some or all of these risks are realized they may have a significant unfavourable impact on ENGIE.

About ENGIE

Our group is a global reference in low-carbon energy and services. Together with our 101,500 employees (excluding EQUANS), our customers, partners and stakeholders, we are committed to accelerate the transition towards a carbon-neutral world, through reduced energy consumption and more environmentally-friendly solutions. Inspired by our purpose (“raison d’être”), we reconcile economic performance with a positive impact on people and the planet, building on our key businesses (gas, renewable energy, services) to offer competitive solutions to our customers.

Turnover in 2021: 57.9 billion Euros. The Group is listed on the Paris and Brussels stock exchanges (ENGI) and is represented in the main financial indices (CAC 40, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe) and non-financial indices (DJSI World, DJSI Europe, Euronext Vigeo Eiris - Eurozone 120/ Europe 120/ France 20, MSCI EMU ESG screened, MSCI EUROPE ESG Universal Select, Stoxx Europe 600 ESG, and Stoxx Global 1800 ESG).

ENGIE HQ Press contact:

Tel. France: +33 (0)1 44 22 24 35

Email: engiepress@engie.com

 [ENGIEpress](#)

Investor relations contact:

Tel.: +33 (0)1 44 22 66 29

Email: ir@engie.com

APPENDIX 1: CONTRIBUTIVE REVENUE BY ACTIVITY

Revenue at €43.2 billion was up 72.3% on a gross basis and 71.3% on an organic basis.

Contributive revenue, after elimination of intercompany operations, by activity:

<i>In € million</i>	30 June 2022	30 June 2021	Gross variation	Organic variation
Renewables	2,485	1,549	+60.5%	+49.7%
Networks	3,650	3,680	-0.8%	-1.4%
Energy Solutions	5,587	4,713	+18.5%	+21.9%
Thermal	3,222	1,696	+90.0%	+77.5%
Supply	8,169	4,824	+69.4%	+69.1%
Nuclear	(23)	15	-	-
Others	20,077	8,571	-	-
<i>of which GEMS</i>	20,064	8,423	-	-
Revenue	43,167	25,048	+72.3%	+71.3%

Revenue for **Renewables** amounted to €2,485 million, up 60.5% on a gross basis and 49.7% on an organic basis. Gross increase included positive foreign exchange effects, mainly linked to the appreciation of the Brazilian real against the euro. On an organic basis, revenue increased mainly in France thanks to better achieved hydro prices and in the United States, Brazil, and Chile with newly commissioned assets.

Revenue for **Networks** amounted to €3,650 million, down 0.8% on a gross basis and 1.4% on an organic basis. Gross decrease included positive foreign exchange effects, mainly in Brazil and negative scope effect with asset sale in Turkey. French infrastructures revenues decreased as a result of lower distributed volumes due to warmer temperature compared to H1 2021, partly offset by higher revenues in transportation, terminalling and storage activities. Outside France, revenues decreased organically reflecting the reduction in construction revenues following progressive commissioning of transmission lines in Brazil, partly offset by higher revenues in Mexico and Argentina.

Energy Solutions revenue amounted to €5,587 million, up 18.5% on a gross basis and 21.9% on an organic basis. Gross increase included negative scope effect mainly with Endel sale and positive foreign exchange effect notably in the United States and in Asia Pacific. Organically, French distributed energy infrastructures and energy efficiency services benefitted from increased levels of activity. Activities in Italy and in Germany also experienced positive organic growth

Revenue for **Thermal** stood at €3,222 million up 90.0% on a gross basis and 77.5% on an organic basis. The gross increase included positive foreign exchange effects mainly in Latin America and negative scope effect with the disposal of the Jorge Lacerda coal power plant in Brazil in October 2021. The organic variance was mainly driven by the strong performance of Thermal activities in Europe thanks to exceptional market conditions allowing to capture higher spreads and increased ancillaries, as well as, to a lesser extent, in Latin America with the indexation of PPA contracts in a context of rising commodity prices and inflation.

Revenue for **Supply** amounted to €8,169 million, up 69.4% on a gross basis and 69.1% on an organic basis. Increase was mainly driven by higher commodity prices, only partly offset by volume effect due to milder temperature compared to H1 2021.

Nuclear reported almost no external revenue post-elimination of intercompany operations, as its production was sold internally to other ENGIE businesses.

Revenue for the **Others** segment amounted to €20,077 million. The strong increase is mainly driven by increase in commodity prices combined with higher volumes.

APPENDIX 2: EBIT MATRIX

H1 2022 <i>In € million</i>	France	Rest of Europe	Latin America	Northern America	AMEA	Others	Total
Renewables	205	166	421	58	9	(30)	828
Networks	1,059	69	351	(2)		(5)	1,471
Energy Solutions	170	47	(1)	5	22	(84)	160
Thermal		447	(2)	21	217	(16)	667
Supply	434	(8)	3		2	(8)	424
Nuclear		858					858
Others <i>of which GEMS</i>		(4)		8		842 1,062	846 1,062
ENGIE Group	1,868	1,575	772	90	249	700	5,253

H1 2021 <i>In € million</i>	France	Rest of Europe	Latin America	Northern America	AMEA	Others	Total
Renewables	137	61	325	(42)	23	(14)	490
Networks	1,197	79	226	1	18	(4)	1,516
Energy Solutions	152	63	(1)	(6)	16	(60)	164
Thermal		175	152	19	218	(13)	552
Supply	135	98	(1)		(15)	(11)	207
Nuclear		178					178
Others <i>of which GEMS</i>			1	(9)		(100) 201	(110) 201
ENGIE Group	1,622	654	701	(38)	261	(202)	2,998

Statement of financial position

Assets (€bn)	30 June	31 Dec.	Liabilities (€bn)	30 June	31 Dec.
	2022	2021		2022	2021
Total non-current assets	141.5	117.4	Shareholders' equity	45.3	37.0
Total current assets	129.3	107.9	Non-controlling interests	4.6	5.0
<i>o/w cash and cash equivalents</i>	14.7	13.9	Total equity	49.8	42.0
TOTAL ASSETS	270.8	225.3	Total non-current liabilities	100.2	88.3
			Total current liabilities	120.7	95.0
			TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	270.8	225.3

Income statement

(€m)	H1 2022	H1 2021
Revenue	43,167	25,048
Purchases and operating derivatives	(27,685)	(15,313)
Personnel costs	(3,903)	(3,943)
Depreciation, amortization and provisions	(2,174)	(2,236)
Taxes	(1,520)	(903)
Other operating income	632	513
Share in net income of equity entities	468	386
Current operating income including operating IFRS and share in net income of equity method entities	8,984	3,552
Impairment losses, restructuring costs, changes in scope of consolidation and other non-recurring items	(248)	395
Income/(loss) from operating activities	8,736	3,947
Net financial income/(loss)	(2,082)	(608)
Income tax benefit/(expense)	(1,765)	(941)
Non-controlling interests	(52)	(73)
Net income / (loss) relating to discontinued operations, Group share	(175)	20
NET INCOME / (LOSS) GROUP SHARE	5,012	2,343
EBITDA	7,480	5,183
EBIT	5,253	2,998

Statement of cash flows

(€m)	H1 2022	H1 2021
Cash generated from operations before income tax and working capital requirements	6,944	4,748
Tax paid	(517)	(297)
Change in working capital requirements	640	(4)
Cash flow from operating activities relating to continuing operations	7,067	4,448
Cash flow from operating activities relating to discontinued operations	12	165
CASH FLOW FROM OPERATING ACTIVITIES	7,079	4,613
Net tangible and intangible investments	(2,247)	(2,535)
Financial investments	153	(1,305)
Disposals and other investment flows	(791)	416
Cash flow from (used in) investing activities relating to continuing operations	(2,885)	(3,424)
Cash flow from (used in) investing activities relating to discontinued operations	(3,614)	(78)
CASH FLOW FROM (USED IN) INVESTMENT ACTIVITIES	(6,499)	(3,503)
Dividends paid	(2,277)	(1,534)
Balance of reimbursement of debt/new debt	(1,857)	(318)
Net interests paid on financial activities	(337)	(302)
Capital increase/hybrid issues/treasury stock	27	7
Other cash flows	533	148
Cash flow from financial activities relating to continuing operations	(3,911)	(1,998)
Cash flow from financial activities relating to discontinued operations	3,748	(102)
CASH FLOW FROM (USED IN) FINANCIAL ACTIVITIES	(163)	(2,100)
Effects of changes in exchange rates and other	944	(242)
TOTAL CASH FLOWS FOR THE PERIOD	889	(869)
Reclassification of cash and cash equivalent relating to discontinued activities	(125)	(418)
Cash and cash equivalents at beginning of period	13,890	12,980
Cash and cash equivalents at end of period	14,655	11,694

APPENDIX 4: 2022 GUIDANCE – KEY ASSUMPTIONS AND INDICATIONS

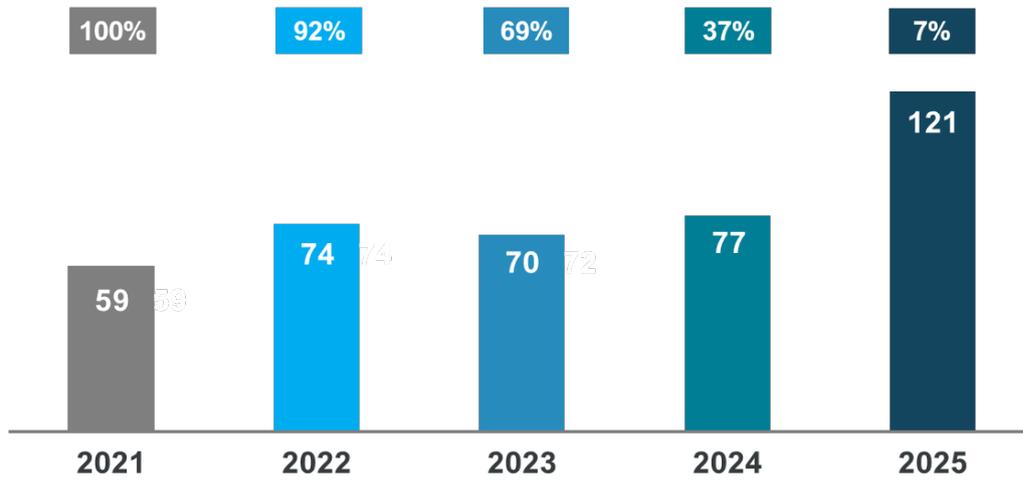
- no major regulatory or macro-economic changes
- no change in accounting policies
- average weather conditions
- €/USD: 1.07
- €/BRL: 5.58
- main commodity forward prices: Dec. 2021 – May 2022

in €/MWh - €/t	Dec. 2021 May 2022
Power Base BE	215
Power Base FR	276
Gas TTF	91
CO ₂	83

- nuclear in Belgium: nuclear availability as per REMIT and €0.3bn contingencies
- recurring net financial costs: €(1.8-2.0)bn
- recurring effective tax rate: c. 20%

Hedging position & captured prices

(% and €/MWh), as of 30 June 2022, in Belgium and France



Captured prices are shown:

- before specific Belgian nuclear and French CNR hydro tax contributions
- excluding the mark-to-market impact of the proxy hedging used for part of Belgian nuclear volumes, which is volatile and historically unwinds to close to zero at delivery

APPENDIX 6: COMPARABLE BASIS ORGANIC GROWTH ANALYSIS

<i>In € million</i>	30 June 2022	30 June 2021	Gross/organic variation
Revenue	43,167	25,048	+72.3%
Scope effect	-18	-398	
Exchange rate effect		545	
Comparable basis	43,149	25,195	+71.3%

<i>In € million</i>	30 June 2022	30 June 2021	Gross/organic variation
EBITDA	7,480	5,183	+44.3%
Scope effect	-20	-140	
Exchange rate effect		165	
Comparable basis	7,460	5,208	+43.2%

<i>In € million</i>	30 June 2022	30 June 2021	Gross/organic variation
EBIT	5,253	2,998	+75.3%
Scope effect	-20	-101	
Exchange rate effect		129	
Comparable basis	5,233	3,026	+73.1%

The calculation of organic growth aims to present comparable data both in terms of the exchange rates used to convert the financial statements of foreign companies and in terms of contributing entities (consolidation method and contribution in terms of comparable number of months). Organic growth in percentage terms represents the ratio between the data for the current year (N) and the previous year (N-1) restated as follows:

- The N-1 data is corrected by removing the contributions of entities transferred during the N-1 period or prorata temporis for the number of months after the transfer in N.
- The N-1 data is converted at the exchange rate for the period N.
- The N data is corrected with the N acquisition data or prorata temporis for the number of months prior to the N-1 acquisition.

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-20

Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 19 mai 2022 portant sanction à l'encontre de la société Engie

Le comité de règlement des différends et des sanctions (« le comité »),

Une saisine, introduite par le président de la Commission de régulation de l'énergie (« la CRE »), a été enregistrée le 25 février 2020, sous le numéro 01-40-20, à l'encontre de la société Engie ;

Elle est relative au non-respect par la société Engie du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (ci-après le « règlement REMIT »).

*

1. Procédure suivie par la Commission de régulation de l'énergie

Le 12 avril 2017, la CRE a reçu une déclaration de suspicion (« *Suspicious Transaction Report* » ou « **STR** ») concernant le comportement de la société Engie le 23 janvier 2017 et portant sur des produits infra-journaliers. A la suite de cette STR, la CRE a exercé sa mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie.

1.1 Demande d'informations de la Commission de régulation de l'énergie dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros

Par lettre du 11 décembre 2017, la Commission de régulation de l'énergie a adressé à la société Engie une première demande d'informations en application des dispositions de l'article L. 134-18 du code de l'énergie.

La CRE demandait à la société Engie de lui fournir, dans les vingt jours à compter de la réception de cette lettre, notamment les ordres émis et les transactions réalisées pour livraison en France le 23 janvier 2017 via les marchés intermédiés et de gré à gré, des explications concernant certains ordres d'achat et transactions effectués sur le marché infra-journalier d'EPEX SPOT pour livraison en France le 23 janvier 2017 ainsi que des informations sur les communications téléphoniques et/ou écrites qui ont eu lieu entre les équipes concernées par les programmes de production des unités Cycofos et Combigo et les équipes en charge du trading, lors de cette même journée.

Par courrier électronique du 12 décembre 2017, la société Engie a demandé un délai supplémentaire pour sa réponse, qui lui a été accordé par courrier électronique du 14 décembre 2017 des services de la CRE.

Par courrier électronique du 22 décembre 2017, la société Engie a demandé des précisions sur la portée de la demande relative aux ordres émis et aux transactions réalisées pour livraison en France le 23 janvier 2017 via les marchés intermédiés et de gré à gré. Les services de la CRE lui ont répondu par courrier électronique du 9 janvier 2018, en lui confirmant que la demande portait, comme la société Engie le comprenait, sur tous les produits pour livraison en France le 23 janvier 2017 (tous horizons confondus, y compris *crossborder*s et quel que soit le pays d'origine).

Par lettre du 30 janvier 2018, la société Engie a apporté les éléments en réponse à la première demande d'informations du 11 décembre 2017.

Par lettre du 5 septembre 2018, la CRE a adressé à la société Engie une seconde demande d'informations, portant notamment sur les communications écrites et téléphoniques entre les équipes en charge des opérations de marché (*Trading*), celles en charge de l'optimisation des actifs de production (*Dispatch*) et celles en charge de la production (*Generation*) lors de la journée du 23 janvier 2017 ainsi que sur les procédures internes encadrant les modalités d'interactions entre les équipes *Dispatch* et *Trading* au sein de la société Engie.

Par lettre du 5 octobre 2018, la société Engie a fourni les éléments en réponse à la seconde demande d'information du 5 septembre 2018. A l'occasion de cette réponse, la société Engie a également précisé que l'horodatage des enregistrements téléphoniques adressés à la CRE le 30 janvier 2018 était décalé d'environ 1 minute et 25 secondes

en moins par rapport à l'heure réelle, du fait de l'absence de synchronisation automatique de la plateforme d'enregistrement des conversations téléphoniques Etrali avec l'heure atomique. Elle a, alors, fourni une liste des conversations téléphoniques avec l'horodatage rectifié.

1.2 Ouverture d'une enquête en application des dispositions de l'article L. 135-3 du code de l'énergie

A la suite de ces échanges, le 28 octobre 2019, en application des dispositions de l'article L. 135-3 du code de l'énergie¹, le président de la CRE a établi un ordre de mission désignant Monsieur Ouili Nana, chargé de mission habilité par décision du 8 octobre 2019 et en fonction au sein du département de la surveillance approfondie et des enquêtes, aux fins de procéder à l'enquête visant à établir si la société Engie s'était livrée, le 23 janvier 2017, à des pratiques susceptibles de constituer un manquement à l'article 3 du règlement REMIT.

L'ouverture de l'enquête, son objet ainsi que l'identité de l'agent chargé de procéder à cette enquête, (l'« agent enquêteur »), ont été notifiés à la directrice générale de la société Engie par une lettre du président de la CRE du 28 octobre 2019.

1.3 Notification d'un procès-verbal pris en application des dispositions de l'article L. 135-12 du code de l'énergie

Conformément aux dispositions de l'article L. 135-12 du code de l'énergie, et au regard des éléments recueillis au cours de son enquête, l'agent enquêteur a établi le procès-verbal n° CRE-10-2019-ON du 4 décembre 2019.

Après y avoir présenté la procédure antérieure suivie par la CRE ainsi que le secteur et l'entreprise concernée, il a procédé à la description des faits ayant caractérisé le comportement suspect d'Engie à l'origine de l'ouverture de l'enquête.

L'agent enquêteur a considéré, après analyse des faits relevés, que la société Engie avait méconnu les dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous a) et sous b) du règlement REMIT, relatives à l'interdiction des opérations d'initiés, et a conclu de la manière suivante :

1. *la communication de la prolongation de l'arrêt de l'unité de production de Combigolfe par l'équipe Dispatch à l'équipe Trading avant la publication de celle-ci sur le site de transparence d'Engie constitue un manquement aux dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT ;*
2. *le comportement d'Engie sur le marché infra-journalier lors de la journée du 23 janvier 2017, et notamment la réalisation de cinq transactions à des fins d'équilibrage sur EPEX SPOT pour les produits H11 et H12 entre 06:01:08 et 06:01:17, constitue un manquement aux dispositions de l'article 3(1)(a) du règlement REMIT ».*

Ce procès-verbal a été notifié à la société Engie le 6 décembre 2019, cette dernière ayant été invitée, conformément à l'article L. 135-12 du code de l'énergie, à présenter ses observations dans un délai de 15 jours. Le 18 décembre 2019, l'agent enquêteur a fait droit à la demande de délai supplémentaire présentée par la société Engie et l'a invitée à adresser ses observations en réponse au plus tard le 31 janvier 2020.

1.4 Observations de la société Engie en réponse au procès-verbal

La société Engie a communiqué le 31 janvier 2020 ses observations écrites en réponse au procès-verbal n° CRE-10-2019-ON du 4 décembre 2019. Elle a également demandé à présenter des observations orales, demande à laquelle l'agent enquêteur a répondu le 20 février 2020 qu'une rencontre ne lui paraissait pas nécessaire.

Dans ses observations écrites, la société Engie souligne en substance qu'afin de se conformer au règlement REMIT, elle a mis en œuvre un modèle d'organisation reposant d'une part sur une stricte séparation entre les activités de production (*Generation*), et, d'autre part, les activités d'optimisation des actifs de production (*Dispatch*) et de *Trading*. Elle indique par ailleurs avoir mis en œuvre une procédure de traitement des informations privilégiées entre ces différentes activités, et aux termes de laquelle après communication de

¹ Le premier alinéa de l'article L. 135-3 du code de l'énergie dispose : « *Les agents de la Commission de régulation de l'énergie habilités à cet effet par le président procèdent aux enquêtes nécessaires pour l'accomplissement des missions confiées à la commission.* »

l'information privilégiée par *Generation à Dispatch*, *Dispatch* indique à *Short Term Trading*, par téléphone sur une ligne enregistrant les communications, d'arrêter toute activité de Trading en lien avec le marché concerné jusqu'à la publication de l'information privilégiée - laquelle va ainsi perdre cette nature - sur le site de transparence d'Engie (l'ordre est donné oralement par les termes « *stop trading !* »). Toutefois et pour préparer les opérations de *Short Term Trading* à mettre en œuvre aussitôt que l'information privilégiée aura perdu cette nature par sa publication, cette procédure ne fait pas obstacle à la communication entre *Dispatch* (qui doit optimiser les actifs de production) et *Short Term Trading* des informations indispensables au rééquilibrage de la position d'Engie affectée par une indisponibilité d'un actif de production du groupe. Enfin, la société Engie relève qu'elle a mis en œuvre une politique de contrôle par des équipes de conformité du respect du traitement des informations privilégiées.

En réponse aux constats dressés dans le procès-verbal, la société Engie soutient, en premier lieu, que la communication en question de la prolongation de l'indisponibilité de Combigolfe par *Dispatch* s'inscrivait dans le cadre normal des fonctions des personnes concernées.

En effet, selon la société Engie, la communication de l'information en cause par un salarié de *Dispatch* à un salarié de *Short Term Trading* était strictement nécessaire à l'exercice de leur fonction respective pour que la société puisse se conformer à ses engagements d'équilibrage vis-à-vis de la société RTE et proportionnée à la réalisation de cet objectif : face aux indisponibilités de deux centrales, la société Engie devait envisager de racheter, par l'intermédiaire de *Short Term Trading*, des volumes disponibles sur le marché, dans les meilleurs délais.

La société Engie estime que cette communication a respecté le principe de proportionnalité, dans la mesure où, selon elle, l'ensemble des acteurs avaient déjà connaissance des problèmes techniques auxquels elle était confrontée pour la remise en production des deux centrales touchées et où, toujours selon elle, l'information n'a été communiquée qu'à un seul salarié, qui ne l'a pas utilisée pour agir sur le marché.

En second lieu, la société Engie affirme que les cinq transactions identifiées, effectuées entre 06:01:08 et 06:01:17 le 23 janvier 2017 par le salarié en cause de « *Short Term Trading* », résultent d'une erreur opérationnelle qui n'a pas eu d'impact sur le marché et a depuis été corrigée.

La société Engie fait valoir que le salarié de *Short Term Trading* avait, avant d'agir sur le marché, obtenu la confirmation orale du salarié de *Dispatch* que l'information privilégiée avait été rendue publique. Elle souligne que, compte tenu de l'attente d'une minute après le signal " *stop trading !* » pour intervenir sur le marché, sa bonne foi est manifeste. La société Engie indique que le salarié de *Short Term Trading* n'a pas vérifié, au préalable, conformément aux procédures internes en vigueur, l'effectivité de la publication de l'information sur le site de transparence d'Engie.

La société Engie soutient que les cinq transactions identifiées n'ont eu aucun impact sur le marché. Elle souligne que ces transactions ne concernaient qu'un très faible volume au regard de la totalité des quantités qu'elle a achetées et que ces transactions à l'achat n'ont pas eu lieu au prix le plus bas.

Enfin, la société Engie indique que " l'erreur opérationnelle » a depuis été corrigée. Elle déclare, d'une part, que des formations à destination des équipes d'optimisation de *Dispatch* et de celles de *Short Term Trading* ont été organisées. Elle déclare, d'autre part, que les règles internes ont été renforcées, avec un mécanisme technique de gel automatique des écrans des membres de *Short Term Trading* jusqu'à la publication effective de l'information privilégiée, par la mise en place d'un contrôle redondant de cette publication par double regard entre *Dispatch* et *Short Term Trading* et par un contrôle ex-post par les équipes.

1.5 Saisine du comité par le président de la Commission de régulation de l'énergie

Eu égard aux conclusions du procès-verbal n°CRE-10-2019-ON du 4 décembre 2019 ainsi qu'aux observations de la société Engie, le président de la CRE a décidé de saisir le comité de règlement des différends et des sanctions d'une demande de sanction à l'égard de la société Engie, sur le fondement du troisième alinéa de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

Cette saisine enregistrée sous le numéro 01-40-20 a été adressée par une lettre du 25 février 2020, remise au président du CoRDIS le 25 mai 2020 et comportant, en application des dispositions de l'article R.134-29 du code de l'énergie, les pièces sur lesquelles la saisine est fondée.

*

2. Ouverture, sur le fondement de l'article R. 134-30 du code de l'énergie, de la procédure d'instruction et les griefs retenus

Vu la décision du président du comité de règlement des différends et des sanctions, en date du 30 juin 2020, notifiée à la société Engie par un courrier du 03 mars 2021, désignant Monsieur Laurent-Xavier Simonel membre du comité en charge de l'instruction (ci-après « membre désigné »), en application de l'article R. 134-30 du code de l'énergie.

*

Vu la décision du membre désigné du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie, en date du 20 décembre 2021, portant notification des griefs à la société Engie.

2.1 Rappel de la procédure suivie par le membre désigné

2.1.1 Cadre juridique applicable

L'article L. 134-27 du code de l'énergie prévoit que les sanctions énumérées dans cet article sont encourues « *en cas de manquement constaté dans les conditions prévues à l'article L. 135-12, et après l'envoi d'une notification des griefs à l'intéressé* ».

Selon l'article L. 134-31 du code de l'énergie, les « *sanctions énumérées à l'article L. 134-27 sont prononcées après que le gestionnaire, l'opérateur, l'exploitant ou l'utilisateur d'un réseau, d'un ouvrage ou d'une installation, le fournisseur d'électricité ou de gaz naturel ou toute personne qui effectue ou organise des transactions sur un ou plusieurs marchés de gros de l'énergie ou portant sur des garanties de capacités mentionnées à l'article L. 335-2 a reçu notification des griefs et a été mis à même de consulter le dossier et de présenter ses observations écrites et verbales, assisté par une personne de son choix* ».

Aux termes de l'article R. 134-30 du code de l'énergie, « *pour chaque affaire, le président du comité de règlement des différends et des sanctions désigne un membre de ce comité chargé, avec le concours des agents de la Commission de régulation de l'énergie, de l'instruction. Le cas échéant, ce membre adresse la mise en demeure prévue à l'article L. 134-26 et notifie les griefs. Il peut ne pas donner suite à la saisine* ».

En outre, selon l'article 14 de la décision du 13 février 2019 portant adoption du règlement intérieur du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie, « *s'il y a lieu, le membre désigné notifie les griefs, les sanctions encourues et la sanction qu'il entend proposer au comité de règlement des différends et des sanctions. Cette notification est adressée à la personne mise en cause qui dispose d'un délai ne pouvant pas être inférieur à quinze jours pour présenter au comité de règlement des différends et des sanctions ses observations écrites* ».

Il résulte de ces dispositions qu'en cas de manquement constaté dans les conditions de l'article L. 135-12 du code de l'énergie, le membre désigné du comité peut notifier des griefs sans mettre l'intéressé préalablement en demeure.

2.1.2 Échanges contradictoires antérieurs à la notification des griefs

Par deux lettres du 3 mars 2021, le membre désigné a notifié à la société Engie ainsi qu'à son conseil, Me Michel Guénaire (cabinet Gide), la copie de la saisine du CoRDiS et de la décision de son président le désignant pour l'instruction de cette demande. Compte tenu de la nature particulière de certains éléments du dossier de saisine (fichiers audio), il a invité la société Engie à se rendre dans les locaux de la CRE pour avoir accès à l'ensemble du dossier dont l'inventaire détaillé a été annexé à sa lettre du 3 mars 2021.

Par lettre du 13 avril 2021, le membre désigné a demandé au président de la CRE de bien vouloir lui communiquer, selon une liste précise, les pièces mentionnées dans le dossier de saisine dont il n'était pas certain qu'elles aient été transmises avec la demande de sanction. Une copie de cette demande a été notifiée au conseil de la société Engie, par lettre du même jour.

Par lettre du même 13 avril 2021 à son conseil, le membre désigné a demandé à la société Engie de bien vouloir lui communiquer les informations et pièces suivantes :

« 1. L'opérateur est invité à exposer de manière précise en quoi les dispositifs d'organisation et de processus qu'il avait effectivement mis en oeuvre au 23 janvier 2017 étaient de nature à contribuer efficacement à la prévention des opérations d'initiés interdites ou couvertes par l'article 3 du règlement du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT) ainsi qu'à la réalisation des obligations positives prévues par l'article 4 de ce règlement. Il est invité à produire tous les documents ou informations dont il estime qu'ils justifient de ces dispositifs.

2. L'opérateur est invité à transmettre les supports ou comptes-rendus des formations organisées par la société Engie, à destination des équipes d'optimisation et de trading sur le respect des dispositions du règlement REMIT (page 32 de vos observations du 31 janvier 2020), s'agissant en particulier des modalités de communication d'informations par les membres de l'équipe Dispatch aux membres de l'équipe Short Term Trading. »

Le 15 avril 2021, la société Engie (par l'intermédiaire de son conseil et d'un de ses représentants) a eu accès, au sein des locaux de la CRE, à l'ensemble des pièces du dossier de saisine et en a pris une copie.

Par lettre du 19 avril 2021, le président de la CRE a communiqué au membre désigné les pièces demandées dans sa lettre du 13 avril 2021.

Par lettre du 30 avril 2021, le conseil d'Engie a répondu à la demande du membre désigné du 13 avril 2021 en communiquant seize pièces (dont celles communiquées par la lettre du 19 avril 2021 du président de la CRE).

Par lettre du 22 juin 2021, le membre désigné a communiqué au conseil d'Engie la réponse du président de la CRE du 19 avril 2021 et, compte tenu du format et du volume de certaines pièces, l'a invité à en prendre connaissance et à en faire une copie numérisée en se rendant dans les locaux de la CRE.

Par lettre du 7 juillet 2021, le membre désigné a demandé au président de la CRE de bien vouloir lui communiquer la pièce intitulée : « Annexe 2_Consolidated Overview file_rectifié » (annexe 2 à la seconde réponse d'Engie du 5 octobre 2018 en phase d'enquête), dont il n'était pas certain qu'elle ait été transmise en même temps que la demande de sanction. Une copie de cette demande a été notifiée au conseil de la société Engie, par lettre du même jour.

Par lettre du 8 juillet 2021, le président de la CRE a communiqué la pièce demandée. Par lettre du 23 juillet 2021, le membre désigné a communiqué au conseil d'Engie cette réponse du président de la CRE du 8 juillet 2021 et, compte tenu du format de la pièce annexée à cette réponse, l'a invité à en prendre connaissance et à en faire une copie numérisée en se rendant dans les locaux de la CRE.

Le 15 septembre 2021, la société Engie (par l'intermédiaire de ses conseils) a eu accès, au sein des locaux de la CRE, à l'ensemble des pièces communiquées par le président de la CRE en réponse aux deux mesures d'instruction du membre désigné du 13 avril 2021 et du 7 juillet 2021 et en a pris une copie.

2.1.3 Constatations du membre désigné

Sur le caractère privilégié de l'information relative à la prolongation de l'indisponibilité de l'unité Combigolfe

Le membre désigné du comité de règlement des différends et des sanctions a constaté que l'information de prolongation de la durée de l'arrêt fortuit de l'unité Combigolfe du matin du lundi 23 janvier 2017 et du décalage à 12:00 de son retour en production sur le réseau constitue une information couverte par le règlement REMIT.

Il relève que cette information i) revêt un caractère précis en ce qu'elle porte sur une unité de production identifiée, et sur son indisponibilité, pour une durée anticipée définie par une tranche horaire et pour un volume de production déterminé connue par la société Engie, ii) que jusqu'à **06:01:24** le 23 janvier 2017, elle n'avait pas été rendue publique, iii) qu'elle est de nature à concerner la conclusion et l'exécution des contrats de fourniture d'électricité avec livraison dans l'Union, pour les produits infra-journalier avec livraison en France, négociés sur EPEX SPOT, qui constituent des produits énergétiques de gros au sens des dispositions de l'article 2, paragraphe 4, du règlement

REMIT, iv) et que cette information, eu égard à la capacité importante de Combigolfe et la position fortement acheteuse d'Engie sur le marché infra-journalier qui en découle, était susceptible d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros.

Le membre désigné a donc estimé que l'information relative à la prolongation de l'indisponibilité de l'unité Combi-golfe, le 23 janvier 2017, entre 05:58:43, heure où a été indiqué : « *Là on est parti sur midi pour les deux centrales en fait, aux alentours de midi* » par Generation à l'intention de *Dispatch* et 06:01:24, heure à laquelle elle a été rendue publique, présentait les caractéristiques d'une information privilégiée au sens de l'article 2, paragraphe 1, du règlement REMIT.

Sur la communication de l'information privilégiée à un membre de l'équipe Short Term Trading

Le membre désigné du comité relève que le 23 janvier 2017, entre 05:58:30 et 05:59:51 et exactement à 05:59:16, un membre de l'équipe *Dispatch* a tenu une conversation simultanée avec un membre de l'équipe *Short Term Trading* et l'a informé du prolongement de l'arrêt de la centrale de Combigolfe, et que cette divulgation a été reconnue par la société Engie dans le cadre de la mission de surveillance exercée par la CRE.

Le membre désigné du comité note que cette communication n'apparaît pas comme conforme aux règles de procédure interne de la société Engie, aux termes de laquelle les membres de l'équipe *Dispatch* ont le statut d'« Initiés Permanents » et ne peuvent, à ce titre, disposer d'un accès direct aux marchés, au contraire des membres de l'équipe *Short Term Trading* qui n'ont pas accès à l'information tant qu'elle n'est pas publiée.

Il constate qu'il ressort de la procédure en cause qu'en cas d'événement, au moment de l'envoi de l'instruction de « *stop trading !* », *Dispatch* ne doit communiquer à *Short Term Trading* que le pays concerné, afin de déterminer le champ géographique de l'interdiction de transaction, et que l'équipe *Short Term Trading*, lorsqu'elle accède au site de transparence d'Engie, ne peut pas vérifier le contenu de l'information publiée.

Dès lors, la communication par un membre de l'équipe *Dispatch* à un membre de l'équipe *Short Term Trading* de l'information relative à la prolongation de l'indisponibilité de la centrale Combigolfe avant sa publication n'était pas conforme aux règles de procédure interne de la société Engie. Cette non-conformité ne permet pas de considérer que la communication de cette information pouvait entrer, à quelque titre que ce soit, dans le cadre normal de l'exercice des activités de l'émetteur de cette information privilégiée et, encore moins, de celles de son destinataire.

Il relève encore que rien au dossier ne permet de penser que l'accès par un membre de l'équipe *Short Term Trading* à l'information en cause avant qu'elle ne soit publiée n'ait été nécessaire. Il retient que la demande d'achats de volumes pour compenser le délai d'indisponibilité de la centrale Combigolfe, nécessaire à l'exécution des obligations d'équilibrage, a bien été adressée par *Dispatch* à *Short Term Trading* à 6h22, soit postérieurement à la publication de l'information en cause.

Il constate dès lors qu'aucun motif lié aux activités des protagonistes ne justifiait la communication de l'information relative à la prolongation de l'indisponibilité de la centrale Combigolfe avant que celle-ci ne soit rendue publique, en sorte que « *l'information privilégiée relative à la prolongation de l'indisponibilité de la centrale de production Combigolfe a été communiquée, le 23 janvier 2017 au matin, par un salarié de Dispatch à un salarié de Trading, en dehors du cadre normal du travail, de la profession ou des fonctions respectifs tant de l'émetteur que du destinataire de la divulgation, et que la société Engie a méconnu les dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous b), du règlement REMIT* ».

Sur l'utilisation de l'information privilégiée par un membre de l'équipe Short Term Trading

Le membre désigné du comité de règlement des différends et des sanctions relève qu'entre 06:01:08 et 06:01:17, soit avant 06:01:24 qui est l'heure de la publication de l'information privilégiée lui ayant fait perdre cette nature, la société Engie a réalisé cinq transactions en lien avec les produits H11 et H12, auxquels se rapporte l'information privilégiée, et que l'ensemble de ces transactions représente un volume de 100 MWh pour un montant total de 16 205 €.

Il constate que la réalisation de ces cinq transactions n'est pas contestée par la société Engie, laquelle soutient qu'il s'agit d'une « erreur opérationnelle » commise sans aucune intention de méconnaître le règlement REMIT et que les transactions réalisées n'ont eu aucun impact sur le marché.

Il retient que pour la constatation du manquement relatif à l'interdiction d'opérations d'initiés, les faits susceptibles de le caractériser doivent s'apprécier de manière objective, indépendamment des facteurs subjectifs de leur réalisation et de leurs conséquences sur le marché, et que toute utilisation d'une information privilégiée, constituée par l'acquisition ou la cession de produits énergétiques de gros auxquels se rapporte cette information, est interdite.

Il estime que le 23 janvier 2017, entre 06:01:08 et 06:01:17, un membre de l'équipe *Short Term Trading* a utilisé une information privilégiée et que, partant, Engie a méconnu l'interdiction prescrite par l'article 3, paragraphe 1, sous a) du règlement REMIT.

2.1.4 Grievs retenus par le membre désigné

Le membre désigné du comité de règlement des différends et des sanctions a reproché à la société Engie :

- *« d'une part, la communication irrégulière, le 23 janvier 2017, par rapport à ce qui avait été rendue public, de l'information privilégiée de la prolongation de l'indisponibilité de l'unité de production d'électricité de Combigolfé, qui a été faite par un membre de l'équipe Dispatch à un membre de l'équipe Trading avant la publication de cette information sur le site de transparence d'Engie (manquement aux dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous b) du règlement REMIT) ;*
- *d'autre part, le comportement consécutif sur le marché considéré caractérisé par l'utilisation irrégulière de cette information privilégiée par la réalisation de cinq transactions sur EPEX SPOT pour les produits H11 et H12 entre 06 :01 :08 et 06 :01 :17 au matin du lundi 23 janvier 2017 (manquement aux dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous a) du règlement REMIT). »*

Conformément aux dispositions de l'article R. 134-32 du code de l'énergie, la société Engie a été invitée par la notification des griefs à présenter ses observations en réponse avant le 04 février 2022 à 12h00 et à consulter le dossier.

*

Aux termes de la notification des griefs, le membre désigné estime qu'une sanction pécuniaire devrait être prononcée à l'encontre de la société Engie dont le montant pourrait être fixé entre 80 000 euros et 110 000 euros.

*

Vu le courrier électronique en date du 11 janvier 2022 par lequel le conseil de la société Engie a demandé à consulter le dossier.

Le 14 janvier 2022, la société Engie a eu accès à l'ensemble des pièces du dossier de la notification des griefs au sein des locaux de la Commission de régulation de l'énergie. Le conseil de la société Engie a été autorisé à télécharger l'ensemble des pièces du dossier sur une clé USB.

*

**

3. Observations en réponse à la notification des griefs

Vu les observations en réponse à la notification des griefs, enregistrées le 04 février 2022 pour la société Engie.

La société Engie présente le dispositif qu'elle a mis en place pour prévenir les opérations d'initiés au sens du règlement REMIT, en y exposant tout à la fois son organisation, les mécanismes mis en place, les contrôles opérés ainsi que ses obligations d'équilibrage.

Elle présente ensuite les événements de la matinée du 23 janvier 2017 au cours de laquelle RTE a activé le signal d'alerte et de sauvegarde (SAS), en détaillant les séquences d'intervention réalisées sur les produits H11 et H12.

Elle revient ensuite sur la procédure suivie.

Sur l'insuffisance de la démonstration proposée dans la notification des griefs quant au caractère privilégié de l'information en cause.

La société Engie rappelle que pour être qualifiée de privilégiée, l'information doit être suffisamment précise, ne pas avoir été rendue publique, concerner un produit énergétique de gros, et, si elle était rendue publique, être susceptible d'influencer de façon sensible les prix de produits énergétiques de gros.

Elle insiste à titre liminaire sur la circonstance que le seul fait que cette information ait été publiée sur le site de transparence d'Engie ne permet pas de déduire qu'il s'agissait d'une information privilégiée, dès lors qu'en application du règlement UE n°543/2012 de la commission du 14 juin 2013, l'information devait faire l'objet par nature d'une publication. Le déclenchement par *Dispatch* d'un *Stop Trading* n'est pas de nature à confirmer que l'information présentait effectivement les caractéristiques d'une information privilégiée.

Elle prétend que la notification des griefs propose une démonstration extrêmement rapide du caractère privilégié de l'information.

Elle relève que la question qu'il convient de se poser est celle de savoir si le marché pouvait ou non s'attendre à la prolongation d'une indisponibilité fortuite.

Elle indique que le marché sait d'emblée que les durées d'indisponibilité annoncées sont basées sur des estimations et sont susceptibles de varier, dans la mesure où l'indisponibilité fortuite résulte de difficultés techniques sur lesquelles des personnels spécialisés travaillent en parallèle.

Elle fait donc valoir que l'aléa est grand, et que la prolongation de l'indisponibilité de Combigolfé intervient dans un contexte où le marché est d'ores et déjà informé d'une baisse de la capacité de production d'Engie du fait de l'indisponibilité de Cycofos, et par conséquent de la position acheteuse d'Engie sur le marché infra journalier. Or si la position est renforcée, il convient de s'interroger sur le point de savoir si la quantité complémentaire était suffisamment substantielle pour que l'information soit prise en compte par les autres participants sur le marché.

A cela s'ajoute que lorsque l'opération est publiée, les acteurs du marché ne se précipitent aucunement pour réaliser des opérations sur les produits H11 et H12. Elle précise que corrélativement, la publication de l'indisponibilité n'a en réalité eu aucun effet sur les prix de ces produits.

Par conséquent, selon Engie, l'information qualifiée de privilégiée par la notification des griefs n'a eu aucune influence sur le prix des produits H11 et H12, et a fortiori pas d'influence sensible lorsqu'elle a été rendue publique.

Elle soutient qu'au regard de la teneur de cette information (prolongation d'une indisponibilité, position acheteuse d'Engie déjà connue), cette absence d'influence sensible était en réalité prévisible avant la publication de l'information pour l'ensemble des acteurs du marché. Elle ajoute qu'il apparaît difficile de considérer que l'information en cause présentait effectivement les caractéristiques d'une information privilégiée, et les développements de la notification des griefs sont à cet égard insuffisants, alors qu'il s'agit d'une condition sine qua non de la caractérisation des deux griefs retenus à l'encontre d'Engie.

Sur l'absence de communication illicite d'une information privilégiée

La société Engie prétend que la communication opérée est intervenue dans le cadre normal des fonctions des préposés, suivant des principes de nécessité et de proportionnalité, en sorte qu'aucun manquement au règlement REMIT ne peut être caractérisé.

S'agissant de la communication d'une information dans le cadre normal des fonctions des préposés, elle fait valoir que dès lors que l'obligation d'abstention de communication d'information privilégiée constitue une exception au principe de liberté d'expression, elle doit être limitée à ce qui est strictement nécessaire. Elle ajoute qu'il existe des situations dans lesquelles la communication d'une information, même présentant les caractéristiques d'une information privilégiée est en réalité incontournable, et que c'est dans cette logique que le règlement REMIT précise que la communication d'une information privilégiée n'est réprimée que si elle intervient hors du cadre normal de l'exercice du travail, de la profession ou des fonctions des protagonistes.

S'appuyant sur des décisions de la CJUE et de l'AMF², elle soutient que les critères de l'exception sont ceux d'un lien étroit avec la profession et du respect d'un principe de nécessité et de proportionnalité, lequel doit s'apprécier au regard du nombre restreint des collaborateurs informés.

Elle ajoute que l'exception de communication ne peut être examinée à l'aune du respect de la procédure interne, la commission des sanctions de l'AMF³ n'ayant d'ailleurs pas considéré que la communication litigieuse était bien intervenue dans le cadre normal des fonctions des protagonistes au regard de des stipulations des procédures internes applicables.

Concernant la communication entre *Dispatch* et *Short Term Trading* dans le cadre normal de leurs fonctions, la société Engie revient sur la conformité aux procédures internes et sur l'existence d'un lien étroit avec les fonctions et le respect des principes de nécessité et de proportionnalité.

Au regard de la conformité aux procédures internes, elle précise qu'il est inexact d'indiquer, comme le fait le membre désigné dans la notification des griefs, que la communication d'une information serait, en toutes circonstances, prohibée par les procédures internes d'Engie.

Revenant sur la notification des griefs, elle indique que la procédure interne ne prévoit pas que lors du *Stop Trading*, *Dispatch* ne doit communiquer à *Short Term Trading* « que le pays concerné » mais qu'il doit nécessairement lui communiquer cette information afin de définir le champ géographique sur lequel il doit cesser ses activités. Elle ajoute que cette procédure n'exclut aucunement que d'autres informations puissent également lui être communiquées.

Elle indique par ailleurs que l'interprétation du membre désigné selon laquelle les membres de l'équipe *Short Term Trading* n'auraient pas à connaître du contenu des informations figurant sur le site de transparence d'Engie une fois celles-ci publiées n'a surtout pas de sens dès lors qu'il s'agit précisément d'informations publiques.

Elle fait encore valoir que la formation contenant une slide sur laquelle il était fait référence à la mention « *no access for traders* » n'est qu'un support de formation destinée à plusieurs équipes, dont certaines n'ont en aucune circonstance à connaître des informations reçues par *Dispatch*. Elle insiste sur le fait que la formation « REMIT information session for O&P », communiquée en réponse précise que s'agissant de l'équipe *Short Term Trading*, la prévention des opérations d'initiés est assurée en premier lieu non pas par une stricte muraille de Chine, mais par le *Stop Trading*.

Selon Engie, les éléments mis en avant dans la notification des griefs ne permettent pas de conclure à l'existence, au sein des procédures internes, d'une interdiction absolue de communication entre *Dispatch* et *Short Term Trading*.

Elle soutient que la seule méconnaissance de la procédure interne qui ait été commise réside dans le fait de ne pas avoir vérifié que l'information ayant engendré un process de *Stop Trading* avait effectivement été publiée, mais que cette circonstance, qui concerne une phase postérieure à la transmission de l'information ne peut avoir une incidence rétrospective sur la conformité de la communication à la procédure interne et a fortiori à la réglementation.

Au regard de l'existence d'un lien étroit avec les fonctions et le respect des principes de nécessité et de proportionnalité, Engie indique tout d'abord que le cœur des fonctions *Dispatch* est l'optimisation des actifs et la coordination nécessaire au regard des obligations d'équilibrage physiques d'Engie, cependant que l'équipe *Short Term Trading* a pour mission de mettre en œuvre sur le marché infra-journalier les actions nécessaires au respect des obligations d'équilibrage. Selon Engie, lorsque *Dispatch* transmet à *Short Term Trading* une information relative à une difficulté devant conduire *Short Term Trading* à réaliser des opérations sur le marché cette communication présente nécessairement un lien étroit avec les fonctions de ces deux entités.

S'agissant de l'information relative à la prolongation de l'indisponibilité de la centrale Combigolfe, lorsque *Dispatch* l'apprend, *Short Term Trading* tente d'acquérir depuis plusieurs minutes des quantités importantes d'électricité sur la période de 10h à 12h (produits H11 et H12), pour couvrir les besoins d'Engie compte tenu de

² CJCE, 22 novembre 2005, C-384/02, KG, §32 et s. ; AMF décision de la commission des sanctions du 25 avril 2019 à l'égard des sociétés ILIAD SA, X, et de MM Maxime Lombardini, A, B et C, §173 et 177.

³ Ibidem

l'indisponibilité de la centrale Cycofos. Aussi, la prolongation de l'indisponibilité de Combigolfe allait accroître les besoins d'Engie sur ces périodes, et il était important que *Short Term Trading* se prépare à acheter des quantités disponibles à la vente pour couvrir les besoins déjà existants. La communication était donc nécessaire. Par ailleurs, la communication n'a été faite qu'à un seul préposé, lequel avait suivi les formations adéquates relatives au traitement de l'information privilégiée, et savait en conséquence apprécier la nature de l'information selon un principe de précaution et n'a pris aucune position immédiate sur le marché relativement à l'information communiquée dans l'attente de l'émission du signal *Stop Trading*. La communication répondait ainsi au principe de proportionnalité.

Pour Engie, la communication est donc intervenue dans le cadre normal des fonctions des préposés, suivant des principes de nécessité et de proportionnalité, de sorte qu'aucun manquement REMIT ne peut être caractérisé.

S'agissant de l'impossible imputation d'un manquement de communication d'information privilégiée à Engie, cette dernière insiste sur le fait que l'article 3(1)(b) du règlement REMIT prohibe la communication d'une information à une autre personne, or, la personne morale Engie n'a jamais communiqué la moindre information à une autre personne.

Elle fait valoir qu'il n'est à aucun moment précisé, dans la notification des griefs, en quoi une telle communication entre deux préposés agissant tous deux pour le compte d'Engie pourrait conduire à lui imputer une méconnaissance des dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT.

Selon Engie, le principe constitutionnel de responsabilité personnelle fait obstacle à l'existence de toute présomption irréfragable de responsabilité de la personne morale en cas de manquements commis par ses préposés. Concernant le règlement REMIT, et dans la mesure où il n'existe aucune obligation légale ou réglementaire de mise en place de procédure visant à prévenir les manquements, l'établissement ayant malgré tout mis en œuvre de telles procédures doit de plus fort pouvoir s'exonérer de sa responsabilité si des manquements venaient à être commis.

La société Engie précise avoir démontré qu'elle avait adopté et mis en œuvre, bien avant 2017, une organisation et des procédures pour prévenir tout manquement au règlement REMIT, procédures dans le cadre desquelles la circulation d'informations potentiellement privilégiées au sein de l'établissement était parfaitement encadrée, et la prévention d'opérations d'initiés complétée par un mécanisme de *Stop Trading*. Partant, et si tant est que la communication de l'information litigieuse puisse être constitutive d'un manquement, Engie avait bien mis en place une procédure interne efficace de prévention d'un tel manquement, en sorte qu'elle ne peut, en tout état de cause se voir imputer un manquement au règlement REMIT.

Sur l'absence d'utilisation induite d'une information privilégiée

La société Engie fait valoir d'une part que la notification des griefs ne démontre pas en quoi elle aurait fait une utilisation induite de l'information relative à la prolongation de l'indisponibilité de Combigolfe en acquérant les produits H11 et H12, et d'autre part, qu'en tout état de cause, les opérations en question entraient dans le cadre de l'exception prévue par le règlement REMIT.

S'agissant de l'absence de démonstration de l'utilisation induite de l'information privilégiée, elle soutient que le fait que les transactions aient été réalisées par erreur et en méconnaissance de la procédure interne quelques secondes avant la publication d'une information sur le site de transparence d'Engie n'est pas suffisant pour faire mécaniquement dégénérer ces opérations en utilisation illicite de ladite information.

Elle s'appuie sur la jurisprudence de la CJUE selon laquelle s'il peut être présumé qu'une personne qui détient une information privilégiée et réalise une opération sur le marché d'un produit concerné par cette information fait une utilisation de cette dernière, cette présomption n'est pas irréfragable. Elle ajoute qu'il ne peut a fortiori être mécaniquement déduit que l'utilisation serait induite, alors que selon la CJUE, seule une telle utilisation constitue une opération d'initiés prohibée. Engie fait par ailleurs valoir qu'afin de déterminer si la personne a véritablement enfreint l'interdiction des opérations d'initiés son comportement doit être analysé à la lumière des objectifs de la réglementation, le règlement REMIT prévoyant à cet égard que « *nul abus de marché ne puisse donner lieu à des profits* ». Elle précise qu'en l'espèce la notification des griefs ne contient aucune démonstration d'une utilisation induite de l'information qualifiée de privilégiée. Engie ajoute que les opérations que le trader a réalisées s'inscrivent dans une stratégie de couverture de besoins déjà existants, stratégie qui avait été définie bien avant la naissance de l'information de l'indisponibilité de Combigolfe. Elle précise qu'elle n'était aucunement dans une logique

d'exploiter une information que les autres acteurs du marché n'auraient pas eu, et qu'elle n'a profité d'aucun avantage ou déséquilibre d'information, les ordres qu'elle avait passés sur H11 et H12 répondant à des intérêts vendeurs d'ores et déjà présents dans le carnet.

S'agissant de l'utilisation d'une information privilégiée dans un cadre prévu par le règlement REMIT, Engie précise que dès lors qu'il lui est reproché d'avoir manqué au règlement REMIT, il convient de vérifier, au-delà de la méconnaissance de la procédure interne, si les transactions d'Engie sont effectivement contraires à la réglementation. Citant les dispositions de l'article 3(4)(b) du règlement REMIT, elle fait valoir qu'elle a déjà démontré en réponse aux demandes d'information et au procès-verbal, que les opérations qu'elle avait passées sur le marché s'inscrivaient dans le cadre de ses obligations contractuelles d'équilibrage, dans un contexte de l'arrêt fortuit de deux centrales. Elle indique à cet égard que les 5 transactions réalisées sur H11 et H12 visaient à compenser la baisse de capacités de production sur la période 10h à 12h. Engie précise par ailleurs que lorsqu'elle a été informée de la prolongation de l'indisponibilité de Combigolfe, le besoin de couverture s'est trouvé renforcé. Ce besoin aurait pu justifier qu'elle fasse usage de l'exception prévue par le règlement REMIT, et qu'elle réalise immédiatement des opérations sur le marché sans attendre que l'information soit publiée. Engie n'a pas fait ce choix, et n'a pas entendu se prévaloir à l'époque de cette exception, et n'a pas pu envisager l'opportunité d'une déclaration des transactions à la CRE, n'ayant alors pas eu connaissance de l'erreur opérationnelle sous-jacente.

Or, selon Engie, cette circonstance particulière ne saurait remettre en cause le fait que les opérations concernées s'inscrivaient bien dans le cadre de l'exception prévue par le règlement REMIT. Elle prétend ainsi n'avoir aucunement utilisé de manière indue une information privilégiée pour effectuer les transactions sur H11 et H12, et qu'à l'analyse, il apparaît que ces opérations entraient dans le cadre de l'exception prévue par l'article 3(4)(b) du règlement REMIT.

Sur l'absence de gravité des manquements reprochés

La société Engie soutient que si le code de l'énergie invite le comité à se pencher sur la gravité du manquement au moment de la détermination du montant de la sanction, un manquement au règlement REMIT ne peut être considéré comme grave « en soi ». Elle précise que pour déterminer la gravité d'un manquement, il faut tenir compte de sa durée, de l'existence ou non d'une réitération ou encore du montant des opérations concernées. Elle fait valoir qu'au cas d'espèce, les 5 ordres ont été passés respectivement 16 et 7 secondes avant la publication, soit dans une durée extrêmement brève. Elle insiste par ailleurs sur le fait que l'erreur a été commise dans des circonstances très particulières et qu'elle ne s'est pas répétée, et indique que cette erreur ne serait pas susceptible de se reproduire à l'heure actuelle en raison de la mise en place depuis ces événements d'un processus de gel mécanique des écrans jusqu'à la publication effective de l'information.

Sur l'organisation retenue par Engie, celle-ci fait valoir qu'elle répondait aux meilleurs standards de l'époque, et qu'elle lui permettait de prévenir efficacement les opérations d'initiés. Renvoyant à la notification des griefs, elle souligne le fait qu'il est surprenant de lire qu'une norme aurait vocation à s'appliquer avec plus ou moins d'intensité en fonction de la situation d'un acteur sur le marché et notamment son chiffre d'affaires.

Elle relève également que le membre désigné ne peut affirmer que les mesures qu'elle a prises postérieurement pour éviter toute réitération de l'erreur constatée témoigneraient d'une insuffisance antérieure de son dispositif. S'appuyant sur le fait que l'erreur commise en l'espèce était une erreur humaine, elle fait valoir que ce type d'erreur est toujours susceptible de se produire, quelle que soit la robustesse des procédures mises en place. Elle met en avant les conséquences tirées de l'erreur constatée, à savoir la mise en place d'un mécanisme de gel des écrans jusqu'à la publication effective de l'information, témoignant d'une marque de professionnalisme et de sa volonté d'amélioration constante de son dispositif.

Engie soutient également que la problématique de l'horodatage des conversations téléphoniques n'est pas un outil de prévention des manquements au règlement REMIT. Elle maintient par ailleurs que la proximité physique entre les agents des services *Dispatch* et *Short Term Trading* est indispensable, les risques résultant de cette proximité étant parfaitement gérés. La société Engie ajoute enfin que l'affirmation selon laquelle l'organisation adoptée par Engie ne saurait en aucun cas renvoyer à une pratique normale de l'industrie en pareille circonstance n'est étayée par aucun élément de comparaison.

Sur l'absence de dommage et de tout profit, Engie se dit satisfaite de voir que les éléments liés à l'absence de toute atteinte au marché ou aux consommateurs finaux, de tout dommage résultant des manquements allégués, de tout profit réalisé par Engie et de toute démarche délibérée de sa part ont été relevés par le membre désigné. Elle

rappelle néanmoins l'objectif premier du règlement REMIT à savoir que nul abus de marché ne peut donner lieu à des profits, et insiste sur le fait qu'elle n'a en aucune manière porté atteinte à cet objectif, pas plus qu'elle n'aurait créé une situation dans laquelle il aurait pu être porté atteinte à cet objectif.

Sur ses parfaites coopérations et sa bonne foi, Engie se dit également satisfaite des constats opérés par le membre désigné quant à sa collaboration pendant l'enquête, et fait valoir que cette collaboration est allée bien au-delà de la collaboration aux investigations menées, puisque c'est elle qui a détecté et mis en avance dans ses réponses à la CRE l'erreur opérationnelle portant sur les 5 transactions qui lui sont reprochées aujourd'hui.

La société Engie soutient donc au regard des circonstances particulières de l'espèce, que la sanction pécuniaire qui pourrait être retenue ne soit que purement symbolique. Elle demande par ailleurs que la décision à intervenir ne soit pas publiée, ou à tout le moins qu'elle ne le soit que sous une forme anonymisée et pour une durée limitée, sauf à engendrer pour elle un préjudice disproportionné.

*

4. Procédure de sanction

Vu le code de l'énergie, notamment ses articles L. 134-25 à L. 134-34 et R. 134-29 à R. 134-37 ;

Vu la décision du 13 février 2019, portant adoption du règlement intérieur du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie ;

Vu la décision du 23 décembre 2021 du président du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie, relative à la désignation d'un rapporteur pour l'instruction de la demande de sanction enregistrée sous le numéro 01-40-20 ;

*

Par courrier en date du 14 mars 2022, la société Engie a été informée que la séance publique se tiendrait le 25 mars 2022 à 09h00.

Par courrier en date du 24 mars 2022, la société Engie a été informée du report de la séance publique au 11 avril 2022 à 09h00.

Par courrier électronique en date du 24 mars 2022, la société Engie a demandé le report de la séance publique en raison de l'indisponibilité de la directrice du département d'optimisation et de trading court terme électricité pour l'Europe centrale aux date et heure initialement arrêtées.

Le 25 mars 2022, la société Engie a été informée de l'annulation de la séance publique du 11 avril 2022.

La société Engie ayant été régulièrement convoquée à la séance publique, qui s'est tenue le lundi 9 mai 2022, du comité de règlement des différends et des sanctions, composé de M. Thierry Tuot, président, M. Henri de Larosière de Champfeu et M. Nicolas Maziau, membres, en présence de :

M. Laurent-Xavier Simonel, membre désigné par le président du comité de règlement des différends et des sanctions,

M. Emmanuel Rodriguez, directeur adjoint des affaires juridiques et représentant le directeur général empêché,

Mme. Agnès Leduc, rapporteur,

Les représentants de la société Engie, assistés de Me Michel Guénaire et Me Jean-Philippe Pons-Henry,

A l'ouverture de la séance publique, interrogé par le président du comité de règlement des différends et des sanctions, le conseil de la société Engie a confirmé sa demande tendant à ce que la séance se déroule hors de la présence du public.

Dans ces conditions, le comité de règlement des différends et des sanctions a décidé que la séance se déroulerait, portes fermées, hors de la présence du public. Outre les représentants de la société Engie dûment identifiés, ont assistés à la séance, sur autorisation du président du comité, des agents des services de la Commission de régulation de l'énergie qui sont tenus au secret professionnel.

Après avoir entendu :

- le rapport de Mme. Agnès Leduc, présentant les faits, la saisine du comité de règlement des différends et des sanctions le président de la Commission de régulation de l'énergie, les griefs notifiés et les observations écrites en réponse aux griefs ;
- les observations de M. Laurent-Xavier Simonel, présentant les motifs l'ayant conduit à notifier des griefs et précisant la nature pécuniaire ainsi que la fourchette dans laquelle devrait s'inscrire le montant de la sanction proposée ;
- les observations de Me Michel Guénaire, de M^o Jean-Philippe Pons-Henry, de Mme. T et de M. V pour la société Engie, cette dernière persiste dans ses moyens et ses conclusions.

La parole ayant été donnée en dernier à Me Michel Guénaire et aux représentants de la société Engie.

Le comité de règlement des différends et des sanctions en ayant délibéré, après que le membre désigné, le rapporteur, la partie mise en cause, le public et les agents des services se sont retirés.

*

* *

5. Motifs de la décision du comité de règlement des différends et des sanctions

5.1 Présentation du marché considéré

1. Le marché de gros de l'électricité, qui permet d'assurer l'essentiel de l'équilibre du bilan physique entre l'offre (partie amont) et la demande (partie aval) d'électricité, tient une place centrale dans le fonctionnement du système électrique français. RTE assure, à proximité du temps réel, l'équilibre final du système.
2. A l'exception de certains cas particulier (entreprises intégrées, contrat direct entre un producteur et un consommateur ou fournisseur), la production et la fourniture d'électricité sont négociées sur les marchés de gros, donnant lieu à plusieurs types d'opérations :
 - Les échanges peuvent se faire sur des bourses, de gré à gré intermédié (c'est-à-dire via un courtier) ou directement de gré à gré (bilatéral pur) ;
 - Les transactions peuvent être purement financières (si le produit induit uniquement un échange financier) ou déboucher sur une livraison physique sur le réseau français.
3. Différents acteurs interviennent sur le marché de gros, et sont principalement :
 - Les producteurs d'électricité qui négocient et vendent la production de leurs centrales électriques ;
 - Les fournisseurs d'électricité qui négocient et s'approvisionnent en électricité et la vendent ensuite aux clients finals pour leur consommation ;
 - Les négociants qui, en vue de dégager une plus-value entre les prix de réalisation de leurs opérations successives, achètent pour revendre (ou vendent pour ensuite acheter) et favorisent ainsi la liquidité du marché aux différentes échéances temporelles ;

- Les opérateurs d'effacement qui valorisent les effacements de consommation de leurs clients (un MWh effacé revient à un MWh produit).
4. Sur les marchés à court terme, les produits sont :
- à échéance journalière, pour une livraison le lendemain (« *Day-ahead* »), des produits « horaires » ou par « blocs » de plusieurs heures, caractérisés par une livraison en « base » (24h/24, 7j/7) ou en « pointe » (de 08h00 à 20h00) ;
 - à échéance infra-journalière pour livraison le jour même, des produits « demi-horaires », « horaires » ou par « blocs » de plusieurs heures, échangeables sur le marché infra-journalier.
5. Le marché considéré est le marché infra-journalier.
6. Sur le marché infra-journalier avec livraison sur le réseau français, la négociation est continue 7j/7 et 24h/24. L'électricité est négociée pour livraison le même jour ou le lendemain, sur des tranches horaires ou sur des blocs. Chaque heure ou chaque bloc d'heures peut être négocié jusqu'à 5 minutes avant le début de la période de livraison. Les heures pour le lendemain peuvent être négociées à partir de 15h00. La plage des prix autorisée de ce marché infra-journalier est de – 3 000 €/MWh à 3 000 €/MWh.

5.2 Présentation de la société Engie

7. La société Engie (anciennement « GDF Suez ») est un groupe industriel énergétique français qui propose de la fourniture d'énergie (gaz et électricité) et des services relatifs à l'énergie. Elle exploite également plusieurs centrales de production électrique (centrales hydrauliques, au gaz, au charbon, au fioul, à énergie renouvelable), avec une capacité installée d'environ 10 GW en France à fin 2016. Son principal actionnaire est l'État à hauteur de 23,64 %.
8. Les transactions sur le marché considéré ont été effectuées en utilisant le compte EPEX SPOT de la société Engie, à laquelle est rattaché le périmètre d'équilibre regroupant les actifs de production d'électricité qu'elle exploite, qui incluent les centrales « Cycofos » et « Combigolfe ».
9. En 2021, elle a réalisé un chiffre d'affaires de 57,9 milliards d'euros.

5.3 Activités de la société Engie sur le marché infra-journalier EPEX SPOT le 23 janvier 2017

10. Le lundi 23 janvier 2017, Engie a rendu public le fait que ses deux centrales de production d'électricité Combigolfe et Cycofos étaient fortuitement rendues indisponibles (« indisponibilités non planifiées »), entraînant une importante perte de production de plus de 840 MW :
- à 4h20, publication de l'indisponibilité de 420 MW pour Combigolfe, allant de 4h19 à 8h ;
 - à 5h11, publication de l'indisponibilité de 423 MW pour Cycofos, allant de 5h10 à 12h.
11. Des mises à jour portant sur le retour en service de ces deux centrales ont été publiées par Engie au cours de cette même journée :
- à 6h01, annonce publique indiquant que le retour à la production de Combigolfe était repoussé de 8h à 12h ;
 - à 10h39, annonce publique indiquant que le retour à la production de Combigolfe était avancé à 10h39 au lieu de 12h ;
 - à 12h14, annonce publique indiquant que le retour à la production de Cycofos est repoussé de 12h à 13h15.
12. La notification des griefs a fait état de l'enquête au cours de laquelle a été analysée de manière détaillée l'activité d'Engie sur le marché infra-journalier d'EPEX SPOT pendant la journée du 23 janvier 2017, activité qui a été rapprochée des annonces publiques des indisponibilités qui affectaient les moyens de production Cycofos et Com-bigolfe.
13. Les ordres et transactions suspects portaient notamment sur les produits suivants :

- *Produit H11* : Engie effectue des transactions à l'achat sur le produit H11 à 06:01:08, 45 MW à 188 €/MWh. L'information concernant l'indisponibilité de la centrale Combigolfe est rendue publique à 06:01:24.
 - *Produit H12* : Engie effectue des transactions à l'achat sur le produit H12, soit à 06:01:17, 50 MW à 140,8 €/MWh et 5 MW à 141 €/MWh. L'information concernant l'indisponibilité de la centrale Combigolfe est rendue publique à 06:01:24.
14. S'agissant de ces deux produits, la notification des griefs a relevé, sur la base de l'analyse réalisée par l'enquête, que :
- à 05:58:30, les équipes *Generation* appellent les équipes *Dispatch* pour les informer que l'arrêt de la centrale Combigolfe sera prolongé jusqu'à 12h au lieu de 8h. L'équipe *Dispatch* tient alors une conversation simultanée avec l'équipe *Short Term Trading* et l'informe du prolongement de l'arrêt de cette centrale.
 - A 06:00:00, l'équipe *Dispatch* envoie à l'équipe *Short Term Trading* un signal « stop trading ! ». Ce signal oral est envoyé lorsqu'une information privilégiée est en cours de publication afin que l'équipe *Short Term Trading* n'effectue pas de transactions ;
 - entre 06:01:08 et 06:01:17, l'équipe *Short Term Trading* effectue pourtant 5 transactions sur les produits H11 et H12 ;
 - à 06:01:24, l'information concernant le décalage à 12h de l'heure de retour prévue pour la centrale Combigolfe est publiée sur le site de transparence d'Engie.

5.4 Cadre juridique applicable

15. En application des dispositions du troisième alinéa de l'article L. 134-25 du code de l'énergie, « *Le comité de règlement des différends et des sanctions peut 1...] sanctionner les manquements aux règles définies aux articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie ou tout autre manquement de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement du marché de l'énergie, 1...] qu'il constate de la part de toute personne concernée, dans les conditions fixées aux articles L. 134-26 à L. 134-34 sans qu'il y ait lieu de la mettre préalablement en demeure* ».
16. En application de l'article 16 du règlement REMIT et afin de permettre son application coordonnée et uniforme dans toute l'Union européenne, l'Agence de coopération de régulateurs de l'énergie (l'« ACER »), publie des orientations non contraignantes sur la mise en œuvre des définitions énoncées dans ce règlement.
17. Une information privilégiée est définie à l'article 2(1) du Règlement REMIT comme « *une information de nature précise qui n'a pas été rendue publique, qui concerne, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et qui, si elle était rendue publique, serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros* ».
18. Ces mêmes dispositions prévoient encore qu'« *on entend par « information » : / a) une information qui doit être rendue publique conformément aux règlements (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009, notamment les orientations et les codes de réseau adoptés en vertu desdits règlements ; / b) une information concernant la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité ou de gaz naturel ou une information relative à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL, y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations ; / c) une information qui doit être diffusée conformément aux dispositions juridiques ou réglementaires au niveau de l'Union ou national, aux règles du marché et aux contrats ou aux coutumes en vigueur sur le marché de gros de l'énergie en question ; dans la mesure où, si elle était rendue publique, cette information serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros ; et / d) toute autre information qu'un acteur du marché raisonnable serait susceptible d'utiliser pour fonder sa décision d'effectuer une transaction ou d'émettre un ordre portant sur un produit énergétique de gros* ».

19. Il s'infère par ailleurs de cet article que : « *l'information est réputée "de nature précise" si elle fait mention d'un ensemble de circonstances qui existe ou dont on peut raisonnablement penser qu'il existera, ou d'un événement qui s'est produit ou dont on peut raisonnablement penser qu'il se produira, et si elle est suffisamment précise pour que l'on puisse en tirer une conclusion quant à l'effet possible de cet ensemble de circonstances ou de cet événement sur les cours des produits énergétiques de gros* ».
20. Le règlement REMIT impose i) la publication des informations privilégiées, ii) et prohibe les opérations d'initiés, iii) à l'exception de certaines situations.

L'obligation de publication de l'information privilégiée

21. Les acteurs du marché sont tenus, en vertu de l'article 4, paragraphe 1, du règlement REMIT, de rendre publiques les informations privilégiées qu'ils détiennent : « *les acteurs du marché divulguent publiquement, effectivement et en temps utile, une information privilégiée qu'ils détiennent concernant une entreprise ou des installations que l'acteur du marché concerné, ou son entreprise mère ou une entreprise liée, possède ou dirige ou dont ledit acteur ou ladite entreprise, est responsable, pour ce qui est des questions opérationnelles, en tout ou en partie. Cette divulgation contient des éléments concernant la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité ou de gaz naturel ou des informations relatives à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL, y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations* ».
22. Cette divulgation doit par ailleurs être faite en temps utile, de manière simultanée et intégrale, conformément aux dispositions de l'article 4, paragraphe 3 du règlement REMIT⁴.

L'interdiction des opérations d'initiés

23. L'article 3 du Règlement REMIT dispose notamment qu'« il est interdit aux personnes qui détiennent une information privilégiée en rapport avec un produit énergétique de gros :
- a) *d'utiliser cette information en acquérant ou en cédant, ou en tentant d'acquérir ou de céder, pour leur compte propre ou pour le compte d'un tiers, soit directement, soit indirectement, des produits énergétiques de gros auxquels se rapporte cette information ;*
 - b) *de communiquer cette information à une autre personne, si ce n'est dans le cadre normal de l'exercice de leur travail, de leur profession ou de leurs fonctions* ».

Rappel des dispositions figurant au paragraphe 4 de l'article 3 du règlement REMIT

24. Certaines situations sont placées par l'article 3, paragraphes 3 et 4, du règlement REMIT, en dehors du champ de l'interdiction des opérations d'initiés.
25. L'article 3, paragraphe 4, sous a), du règlement REMIT dispose ainsi que l'interdiction des opérations d'initiés ne s'applique pas : « *aux transactions effectuées pour assurer l'exécution d'une obligation d'acquisition ou de cession de produits énergétiques de gros devenue exigible, lorsque cette obligation résulte d'une convention conclue ou d'un ordre émis avant que la personne concernée ne détienne une information privilégiée* ».
26. L'article 3, paragraphe 4, sous b), du règlement REMIT prévoit pour sa part que l'interdiction des opérations d'initiés ne s'applique pas : « *aux transactions conclues par les producteurs d'électricité et de gaz naturel, les opérateurs d'installations de stockage de gaz naturel ou les opérateurs d'installations d'importation de GNL dans le seul but de couvrir des pertes physiques immédiates résultant d'indisponibilités imprévues, chaque fois que le fait de ne pas agir de la sorte aurait pour résultat d'empêcher l'acteur du marché de respecter les obligations contractuelles existantes ou lorsque cette action est engagée avec l'accord du gestionnaire de réseau de transport concerné afin de garantir le fonctionnement sûr et fiable du réseau. Dans ce cas, les informations pertinentes relatives à ces*

⁴ « 3. Chaque fois qu'un acteur du marché ou une personne employée ou agissant au nom d'un acteur du marché divulgue des informations privilégiées en relation avec un produit énergétique de gros dans l'exercice normal de son travail, de sa profession ou de ses fonctions, conformément à l'article 3, paragraphe 1, point b), ledit acteur ou ladite personne veille à ce que cette divulgation publique s'effectue d'une manière simultanée, intégrale et efficace ».

transactions sont communiquées à l'agence ainsi qu'à l'autorité de régulation nationale. Cette obligation de communication est sans préjudice des obligations visées à l'article 4, paragraphe 1. »

27. Le chapitre 8 des orientations de l'ACER apporte des précisions quant à l'exemption de l'article 3, paragraphe 4, sous b) du règlement REMIT. Il en ressort que l'ACER considère qu'un acteur du marché n'est pas en mesure de respecter ses obligations contractuelles existantes uniquement s'il n'a pas d'autres actifs disponibles et si la perte physique ne peut être couverte par aucun cadre existant tel que les marchés intrajournaliers / journaliers ou d'équilibrage. S'agissant de la période autorisée à couvrir au titre de l'exemption, le chapitre 8 précise encore que l'exemption de l'article 3, paragraphe 4, point b), ne peut être appliquée que pendant la durée pendant laquelle l'acteur du marché n'est pas en mesure de respecter les obligations contractuelles existantes ou lorsqu'une telle action est entreprise en accord avec le ou les gestionnaires de réseau de transport concernés afin de pouvoir assurer un fonctionnement sûr et sécurisé du système.
28. Enfin, l'article 3, paragraphe 4, sous c), du règlement REMIT dispose que l'interdiction des opérations d'initiés ne s'applique pas : *« aux acteurs du marché agissant dans le respect des règles nationales d'urgence, lorsque les autorités nationales sont intervenues pour garantir la fourniture d'électricité ou de gaz naturel et que les mécanismes de marché sont suspendus dans un État membre ou dans une partie de celui-ci. Dans ce cas, l'autorité compétente pour la planification des mesures d'urgence assure la publication conformément à l'article 4 ».*

5.5 Sur les griefs notifiés

29. Selon la notification des griefs, il est reproché à la société Engie :

« i) d'une part, la communication irrégulière, le 23 janvier 2017, par rapport à ce qui avait été rendue public, de l'information privilégiée de la prolongation de l'indisponibilité de l'unité de production d'électricité de Combigo, qui a été faite par un membre de l'équipe Dispatch à un membre de l'équipe Trading avant la publication de cette information sur le site de transparence d'Engie (manquement aux dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous b) du règlement REMIT) ;

ii) d'autre part, le comportement consécutif sur le marché considéré caractérisé par l'utilisation irrégulière de cette information privilégiée par la réalisation de cinq transactions sur EPEX SPOT pour les produits H11 et H12 entre 06:01:08 et 06:01:17 au matin du lundi 23 janvier 2017 (manquement aux dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous a) du règlement REMIT) ».

30. Il convient dès lors de rechercher si ces manquements sont caractérisés.
31. A titre liminaire, le comité rappelle qu'une erreur matérielle a affecté l'horodatage des enregistrements téléphoniques qui ont été adressés à la CRE le 30 janvier 2018.
32. Cet horodatage était en effet décalé d'environ 1 minute et 25 secondes en moins par rapport à l'heure réelle, du fait de l'absence de synchronisation automatique de la plateforme d'enregistrement des conversations téléphoniques Etrali avec l'heure atomique. Cette erreur matérielle a été reconnue par la société Engie, qui a alors fourni à la CRE une liste des conversations téléphoniques avec l'horodatage rectifié.
33. Le comité entend préciser s'être fondé, dans le cadre de la présente procédure de sanction, sur l'horodatage des enregistrements téléphoniques rectifié, tel qu'il résulte de la liste des conversations téléphoniques communiquée à la CRE par la société Engie à l'appui de son courrier en date du 5 octobre 2018.
34. Les temps reportés dans la présente décision sont donc, à l'instar de ceux figurant dans la notification des griefs, ceux qui sont déflatés de l'erreur matérielle ayant affecté l'horodatage initial, laquelle n'emporte donc aucune conséquence sur la présentation des griefs.

5.5.1 En ce qui concerne la qualification du caractère privilégié de l'information

35. Il résulte des dispositions rappelées dans la partie 5.4 de la présente décision, qu'une information est susceptible d'être qualifiée d' *« information privilégiée »* au sens et pour l'application du règlement REMIT si elle répond aux quatre conditions cumulatives suivantes : qu'elle revête un caractère précis ; qu'elle n'ait pas été rendue publique ; qu'elle concerne, directement ou indirectement, un ou plusieurs

produits énergétiques de gros ; et que sa publicité soit susceptible d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros.

5.5.1.1 S'agissant du caractère précis de l'information

36. La notification des griefs retient que l'information de prolongation de la durée de l'arrêt fortuit de l'unité Combigolfe du matin du lundi 23 janvier 2017 et du décalage à 12:00 de son retour en production sur le réseau, constitue « *une information concernant la capacité et l'utilisation des installations de production (...), y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations* » au sens de l'article 2, paragraphe 1, sous b) du règlement REMIT, et qu'elle constitue, ainsi, une « information » couverte par ce règlement.
37. Il est constant que cette information porte sur une unité de production identifiée, à savoir la centrale Combigolfe et sur son indisponibilité, pour une durée anticipée définie par une tranche horaire et pour une capacité de production déterminé (420MW), connue par la société Engie, qui ne conteste pas ces constats.
38. Dans ces conditions, cette information revêt un caractère précis.

5.5.1.2 S'agissant du caractère public de l'information

39. Ainsi que le relève la notification des griefs, l'information de la prolongation de la durée de l'indisponibilité de Combigolfe a été communiquée par l'équipe *Generation* à l'équipe *Dispatch* le 23 janvier 2017, après un essai de redémarrage de la centrale et lors d'un échange *téléphonique* portant sur le résultat de cet essai, entre 05:58:30 et 05:59:51 et a été publiée sur le site de transparence de la société Engie le même jour à 06:01:24.
 40. Jusqu'à 06:01:24 le 23 janvier 2017, cette information n'avait pas été rendue publique. Plus précisément et selon l'horodatage rectifié : *Generation* a communiqué l'information à *Dispatch* 13 secondes après le début de l'enregistrement des conversations téléphoniques, soit à 05:58:43 et *Dispatch* l'a transmise à *Short Term Trading* 46 secondes après le début de l'enregistrement, soit à 05:59:16.
 41. Dans ces conditions, cette information n'a donc pas été rendue publique avant 06:01:24 le 23 janvier 2017.
- #### 5.5.1.3 S'agissant du lien de l'information avec un ou plusieurs produits énergétiques de gros

42. Ainsi que le rappelle la notification des griefs, l'information en question portait sur la disponibilité et la capacité de production d'une centrale de production d'électricité.
43. Elle est donc de nature à concerner la conclusion et l'exécution des contrats de fourniture d'électricité avec livraison dans l'Union, pour les produits infra-journalier avec livraison en France, négociés sur EPEX SPOT, qui constituent des produits énergétiques de gros au sens des dispositions de l'article 2, paragraphe 4, du règlement REMIT.
44. Les transactions effectuées et les communications effectuées par la société Engie relatifs à ces produits entrent par conséquent dans le champ d'application du règlement REMIT, ce qui n'est d'ailleurs pas contesté par la société dans ses observations en réponse au procès-verbal ou à la notification des griefs.

5.5.1.3 S'agissant de l'influence sur les prix des produits énergétiques de gros

45. La notification des griefs relève que compte tenu de l'importance de la centrale et de son rôle dans l'équilibre offre-demande et a fortiori dans le contexte extrêmement tendu de la demande d'un lundi en saison hivernale (souligné spontanément par *Dispatch*), l'annonce de la prolongation de l'arrêt d'une centrale ayant la capacité importante de Combigolfe et la position fortement acheteuse d'Engie sur le marché infra-journalier qui en découle, sont sans nul doute susceptibles d'influencer à la hausse les prix infra-journaliers de l'électricité. Cette information était, donc, susceptible d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros en cause.
46. La société Engie fait valoir que la démonstration du caractère privilégié de l'information est extrêmement rapide et indique qu'il est insuffisant de se contenter d'affirmer que compte tenu de l'importance et du rôle de la centrale, l'annonce de la prolongation de son arrêt et la position acheteuse d'Engie était susceptible d'influencer de façon sensible les prix. Elle s'appuie sur différents éléments qui la conduisent à s'interroger sur le caractère effectivement privilégié de l'information, tirés de ce que i) l'information n'était pas relative à l'apparition de difficultés sur une ou plusieurs centrales mais seulement à la

prolongation d'une indisponibilité fortuite, ii) que l'information qualifiée de privilégiée n'a eu aucune influence sensible sur les prix des produits H11 et H12, et a fortiori pas d'influence sensible lorsqu'elle a été rendue publique, iii) et que cette absence d'influence était en réalité prévisible avant la publication de l'information.

47. Le caractère privilégié d'une information s'apprécie cependant a priori, au regard du contenu de l'information concernée et des circonstances dans lesquelles elle survient, sans que ne soit pris en considération l'impact réel et effectif qu'elle a pu avoir. L'examen de l'influence effective de l'information est donc indifférent dans la détermination du caractère privilégié de l'information.
 48. Le comité relève que la société Engie concède que les informations relatives aux difficultés rencontrées par les deux centrales le 23 janvier 2017 peuvent être considérées, au regard des capacités de production concernées, comme des informations présentant une certaine sensibilité⁵. Le comité note également que la société Engie souligne elle-même le contexte particulier dans le cadre duquel se sont inscrits les faits qui lui sont reprochés, et la demande élevée en électricité constatée, liée aux températures très basses⁶.
 49. Le comité constate par ailleurs que, et ainsi que le souligne Engie, les centrales à cycle combinée au gaz naturel, telles que celles de Cycfos et Combigo, « sont très sollicitées en période de grand froid, en particulier dans les cas de compétitivité du prix du gaz, comme moyens d'ajustement à une forte demande »⁷.
 50. Par suite, et compte tenu des caractéristiques de la production du lundi 23 janvier 2017, l'information relative à la prolongation de l'indisponibilité de l'unité Combigo était, au regard de son contenu, et du contexte dans le cadre duquel elle est intervenue, susceptible d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros.
- 5.5.2 Sur l'utilisation de l'information privilégiée par un membre de l'équipe *Short Term Trading*
51. Il ressort des pièces du dossier qu'entre 06:01:08 et 06:01:17, soit avant 06:01:24 qui est l'heure de la publication de l'information privilégiée lui ayant fait perdre cette nature, la société Engie a réalisé cinq transactions en lien avec les produits H11 et H12, auxquels se rapporte l'information privilégiée, représentant un volume de 100 MWh pour un montant total de 16 205 €.
 52. Le comité note, à l'instar de la notification des griefs, que la réalisation de ces cinq transactions pour les produits H11 et H12, avant la publication effective de l'information privilégiée, n'est pas contestée par la société Engie.
 53. La société Engie soutient tout d'abord qu'il s'agit d'une « erreur opérationnelle », et ajoute que la notification des griefs ne contient aucune démonstration d'une utilisation induue de l'information par Engie, laquelle n'a profité d'aucun avantage ou déséquilibre d'information.
 54. Toutefois, et comme l'a précisé la notification des griefs, en vertu tant des termes des dispositions précitées de l'article 3 du règlement REMIT que des finalités qu'elles poursuivent, de garantie de la transparence du marché de gros de l'énergie et de la certitude confiante que doivent avoir ses acteurs qu'ils peuvent y participer en disposant exactement des mêmes informations pertinentes que chacun des autres acteurs, ni l'intention ni le caractère délibéré ni l'existence ou l'ampleur de l'effet, direct ou indirect, sur le marché, ne sont des éléments opérants pour l'appréciation, de nature objective, du manquement à l'interdiction d'opérations d'initiés.
 55. Ainsi, pour la constatation de ce manquement, les faits susceptibles de le caractériser doivent s'apprécier de manière objective, indépendamment des facteurs subjectifs de leur réalisation et de leurs conséquences sur le marché. Toute utilisation d'une information privilégiée, constituée par l'acquisition ou la cession de produits énergétiques de gros auxquels se rapporte cette information, est interdite.
 56. Dès lors, le dossier établit que le 23 janvier 2017, entre 06:01:08 et 06:01:17, un membre de l'équipe *Short Term Trading* a utilisé une information privilégiée.

⁵ Observations en réponse à la notification des griefs du 4 février 2022, p.24/45, point 42.

⁶ Observations en réponse à la notification des griefs du 4 février 2022, p.2/45, point 2.

⁷ Observations en réponse à la notification des griefs du 4 février 2022, p.11/45, point 22.

57. La société Engie fait cependant valoir que l'utilisation de l'information aurait été effectuée dans un cadre prévu par le règlement REMIT, en son article 3, paragraphe 4 sous b), duquel il s'infère que l'interdiction des opérations d'initiés ne s'applique pas : « *aux transactions conclues par les producteurs d'électricité et de gaz naturel, les opérateurs d'installations de stockage de gaz naturel ou les opérateurs d'installations d'importation de GNL dans le seul but de couvrir des pertes physiques immédiates résultant d'indisponibilités imprévues, chaque fois que le fait de ne pas agir de la sorte aurait pour résultat d'empêcher l'acteur du marché de respecter les obligations contractuelles existantes ou lorsque cette action est engagée avec l'accord du gestionnaire de réseau de transport concerné afin de garantir le fonctionnement sûr et fiable du réseau. Dans ce cas, les informations pertinentes relatives à ces transactions sont communiquées à l'agence ainsi qu'à l'autorité de régulation nationale. Cette obligation de communication est sans préjudice des obligations visées à l'article 4, paragraphe 1* ».
58. Il ressort de ces dispositions qu'en présence d'une information privilégiée, les acteurs de marché ne peuvent agir sans violer la prohibition des opérations d'initiés posée par l'article 3 du règlement REMIT, en se prévalant de l'exemption posée à l'article 3, paragraphe 4 sous b) précité, uniquement dans l'hypothèse où ces acteurs sont dans l'incapacité physique, compte tenu de leur portefeuille et des moyens physiques restant disponibles, d'honorer leurs obligations contractuelles, s'ils n'achètent pas de volume immédiatement. En dehors de cette hypothèse, ils doivent attendre la publicité de l'information pour agir.
59. Il appartient en conséquence à l'opérateur qui prétend s'être trouvé dans la situation placée en dehors du champ de l'interdiction des opérations d'initiés visée à l'article 3 paragraphe 4 sous b), de fournir tous éléments permettant d'établir, au vu de sa situation matérielle et juridique, que les ordres d'achat ou de vente passés ne pouvaient l'être qu'au moment où ils l'ont été et dans les conditions dans lesquelles ils ont été passés. L'opérateur ne peut ainsi se contenter de faire état de ses obligations contractuelles d'équilibrage, sans préciser l'ensemble des données matérielles, juridiques et financières permettant d'établir qu'il se trouvait dans l'impossibilité de procéder autrement. L'opérateur qui indique avoir agi pour couvrir des pertes physiques immédiates doit ainsi exposer n'avoir eu aucun autre actif disponible et expliquer en quoi les pertes ne pouvaient être couvertes par aucun cadre existant tels que les marchés journaliers ou infra-journaliers, sans attendre la publication de l'information privilégiée.
60. En l'espèce, si la société Engie prétend que les opérations en cause qu'elle a passées sur le marché s'inscrivaient pleinement dans le cadre de ses obligations contractuelles d'équilibrage dans le contexte de l'arrêt fortuit de deux centrales qu'elle n'était pas en mesure de couvrir au moyen d'une autre unité de production, il apparaît que les éléments qu'elle a pu fournir au cours de l'enquête ne portent pas sur l'état de ses engagements contractuels, de son portefeuille, de sa capacité à faire face à ses engagements et à ses obligations en matière d'équilibrage pour la période incriminée à raison des transactions effectuées, dans les seize secondes ayant précédé la publication de l'information.
61. La société Engie fait également valoir que RTE avait adressé une alerte du système d'alerte et de sauvegarde (ci-après « SAS »). Le comité relève toutefois que le SAS est une « *messagerie d'exploitation dédiée aux situations de crise, permettant de transmettre des ordres prédéfinis, à exécuter par les opérateurs des sites et centres de conduite de production, afin de garantir la tenue des paramètres essentiels du système électrique (fréquence, tension) dans les limites autorisées* »⁸. La seule invocation de ce que RTE avait envoyé une indication générale sous forme de SAS n'est pas, en elle-même, de nature à établir qu'agir sur le marché à ce moment-là répondait aux nécessités de l'équilibrage.
62. Engie n'apporte ainsi pas tous les éléments permettant au comité d'établir que les obligations d'équilibrage auxquelles elle est astreinte aient imposé la communication des informations relatives aux capacités de production en cause telles que décrites à la partie 5.5.1 de la présente décision et aient justifié de leur utilisation avant que celles-ci ne soient rendues publiques, faisant dès lors obstacle à ce qu'elle puisse se prévaloir de l'exonération de l'article 3, paragraphe 4 sous b) rappelée au point 57. Le Comité note au surplus que la société Engie reconnaît elle-même ne pas en avoir fait usage⁹, et ne saurait s'en prévaloir a posteriori pour établir que le manquement ne serait pas constitué, et ce d'autant que l'article 3, paragraphe 4 sous b) précité impose la communication, à l'ACER ainsi qu'à l'autorité de régulation

⁸ RTE – Documentation technique de référence – Chapitre 4 – article 4.7.

⁹ Observations en réponse à la notification des griefs du 4 février 2022, p.39/45, point 71.

nationale, des informations pertinentes relatives aux transactions effectuées, ce qui n'a pas été le cas en l'espèce.

63. Dès lors, la société Engie a méconnu, dans la mesure décrite ci-dessus, l'interdiction de procéder à des opérations d'initiés prévue par l'article 3 paragraphe 1 sous a) du règlement REMIT.

5.5.3 Sur la communication de l'information privilégiée à un membre de l'équipe Short Term Trading

64. Ainsi que le souligne la notification des griefs, le 23 janvier 2017, entre 05:58:30 et 05:59:51 et exactement à 05:59:16 (heure à laquelle a été prononcé : « *Attends je parle justement au trader. – Hors téléphone : Combigolfe aussi midi, avant midi...* »), pendant qu'un membre de l'équipe *Generation* appelle un membre de l'équipe *Dispatch* pour l'informer que l'arrêt de la centrale Combigolfe sera prolongé jusqu'à 12h00 au lieu de 8h00 comme initialement anticipé par une information précédemment rendue publique, le membre de l'équipe *Dispatch* tient une conversation simultanée avec un membre de l'équipe *Short Term Trading* et l'informe de ce prolongement de l'arrêt de cette centrale.

65. Cette divulgation, par un membre de l'équipe *Dispatch* à un membre de l'équipe *Short Term Trading*, de cette information relative à la poursuite de l'indisponibilité de la centrale Combigolfe et les modalités de cette divulgation a été reconnue par la société Engie, notamment dans sa réponse à la mesure d'instruction en date du 30 avril 2021, ainsi que dans ses observations en réponse à la notification des griefs, Engie évoquant en effet une « erreur opérationnelle »¹⁰.

66. La société Engie prétend que cette communication d'une information privilégiée à un membre de l'équipe *Short Term Trading* a été faite dans le cadre de l'exercice normal de ses fonctions par le membre de l'équipe *Dispatch*. L'article 3, paragraphe 1, sous b), du règlement REMIT prévoit en effet une telle exception : « *Il est interdit aux personnes qui détiennent une information privilégiée en rapport avec un produit énergétique de gros : (...) / b) de communiquer cette information à une autre personne, si ce n'est dans le cadre normal de l'exercice de leur travail, de leur profession ou de leurs fonctions* ».

67. La condition de communication dans le cadre normal de l'exercice d'un travail, d'une profession ou d'une fonction, doit s'entendre comme exigeant que cette communication, s'il ressort des circonstances qu'elle n'est pas dénuée de tout lien avec cet exercice, soit d'une part nécessaire à cet exercice, et d'autre part, qu'elle soit proportionnelle, ainsi d'ailleurs qu'a pu le juger la CJCE dans sa jurisprudence *Knud Grongraard* en date du 22 novembre 2005 (n°C-384/02), au vu de la pratique décisionnelle des autorités de marché financières dans la mise en œuvre de textes portant sur la prohibition d'opérations d'initiés qui sont en substance analogues à celles sus rappelées.

5.5.3.1 S'agissant de l'absence de nécessité

68. La société Engie prétend que l'information était nécessaire pour que *Short Term Trading* prépare les opérations nécessaires à l'équilibrage de la position de l'opérateur électrique.

69. Toutefois et ainsi qu'il a été dit aux points 60 à 62 de la présente décision, si des obligations d'équilibrage pèsent bien sur la société Engie, celle-ci n'apporte pas au comité tous les éléments lui permettant d'établir que ses obligations aient imposé la communication d'informations relatives aux capacités de production avant que celles-ci n'aient été rendues publiques.

70. Au surplus, comme le relève la société Engie dans sa réponse du 5 octobre 2018 et comme en témoigne sa propre procédure interne, à compter de la communication à *Dispatch* d'une telle information, celui-ci a l'interdiction de transmettre tout ordre d'achat ou de vente à l'équipe *Short Term Trading* avant que l'information ne soit publiée sur le site de transparence. En l'espèce, la demande d'achats de volumes pour compenser le délai d'indisponibilité de la centrale Combigolfe, nécessaire à l'exécution des obligations d'équilibrage, a d'ailleurs bien été adressée par *Dispatch* à *Short Term Trading* à 6h22, soit postérieurement à la publication de l'information en cause.

71. La société Engie fait valoir que la circonstance que la demande d'achat n'ait été adressée par *Dispatch* à *Short Term Trading* qu'à 6h22 ne signifie aucunement qu'il n'était pas nécessaire d'avoir l'information bien en amont. Il ressort cependant des observations d'Engie en réponse à la notification des griefs qu'il était « *tout à fait essentiel que la communication entre Dispatch et Short Term Trading soit fluide et*

¹⁰ Observations en réponse à la notification des griefs du 4 février 2022, p.2/45, point 2.

rapide afin de pouvoir agir au plus vite sur les marchés dès la publication des informations »¹¹. Or le comité constate que Dispatch n'a adressé une demande d'achat que plus de 20 minutes après la communication de l'information, en contradiction avec un agissement effectué « au plus vite » comme Engie le prétend.

72. La communication ne revêtait donc pas un caractère nécessaire.

5.5.3.2 S'agissant de l'absence de proportionnalité

73. Ainsi que cela vient d'être exposé aux points 69 à 72 de la présente décision, la communication ne revêtait pas un caractère nécessaire. Par suite, il n'est pas utile de discuter si, comme le soutient la société Engie, la communication revêtait un caractère proportionnel.

74. En conséquence, l'information privilégiée relative à la prolongation de l'indisponibilité de la centrale de production Combigolfe a été communiquée, le 23 janvier 2017 au matin, par un salarié de *Dispatch* à un salarié de *Short Term Trading*, en dehors du cadre normal du travail, de la profession ou des fonctions respectifs tant de l'émetteur que du destinataire de la divulgation.

5.5.3.3 S'agissant de l'imputation du manquement à Engie

75. La société Engie fait en outre valoir, dans ses observations en réponse à la notification des griefs, que la personne morale Engie n'a jamais communiqué la moindre information à une autre personne et précise qu'il n'est à aucun moment précisé en quoi la communication effectuée entre deux préposés agissant pour son compte pourrait conduire à lui imputer une méconnaissance des dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous b), du Règlement REMIT¹².

76. Elle ajoute que si l'imputation à une personne morale des manquements commis par ses préposés peut se concevoir, une telle imputation ne saurait être mécanique, et que le principe constitutionnel de responsabilité personnelle qui trouve pleinement à s'appliquer s'agissant d'une procédure pouvant aboutir au prononcé de sanctions de nature pénale fait obstacle à l'existence de toute présomption irréfragable de responsabilité de la personne morale en cas de manquements commis par ses préposés.

77. Engie précise que les personnes morales peuvent toujours s'exonérer de leur responsabilité en faisant valoir qu'ils ont mis en place des procédures internes de nature à prévenir et à détecter les manquements professionnels de leurs préposés, d'autant plus lorsque de telles procédures ont été mises en œuvre alors même que le règlement REMIT n'imposait pas la mise en œuvre de telles procédures. Elle soutient en conséquence qu'en ayant mis en place une procédure interne efficace de prévention d'un manquement lié à la communication de l'information litigieuse, elle ne peut se voir imputer un manquement au règlement REMIT.

78. Il apparaît cependant que l'information a été communiquée pour le compte de la société Engie par ses préposés, lesquels n'ont au surplus et en tout état de cause pas retiré de bénéfice personnel de la communication de cette information. En conséquence, le manquement est bien imputable à la société mise en cause sans que cette dernière ne puisse s'exonérer de sa responsabilité en indiquant avoir mis en place des mesures permettant de prévenir et détecter de tels manquements. En effet si la mise en place de telles procédures destinées à prévenir des manquements doit être saluée, elle ne peut, par nature, faire obstacle à ce que tout manquement qui aurait été commis malgré sa mise en œuvre ne puisse engager la responsabilité de l'opérateur.

79. Dès lors, la société Engie a méconnu les dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous b), du règlement REMIT.

*

¹¹ Observations en réponse à la notification des griefs du 4 février 2022, p. 32/45, point 58.

¹² Observations en réponse à la notification des griefs du 4 février 2022, p.33/45, point 62.

6. Sanction retenue

6.1 Rappel des principes applicables en matière de sanction

80. D'une part, selon l'article 18 du règlement REMIT : « Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations du *présent règlement et prennent toute mesure nécessaire pour en assurer la mise en œuvre. Les sanctions prévues doivent être efficaces, proportionnées et dissuasives et tenir compte de la nature, de la durée et de la gravité de l'infraction, du préjudice causé aux consommateurs et des gains potentiels tirés de la transaction sur la base d'informations privilégiées et d'une manipulation du marché. (...) / Les États membres prévoient que l'autorité de régulation nationale a la possibilité de divulguer publiquement des mesures ou sanctions imposées pour une violation du présent règlement, sauf si cette divulgation est la cause d'un préjudice disproportionné pour les parties concernées ».*
81. D'autre part, selon l'article L. 134-27 du code de l'énergie : « (...) *en cas de manquement constaté dans les conditions prévues à l'article L. 135-12, et après l'envoi par le membre désigné en application de l'article L. 134-25-1 d'une notification des griefs à l'intéressé, le comité peut prononcer à son encontre, en fonction de la gravité du manquement : / (...) si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale, une sanction pécuniaire, dont le montant est proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés. / Ce montant ne peut excéder 3 % du montant du chiffre d'affaires hors taxes lors du dernier exercice clos, porté à 5 % en cas de nouvelle violation de la même obligation dans le cas d'un manquement aux obligations de transmission d'informations ou de documents ou à l'obligation de donner accès à la comptabilité, ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales prévues à l'article L. 135-1. (...) / Dans le cas des autres manquements, il ne peut excéder 8 % du montant du chiffre d'affaires hors taxes lors du dernier exercice clos, porté à 10 % en cas de nouvelle violation de la même obligation. (...) ».*

6.2 Maximum légal de la sanction pécuniaire

82. En application de ces dispositions de l'article L. 134-27 du code de l'énergie, le maximum légal de 3 % du chiffre d'affaires hors taxes s'applique pour un manquement aux obligations de transmission d'informations ou de documents ou à l'obligation de donner accès à la comptabilité. Pour les autres manquements, le maximum légal de la sanction s'élève à « 8 % du chiffre d'affaires hors taxes lors du dernier exercice clos, porté à 10 % en cas de nouvelle violation de la même obligation ».
83. Au cas d'espèce, le manquement de la société Engie aux dispositions de l'article L. 134-28 du code de l'énergie, ne constitue pas un manquement aux obligations de transmission d'informations ou d'accès à la comptabilité.
84. En conséquence, le montant de la sanction en l'espèce ne peut excéder 8 % du chiffre d'affaires hors taxes de la société Engie du dernier exercice clos. En l'occurrence, le chiffre d'affaires hors taxes réalisé en 2021 par la société Engie est de 57.9 milliards d'euros¹³. Compte-tenu de cet élément, le maximum légal de la sanction s'élève à 4,632 milliards d'euros.

6.3 Eléments d'appréciation de la sanction

6.3.1 Sur la nature, la durée et la gravité du manquement

85. Le comité relève en premier lieu, que le règlement REMIT poursuit une finalité d'ordre public économique au sein de l'Union, notamment pour encadrer la protection et l'utilisation des informations privilégiées dont la divulgation ou l'utilisation sont de nature à porter atteinte à la transparence du marché de gros de l'électricité et au nécessaire nivellement des conditions d'intervention de ses acteurs, qui est un gage de leur confiance dans le marché.
86. La méconnaissance du régime applicable aux informations privilégiées, de manière directement obligatoire et uniforme au sein de chacun des Etats membres de l'Union, est donc grave en soi.

¹³ <https://www.wiztopic.com/download-pdf/620ba076ea48586abc7791b8>

87. La société Engie insiste sur le fait que si le code de l'énergie invite le comité à se pencher sur la gravité du manquement au moment de la détermination du montant de la sanction, un manquement au règlement REMIT ne peut être considéré comme grave « en soi »¹⁴.
88. Elle met en avant la durée extrêmement brève des événements, les circonstances particulières dans le cadre desquels ils sont intervenus, l'absence de caractère répété des manquements, le fait que ces événements ne pourraient plus se reproduire aujourd'hui et le faible montant des transactions opérées, lequel doit être mis en regard avec le montant total des transactions opérées le 23 janvier 2017.
89. Le comité relève toutefois que les manquements commis doivent être regardés comme étant d'une particulière gravité, notamment au regard des fonctions occupées par les préposés de la société Engie, compte tenu de l'accès qu'ils ont à des informations confidentielles, de leur connaissance du marché, des procédures internes et des formations qui leurs sont dispensées.
90. Le comité rappelle que les centrales à gaz tiennent une place importante dans la production d'électricité en hiver en complément des centrales nucléaires. De par leur souplesse de fonctionnement, elles permettent de faire face à des hausses de consommation non prévues de sorte qu'il peut y avoir une sollicitation de ces centrales beaucoup plus grandes que les simples engagements contractuels avec des clients. L'indisponibilité de la centrale peut donc avoir des conséquences à la fois pour l'opérateur qui comptait sur ce moyen de production, et sur le fonctionnement du marché, en retirant un moyen d'ajustement.
91. Le comité relève enfin que le cumul des manquements, à savoir la communication d'une information privilégiée et son utilisation, caractérise de plus fort leur gravité.

6.3.2 Situation de la société Engie

92. En 2021, comme il a été indiqué plus haut, la société Engie a réalisé un chiffre d'affaires de 57,9 milliards d'euros, et n'a pas fait valoir de difficultés affectant sa capacité financière à exécuter à une sanction pécuniaire.
93. Ainsi que le relève la notification des griefs, Engie est l'un des acteurs principaux du secteur de l'énergie en France et présente, par ses opérations et ses intérêts, une dimension internationale au sein de l'Union et à l'extérieur de celle-ci, ce que ne conteste pas Engie qui indique avoir « *pleinement conscience de l'importance de son rôle sur le marché et de l'impact que pourrait avoir un manquement de sa part aux obligations prévues par le règlement REMIT* »¹⁵.
94. Il en résulte donc une intensité particulière de l'obligation d'attention d'Engie au respect des normes applicables à ses activités.
95. Ensuite, et comme relevé dans la notification des griefs, la société Engie agit dans un environnement professionnel marqué au plus haut point par l'importance cardinale du développement et de l'évaluation permanents des processus ainsi que par la culture de l'ingénierie en matière d'identification, de prévention et de minimisation des risques.
96. La notification des griefs insiste sur la circonstance que, en dehors des apparences immédiates et malgré les efforts de la société Engie dans ce sens, le dossier ne met pas en évidence le rôle premier et exclusif des erreurs individuellement commises par les protagonistes des services *Dispatch* ou *Short Term Trading*, même si elles sont d'évidence la cause apparemment immédiate des manquements constatés.
97. Pourtant, et comme souligné dans la notification des griefs, le rapprochement des faits et des mesures prises après leur réalisation par la société Engie pour prévenir leur répétition et pallier les carences ayant affecté les processus, conduit à estimer que l'analyse en amont menée par Engie des prescriptions du règlement REMIT relatives aux informations privilégiées a été insuffisante et, dans tous les cas, n'a pas été traduite par une mesure adéquate de l'importance à apporter, de manière concrète et effective, au respect de ces prescriptions dès le moment où elles ont été en vigueur. Contrairement à ce que soutient la société Engie, la prise en compte des mesures qu'elle a prises postérieurement à la réalisation des

¹⁴ Observations en réponse à la notification des griefs du 4 février 2022, p.40/45, point 74.

¹⁵ Observations en réponse à la notification des griefs du 4 février 2022, p.41/45, point 77.

événements considérés peut ainsi être utilisée pour comprendre et analyser les procédures alors en place le 23 janvier 2017.

98. Le comité retient que le fait que le système d'horodatage des échanges téléphoniques, qui ne saurait être considéré comme hors de propos contrairement à ce que fait valoir Engie, n'ait pas été attentivement et systématiquement vérifié, alors qu'il s'agit d'un élément crucial pour la pesée de la fiabilité des modes opératoires dans un domaine où l'unité de mesure est de l'ordre de la seconde, comme en témoignent les événements qui se sont déroulés le 23 janvier 2017, a contribué à la faute, en ce qu'il est révélateur d'un comportement ou d'une négligence qui en soi, est constitutive de la faute ou l'a aggravée.
99. De même, l'absence de mesure applicative de gel automatique des écrans avant le 23 janvier 2017, ainsi que l'absence de recherche systématique, d'identification et de prise en compte des risques résultant de la proximité physique entre les agents des services *Dispatch* et *Short Term Trading* ont également contribué à la faute, l'absence de séparation physique ne pouvant en effet que favoriser les comportements fautifs.
100. Le comité relève enfin que la mesure applicative de gel automatique des écrans du *Short Term Trading* jusqu'à la publication effective de l'information privilégiée et le protocole de vérification redondante entre *Dispatch* et *Short Term Trading* sur la réalité de cette publication n'ont pas été conçus avant le 23 janvier 2017, alors que la faiblesse d'un processus reposant exclusivement sur des échanges oraux entre les agents chargés de ces deux fonctions, travaillant de surcroît à des plages horaires couvrant « H24 » et quelles que soient les formations qu'ils ont pu recevoir, pouvait être détectée dès l'entrée en vigueur du règlement REMIT et ne saurait en aucun cas renvoyer à une pratique normale de l'industrie en pareille circonstance.
101. Si la société Engie soutient qu'il s'agit d'une erreur humaine, le règlement REMIT, strictement objectif, sanctionne le comportement des entreprises indépendamment de leur caractère volontaire. Le comité relève que le caractère d'erreur humaine involontaire, dès lors que le comportement des personnes en cause ne relevait pas d'une volonté personnelle de tirer un profit, montre que le système de gestion présenté comme rigoureux n'était pas en mesure de prévenir ce type d'erreur.
102. Le comité constate la collaboration d'Engie aux diligences réalisées pendant l'enquête et avec le membre désigné, en fournissant avec diligence l'ensemble des éléments demandés. Le comité relève encore que la société Engie a reconnu les faits incriminés et incontestables, et a montré qu'elle avait pris conscience, consécutivement, de l'importance à apporter immédiatement aux carences organisationnelles que ces faits ont révélées. Enfin, le comité note que la société Engie a montré qu'elle avait effectivement adopté les mesures palliatives nécessaires et qu'elle s'était finalement placée, à l'égard du régime des informations privilégiées organisé par le règlement REMIT, dans une démarche activement responsable.

6.3.3 Sur l'ampleur du dommage causé au marché et du préjudice causé aux consommateurs

103. Le comité relève que les cinq transactions irrégulièrement réalisées par utilisation d'une information privilégiée ont porté sur des volumes et des montants d'ampleur limitée, et que le dossier n'établit ni que le marché ait été atteint dans son équilibre ni que les consommateurs finals aient pu être affectés par les manquements commis.

6.3.4 Avantages tirés par la société Engie

104. Le comité note qu'il n'apparaît pas que la société Engie ait retiré de ces manquements, qui au demeurant ne semblent avoir résulté d'aucune démarche délibérée et n'ont affecté qu'une information privilégiée survenue dans la journée du 23 janvier 2017, un avantage financier suffisamment significatif pour être pris en considération.

6.4 Détermination de la sanction

105. Compte tenu de l'ensemble des éléments d'appréciation de la sanction exposé ci-dessus, il y a lieu de prononcer une sanction pécuniaire proportionnée de 80 000 euros à l'encontre de la société Engie.

6.5 Publication de la décision de la sanction

106. Aux termes du premier alinéa de l'article L. 134-34 du code de l'énergie : « Ces décisions de sanction [du CoRDiS] sont motivées et notifiées à l'intéressé. Elles peuvent être publiées au Journal officiel de la

République française et, selon les modalités précisées par le comité, sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie ou sur d'autres supports, notamment dans le rapport établi sur les opérations de l'exercice par les gérants, le conseil d'administration ou le directoire de la société sanctionnée, sous réserve des secrets protégés par la loi et de la mise en œuvre des garanties appropriées en ce qui concerne la protection des données à caractère personnel. Les frais de la publication sont supportés par la personne sanctionnée ».

107. Eu égard aux exigences d'intérêt général qui s'attachent à ce que la présente décision soit connue de l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie, notamment pour restaurer la confiance des acteurs envers le marché et son bon fonctionnement, le comité décide que la présente décision de sanction sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi, au *Journal officiel* de la République française, sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie et dans le prochain communiqué financier de la société Engie dont la publication est prévue le 29 juillet 2022.
108. Au regard des faits de l'espèce et de la sanction qu'ils justifient, il sera fait une juste appréciation des modalités du maintien en ligne de la présente décision sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie en fixant cette durée à deux ans à compter de sa première publication, dans les conditions fixées au point 107.

*

* *

Décide :

- Article 1er.** – La société Engie a méconnu l'article 3 du Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.
- Article 2.** – Une sanction pécuniaire de 80 000 euros est prononcée à l'encontre de la société Engie.
- Article 3.** – La présente décision sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi, au *Journal officiel* de la République française, sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie et dans le prochain communiqué financier de la société Engie dont la publication est prévue le 29 juillet 2022. La version de la décision publiée sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie n'identifiera plus nommément la société Engie à l'expiration d'un délai de deux ans à compter de sa première publication sur ce site internet.
- Article 4.** – La présente décision sera notifiée à la société Engie.

Copie de la présente décision sera adressée au président de la Commission de régulation de l'énergie.

Fait à Paris, le 19 mai 2022,

Pour le Comité de règlement des différends et des sanctions,

Le Président,

Thierry TUOT

GENERAL INFORMATION

Paragraph (4) of the section entitled “General Information” on page 127 of the Base Prospectus shall be replaced by the following:

“(4) No significant change in the Issuer’s financial position or financial performance

Save as disclosed in this Base Prospectus, as supplemented from time to time, (and in particular in Section “Recent Developments”) and the information incorporated by reference herein, there has been no significant change in the financial position or financial performance of the Issuer and the Group since 30 June 2022.”

Paragraph (8) of the section entitled “General Information” on page 128 of the Base Prospectus shall be replaced by the following:

“(8) Auditors

Ernst & Young et Autres and Deloitte & Associés (all entities regulated by the *Haut Conseil du Commissariat aux Comptes* and duly authorised as *Commissaires aux comptes*) (i) have audited and rendered audit reports on the consolidated financial statements of the Issuer for the years ended 31 December 2020 and 31 December 2021 and (ii) have rendered a limited review report on the consolidated semi-annual financial statements of the Issuer for the period ended 30 June 2022. The French auditors carry out their duties in accordance with the principles of *Compagnie Nationale des Commissaires aux Comptes* and are members of the CNCC professional body.”

**PERSONS RESPONSIBLE FOR THE INFORMATION GIVEN
IN THE FIRST SUPPLEMENT**

I hereby certify that the information contained in this First Supplement is, to the best of my knowledge, in accordance with the facts and contains no omission likely to affect its import.

ENGIE
1, place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie
France

Duly represented by:
Grégoire de Thier
Head of Corporate Funding and Financial Vehicles
authorised signatory, pursuant to the power of attorney dated 28 March 2022
on 16 August 2022



Autorité des marchés financiers

This First Supplement has been approved on 16 August 2022 by the AMF, in its capacity as competent authority under Regulation (EU) 2017/1129.

The AMF has approved this First Supplement after having verified that the information it contains is complete, coherent and comprehensible within the meaning of Regulation (EU) 2017/1129.

This approval is not a favourable opinion on the Issuer described in this First Supplement.

This First Supplement obtained the following approval number: n°22-350.