



**THIRD SUPPLEMENT DATED 27 FEBRUARY 2024
TO THE EURO MEDIUM TERM NOTE PROGRAMME BASE PROSPECTUS
DATED 17 MAY 2023
OF ENGIE**

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

€30,000,000,000 Euro Medium Term Note Programme

This third supplement (the “**Third Supplement**”) is supplemental to, and should be read in conjunction with, the Base Prospectus dated 17 May 2023 (the “**Base Prospectus**”), as supplemented by the first supplement dated 4 August 2023 (the “**First Supplement**”) and the second supplement dated 21 November 2023 (the “**Second Supplement**”), prepared in relation to the €30,000,000,000 Euro Medium Term Note Programme of ENGIE (the “**Programme**”). The Base Prospectus as supplemented (including by this Third 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 23-170 on 17 May 2023 to the Base Prospectus, approval number 23-345 on 4 August 2023 to the First Supplement and approval number 23-484 on 21 November 2023 to the Second Supplement.

This Third 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 Third 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 Third 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 Third Supplement.

This Third Supplement has been prepared for the purpose of updating the “*Recent Developments*” and “*General Information*” sections of the Base Prospectus, as supplemented.

Save as disclosed in this Third Supplement, there has been no other significant new factor, material mistake or material inaccuracy relating to information included in the Base Prospectus, as supplemented, 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 Third Supplement and (b) any other statement in, or incorporated in, the Base Prospectus, as supplemented, the statements in the Third Supplement will prevail.

Copies of this Third 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 Third 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>
RECENT DEVELOPMENTS	3
GENERAL INFORMATION.....	43
PERSONS RESPONSIBLE FOR THE INFORMATION GIVEN IN THE THIRD SUPPLEMENT	44

RECENT DEVELOPMENTS

The section entitled “Recent Developments” on page 86 of the Base Prospectus, as supplemented by the First Supplement and the Second Supplement, shall be completed by the following press releases:

“The following recent developments have been published by ENGIE:

22 February 2024

ENGIE FY 2023 results

**Another year of strong growth in results underpinned by
successful execution of our strategy
Proposed dividend of €1.43 per share for 2023
Robust medium-term outlook 2024 – 2026**

Business highlights

- High pace of growth in Renewables with
- 3.9 GW of additional installed capacity in 2023 reaching a total of 41.4 GW
- Acceleration in battery storage with the acquisition of BRP in the United States and the commissioning of Hazelwood in Australia
- Visibility reinforced on the contribution of Networks in France
- Continued progress in Net Zero 2045 trajectory with a 54% reduction vs. 2017 in GHG emissions from energy production to 52Mt in 2023
- Signature of the final agreement on Belgian nuclear, thereby fundamentally de-risking the Group

Financial performance

- Guidance 2023 achieved with NRIGs of €5.4 billion
- EBIT excluding nuclear of €9.5 billion, an organic increase of 18%, driven mainly by GEMS and Renewables
- Cash Flow From Operations¹ sharply up by €5 billion supported by improvement in working capital
- Growth capex² up 48% to €8.1 billion
- Solid balance sheet with economic net debt to EBITDA at 3.1x
- Net financial debt at €29.5bn, up €5.4bn, economic net debt at €46.5bn, up €7.7bn
- 2024 NRIGs expected in the range of €4.2 to €4.8 billion.
- Proposed dividend of €1.43 per share for 2023, corresponding to a pay-out ratio of 65%

Key financial figures as at 31 December 2023

In € billion	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 gross	Δ 2023/22 organic
Revenue	82.6	93.9	-12.0%	-11.4%
EBITDA (ex. Nuclear)	13.7	12.2	+12.5%	+12.7%
EBITDA	15.0	13.7	+9.5%	+9.7%
EBIT (ex. Nuclear)	9.5	8.0	+18.2%	+18.3%
Net recurring income Group share (continuing op.)	5.4	5.2	+2.8%	+2.7%
Net income Group share	2.2	0.2	-	-
Capex²	10.6	7.9	+35.1%	
Cash Flow From Operations	13.1	8.0	+63.1%	
Net financial debt	29.5	€+5.4bn versus 31 December 2022		
Economic net debt	46.5	€+7.7bn versus 31 December 2022		
Economic net debt / EBITDA	3.1x	+0.3x versus 31 December 2022		

¹ Cash Flow From Operations: Free Cash Flow before maintenance Capex and nuclear phase-out expenses.

² Net of sell down, US tax equity proceeds, including net debt acquired.

Catherine MacGregor, CEO, said: “*ENGIE had another excellent year in 2023, with EBIT up 18% and strong cash-flow generation. These results demonstrate the progress achieved in executing our strategy, and they confirm our capacity to move forward within a volatile energy market environment. The year 2023 was marked by a number of achievements: further rapid development in Renewables with 3.9 GW of new capacity commissioned bringing our renewables fleet to 41.4 GW at year-end; a major year in flexible generation assets, which are crucial to the deployment of a decarbonised energy system, notably a pivotal move in battery storage through the acquisition of BRP in the US. Lastly, we finalized a transforming agreement with the Belgian government related to the extension of two reactors in that country and obligations related to nuclear waste, thereby de-risking the Group to a considerable degree. Over the last three years, ENGIE has been transforming itself, with our ambition to contribute to tomorrow’s energy system through our own profitable growth. A reliable and affordable energy system, based on the alliance of the molecule and the electron, on flexible technologies, on decarbonization solutions, and on a robust infrastructural network.*”

2024-2026 outlook and guidance

ENGIE continues actively to roll out its Strategic Plan aimed at achieving carbon Net Zero by 2045.

Despite decrease in market prices in the last quarters and given the now embedded growth of GEMS contribution to our activities, ENGIE upgrades net recurring income Group share guidance for 2024 to a range of €4.2 to 4.8 billion compared to the previous range of €3.8 to 4.4 billion. EBIT excluding Nuclear is expected within an indicative range of €7.5 to 8.5 billion (compared to €7.2 to 8.2 billion previously announced).

2026: a pivotal year for ENGIE

By 2026, the Group anticipates growth in Renewables fuelled by investments, in Energy Solutions driven by additional capacity and improved margins as well as a higher contribution from Networks and GEMS with a normalized yearly EBIT upgraded from €1.0 billion to €1.5 billion, which allows to offset the impact of the decrease in commodity prices and spreads in Europe, occurred in the second half of last year, on activities exposed to market prices. Batteries activities are also expected to make an increasing contribution to the Group's results from 2024 onwards. Furthermore, as anticipated, ENGIE expects a decrease in Nuclear results following the shutdown of several power plants in Belgium by 2025 and the LTO of Doel 4 and Tihange 3 reactors.

Therefore, ENGIE outlook for 2024 – 2026 is:

In € billion	2024	2025	2026
EBIT excluding Nuclear (new)	7.5 - 8.5	7.9 - 8.9	8.2 - 9.2
<i>EBIT excluding Nuclear (previous)</i>	<i>7.2 - 8.2</i>	<i>7.5 - 8.5</i>	<i>n/a</i>
NRIGs guidance (new)	4.2 - 4.8	3.9 - 4.5	3.7 - 4.3
<i>NRIGs guidance (previous)</i>	<i>3.8 - 4.4</i>	<i>4.1 - 4.7</i>	<i>n/a</i>

Price assumptions for the 2024-2026 guidance are based on forward prices in Europe as of 29 December 2023.

ENGIE is 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.

Detailed guidance key assumptions are on appendix 4.

Dividend policy reaffirmed and €1.43 per share proposal for 2023

The Board has reaffirmed the Group’s dividend policy with a payout ratio of 65-75% of net recurring income Group share, and a floor of €0.65 per share for the 2024 to 2026 period.

For 2023, the Board has proposed a payout ratio of 65%. This translates to a dividend of €1.43 per share, which will be proposed for shareholder approval at the Annual General Meeting on 30 April 2024.

Successful roll-out of the strategic plan

Renewables

ENGIE added 3.9 GW of renewable capacity in 2023, comprising 1.9 GW in Northern America, 0.8 GW in Europe, 0.7 GW in Latin America and 0.4 GW in the rest of the world. Total installed capacity of Renewables at ENGIE is now 41.4 GW. As of 31 December 2023, the Group reported 6.3 GW of capacity under construction from

60 projects. The Group signed more than 70 PPA contracts in 2023 for a total of 2.7 GW, of which 2.0 GW with a duration longer than five years, being the world leader in corporate PPAs.

In 2023, ENGIE strengthened its renewable energy platform in South Africa with the acquisition of BTE Renewables (340 MW in operation with a 3 GW pipeline) and the consolidation of Kathu, a 100 MW concentrated solar power plant.

The Group confirms its total installed capacity target of 50 GW by 2025 and 80 GW by 2030. This ambition is supported by a pipeline of 92 GW at the end of December 2023, up 12 GW compared to end-December 2022.

Networks - Renewable gas

The French Energy Regulatory Commission (CRE) has set the remuneration for gas transport, storage and distribution infrastructure for the period 2024-27. The CRE considers, for this regulatory period, a weighted average cost of capital of 4.10% for transport (compared to 4.25% previously), 4.60% for storage (compared to 4.75%) and 4.00% for distribution (compared to 4.10%). This decision reflects the regulator's desire to maintain the long-term sustainability of tariffs. These tariffs also allow for the recovery of a significant amount related to the regulatory period ending in 2024.

In Brazil, ENGIE Brasil Energia sold 15% of its stake in TAG to CDPQ. The main objective of this partial sale is to promote asset rotation and focus attention on the company's investment plan in renewables and transmission lines. Also in Brazil, ENGIE strengthened its electricity transmission activity by winning, at the beginning of 2023, a new 30-year concession for the construction and operation of 1,000 km of high-voltage lines in the states of Bahia, Minas Gerais and Espirito Santo.

Biomethane development in France continued its progress with an annual production capacity of up to 10.8 TWh connected to ENGIE networks, an increase of 2.6 TWh compared to end-2022. ENGIE enlarged its biomethane presence in Europe with the acquisition of Ixora Energy Ltd, a leading biomethane producer based in the United Kingdom. The Group confirms its target of 10 TWh of biomethane production per year by 2030.

ENGIE has the ambition to develop green hydrogen production capacity of 4 GW by 2035.

Flex Gen - Battery Energy Storage Systems (BESS)

In 2023, ENGIE accelerated its development in batteries with the commissioning of Hazelwood in Australia, its largest battery energy storage system in operation, and the acquisition of Broad Reach Power (BRP) in the United States.

ENGIE also obtained the construction permit for a 200 MW / 800 MWh battery energy storage system at the Vilvoorde site in Belgium, to be commissioned in 2025, with a 15-year capacity contract with Elia, the Belgian transmission network operator, from 2027.

At the end of December 2023, ENGIE had 1.3 GW of BESS in operation and 3.6 GW secured under development, mainly in the United States, Chile, Australia, Belgium and UK, in line with the objective to reach 10 GW of batteries installed by 2030.

Energy Solutions

Energy Solutions has achieved major wins in District Heating and Cooling (DHC). Backlog in French concessions stood at €21.3 billion in 2023, compared to €19.8 billion last year.

In line with ENGIE's objective of accelerating the transition to a carbon-neutral economy through environmentally friendly solutions, the Group was awarded several decarbonization contracts during the year as part of the on-site production activity.

The Group's ambition is to produce 20 TWh of Green Distributed Heat, Cooling and Power by 2030 for its DHC and on-site production activities.

Disciplined capital allocation

In 2023, gross Capex amounted to €10.6 billion. Growth Capex came to €8.1 billion, of which 83% in Renewables, Energy Solutions and Flex Gen, in line with ENGIE's strategic roadmap.

Performance plan

Performance plan results contributed €178 million in 2023, with operational excellence across GBUs and improvement of loss-making entities partly offset by an increase in support function costs driven by a highly inflationary context. The Group reached €687 million in the cumulated performance plan between 2021 and 2023, above the €600 million target.

Belgian nuclear agreement

On December 13, 2023, ENGIE and the Belgian government signed the final agreements³ related to the 10-year extension of the Tihange 3 and Doel 4 nuclear reactors as well as all obligations related to nuclear waste. These transaction documents endorse the key principles of the framework agreement signed on

July 21, 2023. It allows a balanced sharing of risks associated with the extended operation of the two nuclear units and eliminates uncertainties for the ENGIE Group related to the evolution of nuclear waste liabilities.

Update on European proposals for windfall taxes

In December 2023, the French government extended the inframarginal rent cap until 31 December 2024.

The Finance Bill for 2024 provides for a rent cap applicable over a period of twelve months, from 1 January 2024 until 31 December 2024. The cap ranges from €42/MWh to €183/MWh depending on the power production technology. The excess revenue is subject to a tax rate of 50%. ENGIE is mainly impacted through the drawing rights on two EDF nuclear power plants (Chooz B and Tricastin, 1.2 GW, 9 TWh of annual output at an availability rate of 85%) subject to a €94/MWh cap and the gas power plants (1.4 GW capacity) subject to a €42/MWh cap on the clean spark spread.

Progress on key ESG targets

In 2023, greenhouse gas (GHG) emissions from energy production amounted to 52 million tons, down 54% from 2017. This represents 78% of the reduction target to 43 million tons to 2030 compared to 2017. In addition to the structural levers of decarbonisation, this better-than-expected performance is also the result of a lower utilisation rate of the combined cycle gas plants in Europe under the combined effect of mild temperatures and the normalisation of market conditions.

The share of renewables in ENGIE's total power generation capacity increased from 38% at the end of 2022 to 41% at the end of 2023, mainly thanks to the addition of 3.9 GW of renewable capacity during the year.

Concerning gender diversity target, ENGIE had 31% women in management positions at the end of 2023, another increase compared to the previous year. The Group continues to implement action plans to achieve the objective of managerial parity of 40% to 60% between women and men.

³ Subject to the approval by the European Commission under state aid and the adoption of legislative amendments relating to the Belgian nuclear legal and regulatory framework.

Finally, Moody's has assessed the Group's transition plan and given an overall rating of NZ-2, with an ambition aligned with a 1.5°C trajectory and a "solid" level on the implementation of objectives.

Health & Safety

In 2023, ENGIE completed a crucial turning point through the implementation of a global transformation plan, ENGIE One Safety, aimed at the long-term elimination of serious and fatal accidents. This plan strengthens our governance and oversight, as well as reinforces an ambitious engagement and communications program. Despite the roll-out of the transformation plan, six individuals lost their lives while working for or on behalf of the Group. Achieving the zero-fatality goal will be at the heart of priority in 2024. In addition, the Group continued to improve the prevention of lost-time accidents, as the frequency rate of these accidents fell from 2.0 at the end of 2022 to 1.8 at the end of 2023.

FY 2023 financial review

Revenue at €82.6 billion was down 12.0% on a gross basis and down 11.4% on an organic basis.

EBITDA (ex. Nuclear) at €13.7 billion, was up 12.5% on a gross basis and up 12.7% on an organic basis.

EBIT (ex. Nuclear) at €9.5 billion was up 18.2% on a gross basis and up 18.3% on an organic basis.

- Foreign exchange: a net effect of €-26 million mainly driven by the depreciation of the US dollar and the UK pound sterling partly offset by the appreciation of the Brazilian real and the Australian dollar.
- Scope: net effect of €+31 million
- French temperatures: compared to the average, the temperature effect was a negative €182 million, generating a positive year-on-year variation of €7 million compared to FY 2022 across Networks, Retail and GEMS.

EBIT contribution by activity: growth mainly driven by GEMS, Renewables and retail

In € million	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 gross	Δ 2023/22 organic	o/w normative temp. effect (France) vs. FY 2022
Renewables	2,005	1,627	+23.2%	+19.5%	
Networks	2,265	2,371	-4.5%	-4.5%	+10
Energy Solutions	386	523	-26.2%	-26.2%	
Flex Gen	1,513	1,768	-14.4%	-11.8%	
Retail	569	(6)	-	-	+8
Others	2,741	1,736	+57.9%	+57.7%	+2
<i>of which GEMS</i>	3,551	2,618	+35.7%	+35.6%	+2
EBIT ex. Nuclear	9,479	8,019	+18.2%	+18.3%	+20
Nuclear	605	1,026	-41.0%	-41.0%	
EBIT	10,084	9,045	+11.5%	+11.5%	+20

Renewables: strong growth mainly driven by contribution of new capacity commissioned as well as higher volumes and prices in Europe

In € million	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 gross	Δ 2023/22 organic
EBIT	2,005	1,627	+23.2%	+19.5%
Total Capex	4,130	3,333	+23.9%	
CNR achieved prices (€/MWh) ⁴	100	60	+66.7%	
DBSO ⁵ Margins (EBIT level)	19	102	-81.3%	
Operational KPIs				
Capacity additions (GW at 100%)	3.9	3.9		
Hydro volumes France (TWh at 100%)	14.6	12.8	+1.8	

Renewables reported 19.5% organic EBIT growth, driven by the contribution of new capacity commissioned (€+167 million) mainly in the US, Europe and Latin America and by a positive volume effect (€+112 million) due to higher hydro volumes in France and Portugal. EBIT also benefitted from a positive price effect

(€+75 million) with higher captured prices mainly for French hydro including the reversal of 2022 buybacks, partly offset by the increase in hydro taxes in France. These positive effects largely offset lower DBSO margins in 2023 (€-83 million).

Networks: lower distributed volumes and higher energy costs in France, growth in international activities

In € million	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 Gross	Δ 2023/22 organic
EBITDA	4,151	4,212	-1.5%	-1.3%
EBIT	2,265	2,371	-4.5%	-4.5%
Total Capex	2,173	2,321	-6.4%	
Operational KPIs				
Normative temp. effect (EBIT- France)	(129)	(139) ⁶	+10	
Smart meters (m)	11.3	10.9	+0.4	

Networks EBIT was down 4.5% on an organic basis due to lower distributed volumes in France mainly related to energy sobriety as well as higher energy and staff costs driven by inflation. Part of this impact will be mitigated during the forthcoming regulatory period. These effects were partly offset by tariff increase in France, Germany and Romania, an additional contribution from capacity subscribed for gas transit between France and Germany as well as a favourable environment in storage activities mainly in the UK and Germany. Outside Europe, EBIT was up 22% due to full commissioning of Novo Estado power transmission lines in Brazil and good performance mainly from TAG.

Energy Solutions: impacted by one-offs, partly offset by better performance in other activities

In € million	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 Gross	Δ 2023/22 organic
Revenue	11,033	11,441	-3.6%	-2.8%
EBIT	386	523	-26.2%	-26.2%
Total Capex	1,102	864	+27.5%	
Operational KPIs				
Distrib. Infra. installed cap. (GW)	25.3	24.9	+0.4	
EBIT margin (excl. one-offs)	5.2%	4.6%	+63bps	
EBIT margin	3.5%	4.6%	-107bps	
Backlog - French concessions (bn€)	21.3	19.8	+1.5	

⁴ Before hydro tax on CNR.

⁵ Develop, Build, Share and Operate.

⁶ Considering ~8€/MWh vs ~7€/MWh used in FY2022 publication.

Energy Solutions EBIT was down 26.2% on an organic basis. EBIT decreased mainly due to two one-offs, cost overruns in the construction of two cogeneration plants in the US (€150 million) and the recognition of a deferred tax liability on Tabreed (€38 million) following the introduction of a corporate income tax in the UAE. Excluding these one-offs, Energy Solutions EBIT was up 10% organically. For local energy networks and on-site energy production, this was driven by improved operational performance, higher contributions from cogeneration units in France and contribution from new commissioning. These elements were partly offset by negative impacts of strikes in France in the first half of 2023 and lower DBSO margins in US solar linked to a change in business model towards full consolidation. For energy performance management activities, EBIT benefitted from contract optimization and increased selectivity in business development.

Flex Gen: market normalization in Europe partly offset by positive comparison impacts and improvement in Chile

In € million	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 gross	Δ 2023/22 organic
EBITDA	1,929	2,235	-13.7%	-11.2%
EBIT	1,513	1,768	-14.4%	-11.8%
Operational KPIs				
Average captured CSS Europe (€/MWh)	37	28	+30%	
Capacity (GW at 100%)	59.0	59.5	-0.5	

Flex Gen EBIT was down 11.8% on an organic basis. This fall was mainly driven by price effects (€-377 million) on the back of lower utilization of the assets in Europe following market normalization, partly offset by improvement in Chile (reduction of short positions and lower sourcing prices). EBIT was also weighed by a lower contribution from ancillary services in Europe after very high levels of earnings in 2022. On the positive side, EBIT benefitted from two favourable comparison impacts, as the Group recognised an extraordinary tax in Italy in the first half of 2022 and was also impacted by the cost of unplanned outages on French gas assets last year.

Retail: strong performance due to higher margins and portfolio optimization

In € million	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 gross	Δ 2023/22 organic
EBITDA	821	259		
EBIT	569	(6)		
Normative temp. effect (EBIT-France)	(45)	(53)	+8	

Retail EBIT amounted to €569 million in 2023 compared to €(6) million in 2022. Organically, the EBIT increase was mainly driven by price effects due to portfolio management optimization resulting in higher margins as well as timing effects in sourcing. These positive factors were partly offset by mild winter and customer sobriety leading to long positions sold at low prices in 2023 versus long positions sold at high prices in 2022.

Others: significant contribution from GEMS

GEMS EBIT amounted to €3,551 million, up €933 million year-on-year, driven by the H1 2023 effects:

- the negative impact related to Gazprom contracts considering the risk of physical gas disruption in H1 2022, which did not repeat in 2023,
- the strong performance of energy management activities in Europe, still benefiting from good market conditions, albeit less favorable than in 2022,
- the gradual normalization of market conditions, leading to continuous reversal of market reserves,
- the good performance of the B2B business, in a market environment that allows full valuation of the cost of risk,

- the continued effect of deals signed in 2022 at good conditions which materialize at delivery date.

In the second half, GEMS' contribution decreased significantly compared to last year, as expected, due to a very elevated basis of comparison, the reduction of volumes and margins since the summer, positive timing effects in the first half that reversed in the second half, as well as the contribution from high-margin transactions locked in during 2022 which materialize at delivery date that have been smoothed over time. Excluding timing effects and variations in technical reserves, GEMS' operational performance in the second semester remains at a significantly higher level than in the years preceding the crisis.

On 26 December 2023, Cordis issued its decision no. 01-40-23 that is published entirely in appendix to this press release, in accordance with Article 5 of this decision.

Nuclear: negatively impacted by shutdowns and higher taxes, partly offset by higher captured prices and increased availability

In € million	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 gross	Δ 2023/22 organic
EBITDA	1,285	1,510	-14.9%	-14.9%
EBIT	605	1,026	-41.0%	-41.0%
Total Capex	174	229	-24.0%	
Operational KPIs				
Output (BE + FR, @ share, TWh)	32.0	42.1	-24%	
Availability (Belgium at 100%)	88.8%	83.6%	+520 bps	

Nuclear EBIT decreased 41.0 % organically, driven by the phase-out of the reactors Doel 3 in September 2022 and Tihange 2 in February 2023 (€-538 million), the nuclear inframarginal tax and Belgian nuclear taxes (€-333 million) as well as higher D&A following the increase of the dismantling assets resulting from the 2022 CPN triennial provision review. These negative effects were partly offset by a positive volume effect (€+425 million) mainly due to higher availability for Belgian assets at 88.8% and higher captured prices (€+363 million).

Net recurring income Group share of €5.4 billion

Net income Group share of €2.2 billion

In € billion	FY 2023
NRIGs	5.4
Commodities MtM	2.4
Impairment	(1.3)
Restructuring costs	(0.0)
Non recurring financial result	(0.2)
Non recurring income tax	0.9
Others ⁷	(5.0)
NIgs	2.2

Net recurring income Group share amounted to €5.4 billion in 2023 compared to €5.2 billion in 2022.

Net income Group share amounted to €2.2 billion. The €2.4 billion positive effect of the MtM commodity contracts partly offsets the negative effect from the revision of nuclear provisions following the agreement with the Belgian State.

2023 impairment of €1.3 billion was related to the continuation of the coal exit program mainly in Chile as well as wind and solar assets in the United States.

⁷ Non-recurring financial result (mainly impacted by the nuclear provision on the waste management following the agreement with the Belgian State).

Strong balance sheet and liquidity

Cash Flow From Operations (CFFO) amounted to €13.1 billion, up €5.1 billion compared to 2022. This increase was mainly supported by an improvement in change in Working Capital Requirements (€+2.8 billion).

Working Capital Requirements were positive at €0.4 billion, with a positive year-on-year variation of €2.8 billion mainly driven by price effects due to gas withdrawal at higher prices (€+3.9 billion), unbilled energy volumes (€+3.5 billion), margin calls (€+1.3 billion) and the positive timing effect on tariff shields (€+0.9 billion). These positive effects were partly offset by the impact of reversal of market reserves at GEMS (€-2.2 billion) which is neutral on CFFO, net receivables (€-1.9 billion) and nuclear impacts (€-2.1 billion) of which mainly taxes.

Liquidity stood at €23.6 billion as at 31 December 2023, including €17.0 billion of cash⁸.

Net financial debt stood at €29.5 billion, up €5.4 billion compared to 31 December 2022.

This increase was mainly driven by:

- capital expenditure over the period of €10.6 billion,
- dividends paid to ENGIE SA shareholders and to non-controlling interests of €4.1 billion,
- Belgian nuclear phase-out funding and expenses⁹ of €3.4 billion,
- other elements of €0.7 billion.

These elements were partly offset by:

- Cash Flow From Operations of €13.1 billion,
- disposals of €0.3 billion.

Economic net debt stood at €46.5 billion, up €7.7 billion compared to 31 December 2022, mostly due to the increase in Asset Retirement Obligation provisions (€+5.2 billion, mainly the increase of nuclear provisions following the agreement reached with the Belgian State) and higher financial net debt (€+5.4 billion), partly offset by the change in nuclear provisions assets related to additional funding (€-3.4 billion).

Economic net debt to EBITDA ratio stood at 3.1x, in line with the target ratio below or equal to 4.0x.

On 23 November 2023, S&P reaffirmed ENGIE SA long-term issuer rating at BBB+ and short-term rating at A-2 with stable outlook.

On 13 July 2023, Moody's confirmed ENGIE SA long-term issuer rating at Baa1 and short-term rating at P-2 with stable outlook.

On 18 July 2023, Fitch reaffirmed ENGIE SA long-term issuer rating at A- and short-term rating at F1 with stable outlook.

Capital Allocation and Medium-Term Performance

Capex

ENGIE confirms its €22-25 billion growth Capex target over 2023 to 2025 and expects to invest a similar yearly amount on average in 2026. Capital allocation is based on strict discipline respecting financial and ESG criteria.

⁸ Cash and cash equivalents plus liquid debt instruments held for cash investment purposes minus bank overdrafts.

⁹ Synatom funding previously reported in gross Capex and waste/dismantling expenses previously reported in CFFO.

Performance

ENGIE continues its efforts towards efficiency by significantly controlling its general and administrative expenses, improving the efficiency of support functions, and restructuring underperforming activities. The Group aims for a positive impact of these measures on EBIT amounting to circa €200 million p.a. over the period 2024-26.

Disposals

After successfully completing its previous disposal plan with €11 billion over the period 2021-22, the Group significantly reduced the amount of disposals in 2023 (€0.3 billion). ENGIE expects a limited portfolio turnover until 2026, with disposals estimated at less than €1 billion per year in average.

EBIT Evolution

ENGIE forecasts an EBIT excluding nuclear between €8.2 and 9.2 billion in 2026 compared to €9.5 billion in 2023 (and €5.2 billion in 2021). Expected contribution from investments (+€1.6-2.0 billion) and performance (+€0.5-0.7 billion) should be offset by negative price effects of circa -€2.9-3.5 billion and other effects such as exchange rates, scope effects or climate. The average annual growth rate of EBIT excluding nuclear between 2021 and 2026 is expected to reach 10% to 12%.

Main drivers for 2024-2026 EBIT evolution by activity:

	Expected drivers
Renewables	Growth driven by newly commissioned capacities, decrease in captured prices
Networks	Regulated tariffs reflecting inflation, cost and revenue claw-back in France from previous period, new investments
Energy Solutions	Contribution from investments, improvement in operational performance, negative one-offs in 2023
Flex Gen	Prices and volatility normalization, decarbonation journey, partially offset by acceleration in batteries
Retail	Portfolio management and optimization, high comparison basis in 2023
GEMS	Prices and volatility normalization

Nuclear	Phase out of power plants in 2025, LTO impact from 2026
----------------	---

The presentation of the Group's FY 2023 financial results used during the investor conference is available to download from ENGIE's website: <https://www.engie.com/en/finance/results/2023>

UPCOMING EVENTS

- 30 April 2024** Annual General Meeting
- 06 May 2024** Payment of the dividend for the fiscal year 2023
- 17 May 2024** Publication of Q1 2024 financial information
- 02 August 2024** Publication of H1 2024 financial results

APPENDIX 1: Financial statements

Balance Sheet

Assets (€bn)	31 Dec 2022	31 Dec 2023
NON-CURRENT ASSETS	131.5	119.0
CURRENT ASSETS	104.0	75.6
<i>o/w cash and equivalents</i>	15.6	16.6
TOTAL	235.5	194.6

Liabilities & Equity (€bn)	31 Dec 2022	31 Dec 2023
Equity, Group share	34.3	30.1
Non-controlling interests	5.0	5.7
TOTAL EQUITY	39.3	35.7
Provisions	27.0	32.6
Financial debt	40.6	47.3
Other liabilities	128.6	79.0
TOTAL	235.5	194.6

Income statement

<i>In millions of euros</i>	2022	2023
REVENUES	93,865	82,565
Purchases and operating derivatives	(74,535)	(56,992)
Personnel costs	(8,078)	(8,149)
Depreciation, amortization and provisions	(5,187)	(4,911)
Taxes	(3,380)	(2,627)
Other operating income	1,624	1,541
Current operating income including operating MtM	4,309	11,427
Share in net income of equity method entities	1,059	1,066
Current operating income including operating MtM and share in net income of equity method entities	5,367	12,493
Impairment losses	(2,774)	(1,318)
Restructuring costs	(230)	(47)
Changes in scope of consolidation	91	(85)
Other non-recurring items	(1,328)	(4,945)
NET INCOME/(LOSS) FROM OPERATING ACTIVITIES	1,127	6,098
Financial expenses	(3,700)	(3,340)
Financial income	697	1,177
NET FINANCIAL INCOME/(LOSS)	(3,003)	(2,163)
Income tax benefit/(expense)	83	(1,031)
NET INCOME/(LOSS) RELATING TO CONTINUING OPERATIONS	(1,793)	2,903
NET INCOME/(LOSS) RELATING TO DISCONTINUED OPERATIONS	2,183	-
NET INCOME/(LOSS)	390	2,903
Net income/(loss) Group share	216	2,208
Non-controlling interests	173	695

Cash flow statement

(€m)	FY 2022	FY 2023
Gross cash flow before financial loss and income tax	12 415	14 407
Income tax paid (excl. income tax paid on disposals)	(1 504)	(1 687)
Change in operating working capital	(2 424)	397
Cash flow from (used in) operating activities relating to continuing operations	8 488	13 117
Cash flow from (used in) operating activities relating to discontinued operations	98	0
CASH FLOW FROM (USED IN) OPERATING ACTIVITIES	8 586	13 117
Net tangible and intangible investments	(6 207)	(7 206)
Financial investments	(521)	(3 304)
Disposals and other investment flows	5 560	(1 308)
Cash flow from (used in) investing activities relating to continuing operations	(1 167)	(11 818)
Cash flow from (used in) investing activities relating to discontinued operations	(3 123)	0
CASH FLOW FROM (USED IN) INVESTMENT ACTIVITIES	(4 290)	(11 818)
Dividends paid	(2 665)	(4 067)
Balance of reimbursement of debt/new debt	(2 303)	4 046
Net interests paid on financial activities	(628)	(489)
Capital increase/hybrid issues	(259)	200
Other cash flows	(143)	92
Cash flow from (used in) financial activities relating to continuing operations	(5 997)	(218)
Cash flow from (used in) of financial activities relating to discontinued operations	3 019	0
CASH FLOW FROM (USED IN) FINANCIAL ACTIVITIES	(2 979)	(218)
Impact of currency and other relating to continuing operations	356	(73)
Impact of currency and other relating to discontinued operations	7	0
Impact of currency and other	363	(73)
TOTAL CASH FLOWS FOR THE PERIOD	1 680	1 008
CASH AND CASH EQUIVALENTS AT THE BEGINNING OF THE PERIOD	13 890	15 570
CASH AND CASH EQUIVALENTS AT THE END OF THE PERIOD	15 570	16 578

APPENDIX 2: CONTRIBUTIVE REVENUE BY ACTIVITY

Revenue at €82.6 billion was down 12.0% on a gross basis and 11.4% on an organic basis.

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

Revenue <i>In € million</i>	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Gross variation	Organic variation
Renewables	5,512	6,216	-11.3%	-13.0%
Networks	6,873	6,961	-1.3%	+0.1%
Energy Solutions	11,033	11,441	-3.6%	-2.8%
Flex Gen	5,264	7,126	-26.1%	-24.5%
Retail	16,443	16,810	-2.2%	-1.6%
Others	37,322	45,277	-17.6%	-17.0%
<i>of which GEMS</i>	37,221	45,137	-17.5%	-16.9%
ENGIE ex. Nuclear	82,447	93,830	-12.1%	-11.5%
Nuclear	118	35	+237.6%	+237.6%
ENGIE	82,565	93,865	-12.0%	-11.4%

Revenue for **Renewables** amounted to €5,512 million, -11.3% on a gross basis and -13.0% on an organic basis. Organically, revenue decreased mainly in Europe notably in France due to lower spot power prices compared to last year.

Revenue for **Networks** amounted to €6,873 million, -1.3% on a gross basis and +0.1% on an organic basis. Gross decrease included positive foreign exchange effects mainly in Latin America and scope out effects in Argentina. Organically, revenue increased driven by auctions of capacities for gas transport, favourable market for storage activities in Germany and in the UK and full commissioning of Novo Estado power transmission lines in Brazil partly offset by lower distributed volumes in French distribution.

Revenue for **Energy Solutions** amounted to €11,033 million, -3.6% on a gross basis and -2.8% on an organic basis. The gross decrease included scope out effect in France. Organically, decrease of commodity prices impacted negatively revenues mainly in France.

Revenue for **Flex Gen** amounted to €5,264 million, -26.1% on a gross basis and -24.5% on an organic basis. Impact from foreign exchange amounts to €-98 million, mainly in Pakistan and Chile. The organic change is largely explained by Europe, mainly due to lower ancillaries and lower spreads in a normalizing market. In Latin America, revenue increased due to indexation of PPA contracts in Chile and higher generation and prices in Peru.

Revenue for **Retail** amounted to €16,443 million, -2.2% on a gross basis and -1.6% on an organic basis. Impact from foreign exchange amounts to €-93 million, mainly in Australia. Organically, the decrease was mainly driven by lower gas and power volumes due to sobriety and decrease of gas portfolio, partially offset by growth of power contracts and a higher average price of the portfolio.

Revenue for **Others** amounted to €37,332 million. The decrease compared to last year was mainly driven by GEMS, essentially impacted by a negative net impact of commodity prices and lower delivered volumes.

Nuclear reported almost no external revenue post-elimination of intercompany operations.

APPENDIX 3: EBIT MATRIX

FY 2023 <i>In € million</i>	France	Rest of Europe	Latin America	Northern America	AMEA	Others	Total
Renewables	574	282	925	216	34	(27)	2,005
Networks	1,415	64	800	(5)		(9)	2,265
Energy Solutions	343	190	(1)	(142)	24	(27)	386
Flex Gen		891	202	35	419	(34)	1,513
Retail	380	145			64	(20)	569
Others	32	1	1	(9)		2,716	2,741
<i>of which GEMS</i>	32					3,519	3,551
ENGIE ex. Nuclear	2,744	1,573	1,927	96	541	2,599	9,479
Nuclear		605					605
ENGIE	2,744	2,178	1,927	96	541	2,599	10,084

FY 2022 <i>In € million</i>	France	Rest of Europe	Latin America	Northern America	AMEA	Others	Total
Renewables	368	318	796	172	9	(36)	1,627
Networks	1,700	24	658	(3)		(8)	2,371
Energy Solutions	311	148	(5)	23	58	(11)	523
Flex Gen		1,278	50	44	417	(22)	1,768
Retail	(164)	115	6		49	(12)	(6)
Others	(1)	(16)		(11)		1,763	1,736
<i>of which GEMS</i>	(1)					2,618	2,618
ENGIE ex. Nuclear	2,214	1,867	1,506	226	532	1,674	8,019
Nuclear		1,026					1,026
ENGIE	2,214	2,893	1,506	226	532	1,674	9,045

APPENDIX 4: 2024-2026 TARGETS - KEY ASSUMPTIONS & INDICATIONS

- Guidance and indications based on continuing operations
- No change in accounting policies
- No major regulatory or macro-economic changes
- Inframarginal rent caps based on current legal texts
- Updated regulatory framework for 2024-2027 on French networks
- Full pass through of supply costs in French B2C retail tariffs
- Average temperature in France
- Average hydro, wind, and solar productions
- Average forex:
 - o €/USD: 1.11 for 2024, 1.13 for 2025 and 1.15 for 2026
 - o €/BRL: 5.34 over 2024-26
- Belgian nuclear availability: c. 92% in 2024 and c. 94% in 2025, based on reactors availabilities as published on REMIT as of 01/01/2024, excluding LTO
- Contingencies on Belgian operations of €0.2 billion in 2024 and €0.1 billion in 2025
- Market commodity prices as at 29 December 2023
- Recurring net financial costs of €(2.5)-(2.8) billion over 2024-26
- Recurring effective tax rate: 25-27% over 2024-26

APPENDIX 5: 2024-2026 indicative EBIT evolution by activity

FY 2023
MEDIUM-TERM OUTLOOK

2024–26 MAIN EBIT DRIVERS

		Activity	Expectations for main EBIT evolution drivers	vs. 2021 ¹	vs. 2023 ¹	
2021	2023	RENEWABLES	Investments contribution, lower prices	++	+	2026
EBIT excl. Nuclear €5.2bn	EBIT excl. Nuclear €9.5bn	NETWORKS	Regulated tariffs reflecting inflation, cost & revenue clawback from prev. period in France, new investments	++	++	EBIT excl. Nuclear indication €8.2bn to €9.2bn
		ENERGY SOLUTIONS	Investments contribution, continued improvement of performance, negative one-offs in 2023	=+	+	
		FLEX GEN	Prices & volatility normalization, lower thermal volumes partially offset by acceleration in batteries	=-	-	
		RETAIL	Portfolio management and optimization, high comparison basis in 2023	=+	=-	
		GEMS	Normalization of prices and volatility	++	- - - -	
		NUCLEAR	Plant shutdowns and LTO impact from 2026	-	-	

1. Convention: each "+" sign amounts to c. €+500m, each "-" sign amounts to c. €-500m, "=" sign amounts to a variation between 0m and +250m, "-=" sign amounts to a variation between -250m to 0m

APPENDIX 6: CORDIS

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23

Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie du 26 décembre 2023 à l'égard de la société Engie

Avertissement :
Le présent document est un document public.
Les données et informations protégées par la loi sont présentées de la manière suivante : [SDA]

Une saisine du comité de règlement des différends et des sanctions (le « CoRDIS » ou le « comité ») a été introduite par la présidente de la Commission de régulation de l'énergie (la « CRE ») et enregistrée le 27 janvier 2023, sous le numéro 01-40-23, à l'encontre de la société Engie.

Elle est relative à la méconnaissance, par la société Engie (« 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 (le « règlement REMIT »).

*

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

1.1. Demande d'informations

Dans le cadre de sa mission de surveillance prévue à l'article L. 131-2 du code de l'énergie¹, le directeur général de la CRE a adressé, le 6 juillet 2020, à la directrice générale de la société Engie, une demande d'informations relatives à des publications sur le site de transparence de la société « Réseau de transport d'électricité » (« RTE »), durant l'année 2019, concernant des indisponibilités planifiées et fortuites de certaines des entités de production d'électricité exploitées en France métropolitaine par la société Engie.

Par une lettre du 2 septembre 2020, Mme L. K., directrice juridique de l'entité Global Energy Management au sein d'Engie et M. L. C., directeur des risques de l'entité Global Energy Management au sein d'Engie, ont transmis des éléments de réponse.

1.2. Ouverture d'une enquête

Les informations transmises par la société Engie ont conduit la CRE à ouvrir une enquête en application de l'article L. 135-3 du code de l'énergie², afin de déterminer si la société Engie et sa filiale Engie Global Markets (« EGM ») s'étaient livrées, entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2020, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions des articles 3 et 4 du règlement REMIT.

¹ Aux termes du premier alinéa de l'article L. 131-2 du code de l'énergie : « La Commission de régulation de l'énergie surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières ».

² Aux termes de l'article L. 135-3 du code de l'énergie : « 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 ».

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 - 26 décembre 2023

Par une lettre du 18 mars 2021, le président de la CRE a informé la société Engie de l'ouverture d'une enquête (référéncée « CRE-03-2021-ON ») et de la désignation de M. Ouili Nana en tant qu'agent enquêteur.

1.3. Demandes de l'agent enquêteur

Par une lettre du 25 juin 2021, l'agent enquêteur a envoyé une première demande d'informations concernant notamment l'organisation des activités d'optimisation et de couverture d'Engie et d'EGM, l'ensemble des ordres transmis par Engie à EGM relatifs au marché de l'électricité émis entre le 1^{er} janvier 2019 et 31 décembre 2020 avec une maturité inférieure à une semaine, les procédures internes mises en œuvre par Engie afin de garantir la conformité de son activité de trading avec le règlement REMIT, les centrales de production qu'elle exploitait et les publications relatives à des indisponibilités.

Par une lettre du 30 septembre 2021, Mme K. a répondu, pour le compte d'Engie, à la première demande d'informations.

Par une lettre du 18 janvier 2022, l'agent enquêteur a envoyé une deuxième demande d'informations concernant l'activité de négoce d'Engie ainsi que certaines indisponibilités d'installations de production.

Par une lettre du 18 février 2022, Mme K. a répondu, pour le compte d'Engie, à la seconde demande d'informations.

1.4. Notification d'un procès-verbal

Le 10 octobre 2022, l'agent-enquêteur a établi le procès-verbal n° CRE-03-2021-ON, en application de l'article L. 135-12 du code de l'énergie³.

Ce procès-verbal expose, tout d'abord, la procédure suivie par la CRE, les faits à l'origine de l'ouverture de l'enquête, le périmètre de cette dernière (entités, période et marchés visés) et des éléments relatifs notamment à l'organisation et aux activités d'Engie et d'EGM ainsi qu'aux procédures internes de ces deux sociétés en lien avec les articles 3 et 4 du règlement REMIT.

Le procès-verbal présente, ensuite, une analyse approfondie de l'objet de l'enquête, centrée sur la période allant de janvier 2019 à décembre 2020, au regard du comportement d'Engie et d'EGM et des réponses apportées par ces sociétés. Il centre son analyse sur huit occurrences, définies par le couple « unité de production/durée de l'indisponibilité », réparties sur sept journées, concernant les centrales « DK6 » et « Cycfos ».

Au terme de cette analyse, le procès-verbal conclut que :

- « 1. la société ENGIE a méconnu les dispositions de l'article 4(1) du REMIT en (i) publiant hors du temps utile des informations privilégiées à neuf (9) reprises, (ii) en publiant de manière non effective des informations privilégiées à sept (7) reprises, (iii) en publiant hors du temps utile et de manière non effective à une (1) reprise, et (iv) en ne publiant pas d'informations privilégiées en sa possession à six (6) reprises.

Concernant les publications identifiées et caractérisées par un retard, la société ENGIE, alors qu'elle détenait une information privilégiée, ne l'a pas publiée en temps utile à cinq (5) reprises, l'a publiée de manière non effective à deux (2) reprises, et l'a publiée hors du temps utile et de manière non effective à une (1) reprise.

En complément des publications identifiées comme caractérisées par un retard, la société ENGIE, alors qu'elle détenait une information privilégiée, ne l'a pas publiée en temps utile à quatre (4) reprises, ne l'a pas publiée de manière effective à cinq (5) reprises, et ne l'a pas publiée à six (6) reprises.

2. la société ENGIE a méconnu les dispositions de l'article 3 sur l'interdiction des opérations d'initiés ; et ce à deux (2) reprises.

La société ENGIE a manqué à une (1) reprise aux dispositions de l'article 3(i)(a) en effectuant des opérations de négoce sur la base d'une information privilégiée.

³ L'article L. 135-12 du code de l'énergie dispose que : « Lorsque le président de la Commission de régulation de l'énergie saisit le comité de règlement des différends et des sanctions d'une demande de sanction pour les manquements mentionnés aux articles L. 134-25, L. 134-26, L. 134-28 et L. 134-29, ces manquements sont préalablement constatés par les agents mentionnés à l'article L. 135-3. / Ces manquements font l'objet de procès-verbaux qui, ainsi que les sanctions maximales encourues, sont notifiés à la ou aux personnes concernées et communiqués à la Commission de régulation de l'énergie et au ministre chargé de l'énergie dès lors que ces manquements ou sanctions portent sur les activités de transport ou de stockage géologique de dioxyde de carbone. La ou les personnes concernées sont invitées à présenter leurs observations écrites ou orales dans un délai de quinze jours à compter de cette notification, sans préjudice des droits prévus à l'article L. 134-31 ».

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 - 26 décembre 2023

La société ENGIE a manqué à une (1) reprise aux dispositions de l'article 3(i)(b) en transmettant une information privilégiée hors du cadre normal des fonctions des membres de Dispatch et de Short Term Trading.

Tableau 3.12 : Liste et synthèse des manquements avérés.

N° occ	Lieu de production	Origine	Date/heure de l'incident	Date/heure de la reprise	N° de l'incident	Presp.	Manquement à l'article 4 du REMIT				Manquement à l'article 3 du REMIT		
							Pub. hors du temps réel	Pub. non efficace	Absence pub.	Nb. Manq.	Si l'Etat régule sur base d'ETP	Si l'Etat régule sur base d'ETP	Nb. Manq.
1	DAB-T2	Détection retard type 1 Analyse Comptementaire	20/07/2019 08:49:25 -	20/07/2019 01:01:00 20/07/2019 01:01:00	20/07/2019 12:00:00 20/07/2019 12:00:00	Dispatch	1	1	-	1	Non	Non	-
2	DAB-T1	Détection retard type 1	26/08/2019 13:31:40	26/08/2019 14:06:00	26/08/2019 16:00:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
	DAB-T2	Analyse Comptementaire	26/08/2019 14:07:09	26/08/2019 14:06:00	26/08/2019 15:32:11	Dispatch	-	2	-	2	Non	Non	-
		Analyse Comptementaire	26/08/2019 15:32:11	26/08/2019 14:06:00	26/08/2019 16:00:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
3	DAB-T2	Détection retard type 1	03/08/2019 16:49:05	03/08/2019 13:32:00	03/08/2019 19:00:00	Dispatch	-	1	-	1	Non	Non	-
		Analyse Comptementaire	-	03/08/2019 14:07:11	03/08/2019 16:04:40 (du plus tard)	Dispatch	-	-	4	4	Non	Non	2
		Analyse Comptementaire	-	03/08/2019 16:49:05	03/08/2019 16:04:40	Dispatch	-	-	1	1	Non	Non	-
4	DAB-T1	Détection retard type 1	03/08/2019 21:58:08	03/08/2019 13:23:00	04/08/2019 09:00:00	Dispatch	-	1	-	1	Non	Non	-
		Analyse Comptementaire	-	03/08/2019 16:49:05	03/08/2019 16:04:40 (du plus tard)	Dispatch	-	-	1	1	Non	Non	2
		Analyse Comptementaire	-	03/08/2019 21:58:08	04/08/2019 12:35:06	Dispatch	-	2	-	2	Non	Non	-
		Analyse Comptementaire	04/08/2019 16:49:05	03/08/2019 16:44:40 (du plus tard)	04/08/2019 17:30:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
5	DAB-T2	Détection retard type 1	04/07/2019 10:01:57	04/07/2019 22:00:00	04/07/2019 11:00:00	Centrale	1	-	-	1	Non	Non	-
		Analyse Comptementaire	04/07/2019 10:01:58	04/07/2019 11:00:00	04/07/2019 20:00:00	Centrale	1	-	-	1	Non	Non	-
6	CYGOF05	Détection retard type 1	05/11/2019 09:43:42	05/11/2019 09:00:00	05/11/2019 09:00:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
		Analyse Comptementaire	05/11/2019 09:43:42	05/11/2019 09:00:00	05/11/2019 18:00:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
7	DAB-T2	Détection retard type 1	14/01/2020 16:16:49	14/01/2020 06:26:00	14/01/2020 03:00:00	Centrale	1	-	-	1	Non	Non	-
8	DAB-T1	Détection retard type 1	14/11/2020 08:11:29	14/11/2020 07:34:00	14/11/2020 08:00:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
		Analyse Comptementaire	14/11/2020 07:37	14/11/2020 07:34	14/11/2020 12:00:00	Dispatch	-	1	-	1	Non	Non	-
Total							Art. 4 23				Art. 3 2 (1)		

Source : Procès-verbal, p. 29.

En revanche, le procès-verbal écarte tout manquement d'EGM aux dispositions des articles 3 et 4 du règlement REMIT.

1.5. Observations d'Engie en réponse au procès-verbal

Par une lettre du 7 novembre 2022, les conseils d'Engie ont transmis à la présidente de la CRE, au nom d'Engie, des observations écrites en réponse au procès-verbal.

La société Engie conclut que les manquements allégués aux articles 3 et 4(1) du règlement REMIT sont manifestement infondés.

Elle fait notamment valoir :

- que le procès-verbal opère une multiplication artificielle des manquements prétendument identifiés lors des huit occurrences qui ont été analysées, ce qui laisse croire à l'existence de manquements graves et répétés alors que le caractère erroné d'une information initiale relative à une indisponibilité entraîne logiquement le caractère erroné des mises à jour successives relatives à cette indisponibilité ;

- que les informations en cause ne sont pas des informations privilégiées au sens du règlement REMIT dès lors, d'une part, que, pour de nombreuses occurrences, des informations relatives à l'indisponibilité ou au redémarrage

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 – 26 décembre 2023

d'une unité de production ne sont pas « précises » au sens du règlement REMIT et, d'autre part, que les informations en cause ne sont pas susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros auxquels se rapportent ces informations ;

- que le procès-verbal retient systématiquement comme tardive toute publication au terme d'un délai supérieur à une heure, alors que ce délai de publication d'une heure n'est qu'un standard de bonne pratique issu de recommandations de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), lesquelles sont dépourvues de caractère contraignant ;

- qu'aucun manquement ne saurait lui être reproché au titre des huit occurrences identifiées dans le procès-verbal dès lors que les informations en cause ne sont pas des informations privilégiées au sens du règlement REMIT et qu'à supposer même que cela soit le cas, ces informations ont été publiées de façon effective et en temps utile ;

- que le manquement d'initié par utilisation d'une information privilégiée exige que soit démontrée la réalisation d'une opération en utilisant l'information privilégiée en cause ; qu'en l'espèce, il n'est pas démontré que les passages d'ordres reprochés auraient été effectivement influencés par les informations en cause ; que, par ailleurs, certaines opérations ont été effectuées par des algorithmes paramétrés avant la survenue de l'indisponibilité en cause ;

- que le manquement d'initié par transmission d'une information privilégiée suppose la transmission de l'information à une autre personne ; que par suite, lorsque le manquement est poursuivi dans le chef de la personne morale, une éventuelle transmission inappropriée en son sein ne saurait être sanctionnée à ce titre ;

- que les informations contenues dans le fichier de *netting* ne peuvent être considérées comme privilégiées et que leur communication s'est opérée dans le cadre normal du fonctionnement de la société.

»

2. Saisine du comité de règlement des différends et des sanctions

Le 10 janvier 2023, la présidente de la CRE a, en application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie⁴, saisi le CoRDIS d'une demande de sanction à l'encontre de la société Engie, en raison des manquements constatés dans le procès-verbal du 4 octobre 2022.

Le 27 janvier 2023, le président du CoRDIS a accusé réception de cette demande de sanction, enregistrée sous le n°01-40-23, et des pièces qui y sont annexées.

»

3. Instruction de la demande de sanction

Par une décision du 8 février 2023, prise en application de l'article R. 134-30 du code de l'énergie⁵, le président du CoRDIS a désigné Mme Fanélie Ducloz en qualité de membre du comité en charge de l'instruction (la « membre désignée »).

Le 29 mars 2023, la membre désignée a notifié à la directrice générale d'Engie, ainsi qu'aux conseils de cette société, une copie de la saisine du CoRDIS et la décision de son président la désignant pour l'instruction de cette demande. Compte tenu de la nature particulière de certains éléments du dossier de saisine, la membre désignée a invité Engie à se rendre dans les locaux de la CRE pour avoir accès à l'ensemble du dossier dont l'inventaire détaillé était annexé à cette notification.

Le 15 mai 2023, la membre désignée a adressé aux conseils d'Engie une mesure d'instruction.

Le 16 juin 2023, les conseils d'Engie ont apporté des éléments de réponse à cette mesure d'instruction.

⁴ Le troisième alinéa de l'article L. 134-25 du code de l'énergie dispose que « Le comité de règlement des différends et des sanctions peut également, soit d'office, soit à la demande du (...) président de la Commission de régulation de l'énergie, (...) 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 26 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (...) ».

⁵ L'article R. 134-30 du code de l'énergie dispose que : « 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. / Ce membre peut entendre, s'il l'estime nécessaire, toute personne susceptible de contribuer à son information, y compris la personne poursuivie. »

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 – 26 décembre 2023

Le 12 septembre 2023, la membre désignée a adressé à la présidente de la CRE une mesure d'instruction.

Le 13 septembre 2023, la présidente de la CRE a apporté des éléments de réponse à cette mesure d'instruction.

*

4. Notification des griefs

4.1. Cadre juridique

Il résulte des dispositions des articles L. 134-25, L. 134-27 et L. 134-31 du code de l'énergie qu'en cas de manquement constaté dans les conditions prévues à l'article L. 135-12 de ce code, après l'envoi d'une notification des griefs à l'intéressé qui est mis à même de consulter le dossier et de présenter ses observations écrites et orales assisté par une personne de son choix, le CoRDIS peut prononcer une sanction à l'encontre de l'auteur de ce manquement.

L'article 14 de la décision du 13 février 2019 portant adoption du règlement intérieur du CoRDIS précise que : « 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 aux règles définies aux articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du règlement REMIT constaté dans les conditions prévues à l'article L. 135-12 du code de l'énergie, le membre désigné du CoRDIS peut notifier des griefs à l'auteur de ce manquement, sans le mettre préalablement en demeure.

4.2. Griefs retenus par la membre désignée

Le 3 octobre 2023, la membre désignée du CoRDIS a fait grief à la société Engie :

- d'avoir publié, hors du temps utile des informations privilégiées à 9 reprises (manquement aux dispositions de l'article 4, paragraphe 1) du règlement REMIT) ;
- d'avoir publié de manière non effective des informations privilégiées à 7 reprises (manquement aux dispositions de l'article 4, paragraphe 1) du règlement REMIT) ;
- d'avoir publié hors du temps utile et de manière non effective des informations privilégiées à 1 reprise (manquement aux dispositions de l'article 4, paragraphe 1) du règlement REMIT) ;
- de ne pas avoir publié des informations privilégiées en sa possession à 6 reprises (manquement aux dispositions de l'article 4, paragraphe 1) du règlement REMIT) ;
- d'avoir effectué des opérations de négoce sur la base d'une information privilégiée (manquement aux dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous a) du règlement REMIT) ;
- d'avoir transmis une information privilégiée hors du cadre normal des fonctions des membres de Dispatch et de Short Term Trading (manquement aux dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous b) du règlement REMIT) ; *

La membre désignée soutient :

- que les informations objet des huit occurrences analysées dans le procès-verbal revêtaient un caractère précis, n'étaient pas publiques, concernaient des produits énergétiques de gros et étaient susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros auxquels elles se rapportent ; que par suite, ces informations ont présenté les caractéristiques d'une information privilégiée au sens du règlement REMIT ;
- que la société Engie n'a pas publié effectivement et en temps utile ces informations privilégiées ;
- que la transmission, par un courrier électronique du 3 août 2019 à 14:10:00, de l'équipe Dispatch à l'équipe Short Term Trading, d'un fichier de netting contenant une information relative à l'indisponibilité de la centrale « DK6 », n'a pas été réalisée dans le cadre normal de l'exercice des fonctions du membre de l'équipe Dispatch qui en est à l'origine ;
- qu'Engie a effectué des opérations de marché le 3 août 2019 entre 14:11:42 et 16:47:07 sur les produits, H16, H17, H18, H19, H20, H21, H22, H23, H24 et H18-H21, l'ensemble de ces produits étant en rapport avec l'information privilégiée transmise par Dispatch à 14:10:00.

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 - 26 décembre 2023

Après avoir apprécié la gravité des manquements, la situation de la société Engie, l'ampleur des dommages éventuels et les avantages éventuellement retirés, la membre désignée considère qu'une sanction pécuniaire doit être prononcée à l'encontre d'Engie, pour un montant qui devrait être compris entre 1.500.000 euros et 2.000.000 euros.

En outre, la membre désignée considère qu'en égard aux exigences d'intérêt général qui s'attachent à ce que la décision de sanction du CoRDIS soit connue de l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie, notamment pour prévenir la commission de faits de même nature que ceux visés par la présente procédure de sanction, le CoRDIS devrait décider que la décision de sanction à intervenir sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi :

- au Journal officiel de la République française ;
- sur le site internet de la CRE pendant une durée de cinq ans en précisant que la publication sur le site internet de la CRE ne permettra plus d'identifier Engie après l'expiration d'un délai d'un an à compter de la première mise en ligne ;
- aux frais d'Engie, sur le site internet d'Engie, pendant une durée et selon des modalités qu'il appartiendra au CoRDIS de préciser le cas échéant.

Conformément aux dispositions de l'article R. 134-32 du code de l'énergie⁸, la société Engie a été invitée à présenter ses observations en réponse avant le 3 novembre 2023 à 12h00 et à consulter le dossier.

*

Par un courrier du 10 octobre 2023, les conseils de la société Engie ont sollicité une extension du délai de réponse jusqu'au 1^{er} décembre 2023.

Par un courrier du 11 octobre 2023, les conseils de la société Engie ont été informés que ce report ne leur était pas accordé.

Le 17 octobre 2023, les conseils de la société Engie ont été invités à utiliser la solution TransfertPro de transfert sécurisé de fichiers pour télécharger l'ensemble du dossier jusqu'au 27 octobre 2023.

*

5. Observations en réponse à la notification des griefs

Par des observations en réponse à la notification des griefs enregistrées le 3 novembre 2023, la société Engie, représentée par Maîtres Jean-Charles Jais et Pierre Zelenko, conclut, à titre principal, à la nullité de la procédure et en tout cas au rejet de la demande de sanction et, à titre subsidiaire, à ce que la sanction éventuellement prononcée soit très limitée et, en tout état de cause, bien inférieure à 500 000 euros.

La société Engie fait valoir :

En ce qui concerne la régularité de la procédure :

- que ses droits de la défense ont été méconnus dès lors que le délai d'un mois qui lui a été imparti pour répondre à la notification des griefs était trop bref compte tenu, d'une part, des nouveaux arguments mis en avant dans la notification des griefs par rapport au procès-verbal d'enquête et, d'autre part, des nouveaux éléments versés aux débats par la présidente de la CRE le 13 septembre 2023, en réponse à la mesure d'instruction diligentée par la membre désignée ; qu'en outre, le refus opposé à sa demande d'extension de délai n'est pas motivé et s'écarte de la pratique constatée en la matière puisqu'il est habituellement fait droit aux demandes d'extension de délais présentées par les personnes mises en cause dans le cadre des procédures de sanction du CoRDIS ;

- qu'en écartant les documents qu'Engie a produits en réponse à la mesure d'instruction du 15 mai 2023 au seul motif qu'il s'agirait de documents « purement internes », la membre désignée a porté atteinte au principe d'égalité des armes et au principe de loyauté de la preuve ; qu'il revient au CoRDIS de remédier à cette atteinte en prenant en compte les éléments à décharge produits par Engie ;

⁸ L'article R. 134-32 du code de l'énergie dispose notamment que : « La notification des griefs mentionne les sanctions éventuellement encourues et le délai pendant lequel la personne concernée par cette notification peut consulter le dossier et présenter des observations écrites. »

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 - 26 décembre 2023

En ce qui concerne la qualification d'« information privilégiée » :

- que les informations relatives aux indisponibilités visées dans la notification des griefs ne constituent pas des informations privilégiées au sens du règlement REMIT dès lors qu'elles n'étaient pas précises et qu'elles n'étaient pas susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros ;

- que la notification des griefs est entachée d'erreurs de droit dès lors qu'elle considère, d'une part, que les indisponibilités des moyens de production constituent par principe des informations privilégiées et, d'autre part, que les indisponibilités supérieures à 100 MW sont, par principe, susceptibles d'influencer de façon sensible le prix des produits énergétiques de gros, sans conduire une analyse au cas par cas ;

- qu'aucune des occurrences identifiées dans la notification des griefs ne s'inscrivait dans une situation de tension dans laquelle les informations en cause auraient été susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros auxquels se rapportent ces informations, dès lors ;

- qu'une influence sensible sur les prix ne saurait se déduire des seules circonstances que les informations en cause portent sur des indisponibilités supérieures à 100 MW et que les prix sur le marché infra-journalier sont susceptibles d'être affectés par une information en lien avec l'indisponibilité d'un moyen de production ;

- qu'une information relative à une indisponibilité n'est de nature à avoir un effet sensible sur les prix que si l'indisponibilité en cause aboutit à devoir mobiliser un mode de production dont les coûts sont plus élevés et qui est donc plus loin dans l'ordre de mérite (ou « merit order »), ce qui n'est pas le cas en l'espèce ;

- que les divers événements conjoncturels qui sont intervenus sur la période des faits reprochés et auxquels la notification des griefs se réfère pour caractériser l'existence d'un contexte de volatilité accrue des prix sur les marchés sont dépourvus de lien direct avec la situation propre de chaque occurrence ;

- que les quatre indicateurs volumiques⁷ mis en avant dans la notification des griefs sont manifestement non pertinents pour caractériser un effet sensible sur les prix des informations en cause pour chaque occurrence, dès lors qu'ils ne permettent pas de démontrer l'importance du volume d'indisponibilité en cause sur le marché ; que le seul indicateur pertinent correspond au rapport entre le volume indisponible et la totalité de l'offre disponible, sur le marché ; qu'à cet égard, pour toutes les occurrences, le volume d'indisponibilité en cause représentait moins de 1 % environ des volumes échangés sur la journée sur la seule bourse EPEX ;

- que les indicateurs temporels mis en avant dans la notification des griefs ne permettent pas non plus de démontrer une influence sensible sur les prix ;

- que, pour chaque occurrence, le « contexte de tension » mis en avant par la notification des griefs n'est pas démontré, dès lors que, pendant la durée de chaque indisponibilité ;

S'agissant de l'occurrence n°01 :

- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était près de deux fois inférieur à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;

- de nombreuses centrales CCG étaient disponibles, de sorte que l'indisponibilité pouvait être compensée par l'activation d'autres centrales CCG de coût similaire ;

- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens, tandis qu'il existait d'importantes capacités d'importation depuis d'autres Etats européens ;

S'agissant de l'occurrence n°02 :

- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier, était similaire à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;

- de nombreuses centrales CCG étaient disponibles, de sorte que l'indisponibilité pouvait être compensée par l'activation d'autres centrales CCG de coût similaire ;

- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens, tandis qu'il existait d'importantes capacités d'importation depuis d'autres Etats européens, ce qui dément l'hypothèse selon laquelle le marché français aurait été en situation de tension sur cette période ;

⁷ Rapport entre le volume d'indisponibilité en cause et la capacité totale de la centrale ;

Rapport entre la capacité complète de l'unité de production concernée et le volume d'électricité issu de centrales CCG produit sur la période en cause ;

Rapport entre le volume d'indisponibilité en cause et le volume d'électricité issu de centrales CCG produit sur la période en cause ;

Rapport entre le volume d'indisponibilité en cause et le volume d'électricité issu de centrales CCG négocié sur le marché infra-journalier sur la période en cause

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 - 26 décembre 2023

S'agissant de l'occurrence n°03 :

- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était près de deux fois inférieur à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- de nombreuses centrales CCG étaient disponibles, de sorte que l'indisponibilité pouvait être compensée par l'activation d'autres centrales CCG de coût similaire ; qu'en outre, l'indisponibilité totale de la centrale CCG en question était prévisible puisque l'information relative à son indisponibilité partielle (arrêt de la turbine à vapeur) avait été publiée et que tout acteur raisonnable de marché pouvait anticiper que cette centrale ne continuerait pas à produire avec sa seule turbine à gaz, sauf à produire à perte compte tenu du coût de production beaucoup plus élevé ;
- la France était exportatrice d'électricité vers l'Allemagne puis a réduit le volume des exportations sur le marché infra-journalier pour compenser les écarts de prévision avec le marché journalier, sans effet sensible sur les prix du marché infra-journalier ;

S'agissant de l'occurrence n°04 :

- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était inférieur à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- de nombreuses centrales CCG étaient disponibles, de sorte que l'indisponibilité pouvait être compensée par l'activation d'autres centrales CCG de coût similaire ;
- la France était exportatrice vers plusieurs Etats européens et la réduction des exportations vers certains de ces Etats a opéré une compensation sur le marché infra-journalier sans effet sensible sur les prix du marché ;

S'agissant de l'occurrence n°05 :

- l'indisponibilité en cause n'a pas influé sur l'ordre de mérite dès lors qu'il existait toujours une capacité importante de centrales CCG pour la compenser, de sorte que même les indisponibilités concomitantes de certaines centrales nucléaires ne permettent pas de conclure que l'indisponibilité en cause aurait exercé une influence sensible sur les prix ;
- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était plus de deux fois « supérieur » à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens et la réduction des exportations vers ces Etats a opéré une compensation sur le marché infra-journalier sans effet sensible sur les prix du marché ;

S'agissant de l'occurrence n°06 :

- l'indisponibilité en cause n'a pas influé sur l'ordre de mérite dès lors qu'il existait toujours une capacité importante de centrales CCG pour la compenser, de sorte que même les indisponibilités concomitantes de certaines centrales nucléaires ne permettent pas de conclure que l'indisponibilité en cause aurait exercé une influence sensible sur les prix ;
- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était plus de quatre fois « supérieur » à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens ; sur le marché infra-journalier, elle était importatrice depuis l'Espagne et a réduit ses exportations prévues la veille vers l'Italie et le Royaume-Uni, représentant des possibilités de compenser une éventuelle indisponibilité sans avoir à activer des moyens de production plus coûteux et éloignés dans l'ordre de mérite ;

S'agissant de l'occurrence n°07 :

- l'indisponibilité en cause n'a pas influé sur l'ordre de mérite dès lors qu'il existait toujours une capacité importante de centrales CCG pour la compenser, de sorte que même les indisponibilités concomitantes de certaines centrales nucléaires ne permettent pas de conclure que l'indisponibilité en cause aurait exercé une influence sensible sur les prix ;
- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était similaire à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens et ces exportations sont restées relativement stables sur la période, ce qui confirme que les centrales CCG étaient largement suffisantes pour couvrir les indisponibilités à un prix inchangé ;

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 - 26 décembre 2023

S'agissant de l'occurrence n°08 :

- l'indisponibilité en cause n'a pas influé sur l'ordre de mérite dès lors qu'il existait toujours une capacité importante de centrales CCG pour la compenser, de sorte que même les écarts de prévision de température, qui changent le niveau de la demande prévisionnelle calculée la veille, ne permettent pas de conclure que l'indisponibilité en cause aurait exercé une influence sensible sur les prix ;
- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était similaire à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- les courants d'échanges avec plusieurs Etats européens sont restés stables sur la période et il aurait été possible d'augmenter les importations vers la France si cela avait été nécessaire pour couvrir les indisponibilités ;

En ce qui concerne la commission alléguée d'opérations d'initiés :

S'agissant de la communication de l'information relative à l'indisponibilité totale de la centrale DK6 le 3 août 2019 :

- que l'indisponibilité totale de la centrale DK6, constatée le 3 août 2019 à 14:05:11, n'était pas une information privilégiée, dès lors que l'information relative à cette indisponibilité, d'une part, n'était pas susceptible d'influencer sensiblement les prix de marché, d'autre part, pouvait être déduite, par tout acteur raisonnable de marché, de la circonstance que les turbines à vapeur de cette centrale étaient indisponibles et que, par conséquent, les turbines à gaz seraient à leur tour arrêtées ;
- que le fichier de *netting* transmis par l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading*, par un courrier électronique du 3 août 2019 à 14:10:00, ne contenait pas l'information selon laquelle la centrale DK6 était indisponible mais uniquement une information économique sur les volumes à acquérir sur les marchés, équivalents à la puissance nominale de la centrale ;
- que, la communication reprochée étant intervenue entre un préposé de son équipe *Dispatch* et un préposé de son équipe *Short Term Trading*, il ne peut lui être reproché, en tant que personne morale, d'avoir communiqué l'information en cause « à une autre personne », sauf à méconnaître le principe d'interprétation stricte de la loi pénale ; qu'en tout état de cause, il conviendrait de saisir la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle sur ce point ;
- qu'en tout état de cause, le fichier de *netting* a été communiqué dans le cadre normal de l'exercice des fonctions des équipes *Dispatch* et *Short Term Trading* ;

S'agissant de l'utilisation de l'information relative à l'indisponibilité totale de la centrale DK6 le 3 août 2019 :

- que les opérations de marché qui lui sont reprochées, soit sont sans lien avec l'information relative à l'indisponibilité totale de la centrale DK6, soit ont été paramétrées avant la transmission du fichier de *netting* de l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading* ;
- qu'aucune utilisation induite d'une information privilégiée ne saurait lui être reprochée, dès lors qu'aucun ordre passé par l'équipe *Short Term Trading* ne visait à réaliser des gains injustifiés et qu'aucune transaction ne l'a conduite à se placer en rupture d'égalité avec les autres acteurs du marché ;

En ce qui concerne la proportionnalité de la sanction proposée :

- que le montant de 1,5 à 2 millions d'euros proposé dans la notification des griefs est manifestement disproportionné au regard des critères d'appréciation prévus par le règlement REMIT, s'agissant en particulier de l'impact très limité des indisponibilités en cause sur le marché et de l'absence totale d'avantage retiré par Engie ;

»

6. 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 ;
- le 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, notamment ses articles 2, 3 et 4 ;

9/22



DÉCISION DU CoRDiS

N° 01-40-23 - 26 décembre 2023

- 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 ;
- la décision du 20 juin 2023 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 01-40-23 ;

*

Par un courrier électronique du 7 décembre 2023, les conseils de la société Engie ont sollicité le huis-clos et demandent au CoRDiS de ne pas publier la décision à intervenir ou, à titre subsidiaire, de limiter cette publication sur le site Internet de la CRE pour une durée d'un an, d'anonymiser la décision à l'égard de la société Engie et, en tout état de cause, d'occulter les informations protégées par le secret des affaires, la confidentialité et les autres secrets protégés par la loi.

La société Engie a été régulièrement convoquée à la séance publique, qui s'est tenue le 11 décembre 2023, du comité de règlement des différends et des sanctions, composé de Monsieur Tuot, président, M. de Larosière et Mme Salomon, membres, en présence de :

Mme Ducloz, membre désignée par le président du CoRDiS ;
M. Rodriguez, directeur adjoint des affaires juridiques ;
M. Maslarski, rapporteur ;
Les représentants de la société Engie, assistés de Maîtres Jaïs et Zelenko.

*

A l'ouverture de la séance, interrogés par le président du CoRDiS, les conseils de la société Engie ont confirmé leur demande tendant à ce que la séance se déroule hors de la présence du public.

Dans ces conditions, le CoRDiS a décidé que la séance se déroulerait, portes fermées, hors de la présence du public. Outre les représentants et conseils de la société Engie, dûment identifiés, ont assisté à la séance, sur autorisation du président du comité, des agents des services de la CRE qui sont tenus au secret professionnel.

Après avoir entendu :

- le rapport de M. Maslarski, présentant les faits, la saisine du CoRDiS par la présidente de la CRE, les griefs notifiés et les observations écrites en réponse aux griefs ;
- les observations de Mme Ducloz présentées au soutien des griefs notifiés, précisant la nature pécuniaire de la sanction proposée ainsi que la fourchette dans laquelle devrait s'inscrire le montant de la sanction à prononcer et précisant les modalités de publication de la décision du CoRDiS à intervenir ;
- les observations de Maîtres Jaïs et Zelenko et des représentants de la société Engie par lesquelles cette dernière persiste dans ses moyens et conclusions, et à qui la parole a été donnée en dernier.

Le CoRDiS en a délibéré, après que la membre désignée, le rapporteur, les représentants et conseils de la société Engie, partie mise en cause, et les agents des services se sont retirés.

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

1. La société Engie exerce des activités de production et de fourniture d'électricité et de gaz sur les marchés français. Elle a réalisé en 2022 un chiffre d'affaires de 93,9 milliards d'euros. Elle exerce également, à travers sa filiale Engie Global Markets (EGM), une activité de négoce, notamment sur le marché de gros intra-journalier de l'électricité.

2. La notification des griefs adressée le 3 octobre 2023 à la société Engie lui reproche d'avoir méconnu les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT, relatives à l'obligation de publier les informations privilégiées détenues par les acteurs du marché, et les dispositions de l'article 3 de ce même règlement, relatives à l'interdiction des opérations d'initiés, lors de la survenance de plusieurs variations de la disponibilité de ses unités de production d'électricité de Dunkerque (DK6-T1 et DK6-T2) et de Cycofos intervenues entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2020.

7.1. Sur la régularité de la procédure

3. Aux termes du troisième alinéa de l'article L. 134-25 du code de l'énergie : « Le comité de règlement des différends et des sanctions peut, (...) à la demande (...) du président de la Commission de régulation de l'énergie, (...) 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, (...) 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. » Aux termes de l'article L. 134-25-1 du même code : « Dès réception de la demande de sanction, sauf cas d'irrecevabilité manifeste, le président du comité de règlement des différends et des sanctions désigne un membre de ce comité, titulaire ou suppléant, chargé de l'instruction avec le concours des agents de la Commission de régulation de l'énergie. / Le membre désigné peut, lorsqu'il l'estime nécessaire, entendre la personne mise en cause ou toute autre personne utile à la solution du litige. / Il peut également demander à la personne mise en cause ou toute autre personne concernée de lui donner tout renseignement ou de produire toute pièce, tout document ou toute information utile à la solution du litige. / Il peut inviter les personnes mentionnées aux deux alinéas précédents à produire des observations. / (...) Il notifie les griefs. (...) ». Enfin, aux termes de 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. »

4. En premier lieu, d'une part, la notification des griefs adressée à la société Engie le 3 octobre 2023 se fonde principalement sur les éléments issus du procès-verbal d'enquête qui a été notifié à la société Engie le 11 octobre 2022 ainsi que sur les observations que cette dernière a présentées le 7 novembre 2022 en réponse au procès-verbal. La notification des griefs se fonde, en outre, sur des éléments issus d'une mesure d'instruction diligentée par la membre désignée le 12 septembre 2023 auprès de la présidente de la CRE et à laquelle cette dernière a répondu le lendemain 13 septembre 2023. Cependant, au regard de l'objet circonscrit de la mesure d'instruction et de la réponse qui y a été apportée, et alors que la société Engie avait déjà connaissance de l'essentiel des éléments du dossier, cette société n'est pas fondée à soutenir que le délai d'un mois – lequel est, au demeurant, le double du délai minimal de quinze jours prévu par les dispositions de l'article 14 du règlement intérieur du CoRDiS précédemment citées – qui lui a été imparti pour présenter ses observations en réponse à la notification des griefs aurait été insuffisant pour lui permettre d'analyser et de répondre utilement aux éléments issus de la réponse de la présidente de la CRE à la mesure d'instruction diligentée par la membre désignée. D'autre part, aucun principe ni aucune règle ne prévoit que soit motivé le refus opposé à une demande d'extension de délai présentée par la personne mise en cause pour produire ses observations en réponse à une notification des griefs. Enfin, la circonstance qu'il ait pu être fait droit à des demandes d'extension de délai dans de précédentes procédures de sanction suivies devant le CoRDiS est, en tout état de cause, sans incidence sur la régularité de la présente procédure.

5. En second lieu, le principe des droits de la défense, rappelé tant par le premier alinéa de l'article 6 de la convention européenne de sauvegarde des droits de l'homme et des libertés fondamentales, précisé par son troisième alinéa, que par l'article L. 134-33 du code de l'énergie, s'applique seulement à la procédure de sanction ouverte par la notification des griefs et par la transmission du dossier au président du CoRDiS. Il ne s'applique ni à la phase préalable des enquêtes réalisées par les agents de la Commission de régulation de l'énergie en application de l'article L. 135-3 du code de l'énergie, ni à la procédure menée par le membre du comité désigné en application de

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 – 26 décembre 2023

l'article L. 134-25-1 du même code aux fins d'apprécier l'opportunité de notifier des griefs, lesquelles doivent seulement se dérouler dans des conditions garantissant qu'il ne soit pas porté une atteinte irrémédiable aux droits de la défense des personnes auxquelles des griefs sont ensuite notifiés.

6. En l'espèce, il ne ressort pas de la notification des griefs que la membre désignée aurait refusé de tenir compte de documents produits par la société Engie en réponse à la mesure d'instruction diligentée à son égard le 15 mai 2023.

7. Il résulte de ce qui précède que la société Engie n'est pas fondée à soutenir que la procédure de sanction suivie devant le CoRDIS aurait été menée en méconnaissance de son droit à bénéficier d'un procès équitable, du principe d'égalité des armes, de ses droits de la défense ou encore du principe de loyauté de la preuve. Sa demande tendant à ce que soit prononcée la nullité de la procédure doit donc être rejetée.

7.2. Sur le fond

7.2.1. En ce qui concerne les manquements allégués à l'article 4(1) du règlement REMIT, relatif à l'obligation de publier les informations privilégiées

8. Aux termes de l'article 4(1) du règlement REMIT : « 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 ».

9. La notification des griefs reproche à la société Engie, lors de huit occurrences réparties sur sept journées, d'avoir, à neuf reprises, publié des informations privilégiées hors du temps utile, d'avoir, à sept reprises, publié des informations privilégiées de manière non effective, d'avoir, à une reprise, publié des informations privilégiées hors du temps utile et de manière non effective, enfin, de ne pas avoir, à six reprises, publié des informations privilégiées.

7.2.1.1. S'agissant de la qualification d'information privilégiée

10. Aux termes de l'article 2(1) du règlement REMIT : « Aux fins du présent règlement, on entend par : 1) « information privilégiée », 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 ». Les dispositions de l'article 2 de ce règlement 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 ».

11. Il résulte de ces dispositions 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.

7.2.1.1.1. Quant aux erreurs de droit qui entacheraient la notification des griefs

12. Contrairement à ce que soutient la société Engie, il ne ressort pas de la notification des griefs que cette dernière aurait considéré que les indisponibilités de moyens de production d'électricité constituent, par principe, des informations privilégiées, ou encore que les indisponibilités supérieures à 100 MW sont, par principe, susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros. Au contraire, il ressort clairement de la notification des griefs que celle-ci se fonde sur une analyse au cas par cas des indisponibilités constatées lors de

12/22



DÉCISION DU CORDIS

N° 01-40-23 - 26 décembre 2023

chaque occurrence pour déterminer si les informations relatives à ces indisponibilités revêtaient ou non les caractéristiques d'une information privilégiée au sens de l'article 2(1) du règlement REMIT précédemment cité. La société Engie n'est donc, en tout état de cause, pas fondée à soutenir que la notification des griefs serait entachée d'erreurs de droit.

7.2.1.1.2. Quant au caractère précis des informations en cause

13. La société Engie soutient que certaines des informations en cause ne revêtaient pas un caractère « précis » au sens du règlement REMIT, en mettant en avant les aléas propres à l'exploitation des unités de production en cause, qui ne permettraient pas de conclure avec certitude sur, par exemple, le moment de survenance d'une « véritable indisponibilité ».

14. Cependant, d'une part, une information relative à l'évolution de la capacité ou de l'utilisation d'installations de production d'électricité ou de gaz naturel, notamment portant sur leur indisponibilité, que celle-ci ait été prévue ou qu'elle se révèle de manière imprévue, peut revêtir un caractère précis, alors même que les circonstances auxquelles cette information se rattache ne sont pas définitives ou certaines mais seulement raisonnablement probables. En effet, la connaissance d'une telle information pourrait permettre à un acteur de marché normalement avisé d'en tirer une conclusion quant aux conséquences possibles de l'évolution de la capacité ou de l'utilisation des installations en cause sur les cours des produits énergétiques et de faire évoluer, en conséquence, ses propres analyses du marché et son comportement sur celui-ci.

15. D'autre part, dans l'hypothèse où plusieurs informations, concernant un même ensemble de circonstances, de paramètres ou d'événements corrélés relatifs à la capacité et l'utilisation d'installations de production, se succèdent en apportant au fur et à mesure des précisions ou compléments sur l'évolution de la capacité et de l'utilisation de ces installations, chacune de ces informations est, dans ses états successifs, en tant que telle, susceptible de revêtir un caractère précis. A cet égard, le règlement REMIT n'exige pas qu'une information soit complète ou intangible pour pouvoir être regardée comme précise. Une information incomplète ou portant sur des données évolutives peut, ainsi, revêtir un caractère précis au sens du règlement REMIT dès lors que sa divulgation permettrait aux acteurs du marché d'en tirer une conclusion quant aux conséquences possibles de l'état de la capacité ou de l'utilisation des installations en cause sur les cours des produits énergétiques de gros et, partant, sur leurs positions au sein des marchés de gros. Dans un tel cas de figure, il incombe à l'acteur du marché détenteur de ces informations d'en assurer, à chaque fois et pour chacune d'entre elles, le cas échéant en l'assortissant des réserves nécessaires tenant à son caractère incomplet ou évolutif, la divulgation publique, effective et en temps utile et ce, pour chaque information prise isolément, dès l'instant où cette information satisfait aux conditions de l'« information privilégiée » définies par l'article 4 du règlement REMIT.

16. Dans ces conditions, la société Engie ne saurait soutenir que les informations en cause ne seraient pas précises au seul motif qu'elle porteraient sur des données évolutives. Il résulte à l'inverse de l'instruction que les indisponibilités en question ont affecté des unités de production précisément identifiées et qu'elles se sont produites sur des tranches horaires et pour des volumes de production déterminés. Les informations relatives à ces indisponibilités revêtaient, donc, un caractère précis au sens du règlement REMIT.

7.2.1.1.3. Quant à l'influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros

17. En premier lieu, l'article 2 du règlement REMIT précédemment cité se borne à prévoir que l'information en cause « si elle était rendue publique, serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix » des produits énergétiques de gros concernés. Il n'est donc pas nécessaire de démontrer l'existence d'un effet sensible sur les prix mais seulement d'apprécier le caractère probable d'un tel effet sensible sur les prix si l'information considérée avait été rendue publique. L'appréciation de l'influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros s'opère *a priori*, au regard des éléments dont disposait l'acteur du marché détenteur de l'information, en tenant compte de l'activité de cet acteur et des caractéristiques du marché en cause. Dans le cas d'une information relative à la variation de la disponibilité d'une unité de production, la possible influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros s'apprécie notamment au regard du rôle joué par cette unité de production dans l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché de gros considéré ainsi que des caractéristiques propres de ce marché.

18. Par conséquent, la société Engie n'est pas fondée à soutenir qu'une information sur une indisponibilité ne serait susceptible d'être une information privilégiée que si le volume d'électricité en cause est suffisamment important au regard du volume total d'électricité négocié sur le marché pour qu'il entraîne une fluctuation de l'offre ayant effectivement un effet sensible sur les prix des produits énergétiques de gros. Il faut, mais il suffit, que la divulgation de l'information relative à l'indisponibilité ait été susceptible d'exercer une influence sensible sur les prix de ces produits, ce qui peut se produire même si le volume d'électricité afférent à l'indisponibilité en cause ne représente

DÉCISION DU CORDIS

N° 01-40-23 - 26 décembre 2023

qu'une faible part du volume total d'électricité échangé sur le marché, en particulier dans l'hypothèse d'une situation de forte volatilité sur le marché concerné où toute variation, même faible, des volumes échangés peut conduire à une variation importante du prix des produits qui y sont négociés.

19. En l'espèce, la notification des griefs met en avant la circonstance que les indisponibilités en cause se sont produites dans une période de volatilité accrue sur le marché infra-journalier de l'électricité, en raison de plusieurs facteurs de tension conduisant à accroître l'incertitude sur le niveau de l'offre et de la demande et perturbant les prévisions qui peuvent s'écarter des conditions de marché observées à l'échelle infra journalière. Si la société Engie soutient à cet égard que les facteurs de tension énumérés dans la notification des griefs seraient dépourvus de tout lien avec la situation propre de chaque occurrence, elle ne conteste pas l'existence d'un contexte général de volatilité des prix, en particulier sur le marché infra journalier français de l'électricité. En outre, l'indicateur volumique mis en avant par la société Engie, qui rapporte la somme de l'énergie échangée sur l'année puis la divise par le nombre de jours de l'année, n'est manifestement pas pertinent puisque chaque journée se divise en 24 produits horaires avec des niveaux de liquidités parfois très différenciés.

20. A l'inverse, la notification des griefs relève que, lors de chaque occurrence, le marché infra journalier était dans un contexte de tension révélée notamment par un écart de prix moyen entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra journalier qui s'élevait à 1,77 € / MWh pour l'occurrence n°1, à 4,46 € / MWh pour l'occurrence n°2, à 1,35 € / MWh pour l'occurrence n°3, à 2,62 € / MWh pour l'occurrence n°4, à 1,45 € / MWh pour l'occurrence n°5, à 0,83 € / MWh pour l'occurrence n°6, à 3,97 € / MWh pour l'occurrence n°7 et à 4,93 € / MWh pour l'occurrence n°8. La circonstance, mise en avant par la société Engie, que l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ait été de 3,51 € / MWh et, donc, qu'il ait été supérieur ou proche de l'écart constaté lors de certaines des occurrences précédemment mentionnées, est ici sans incidence puisque, comme cela a été précédemment indiqué, c'est sur l'ensemble de la période 2019-2020 que le marché infra journalier connaissait une situation de tension. Par conséquent, la circonstance que cette tension ait été moindre lors de certaines occurrences plutôt qu'à d'autres moments au cours de la période 2019-2020 n'est pas de nature à remettre en cause l'existence même d'une situation de tension sur l'ensemble de la période 2019-2020.

21. En deuxième lieu, le marché infra-journalier français de l'électricité, qui est un marché continu fonctionnant 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, tout au long de l'année, jusqu'à cinq minutes avant le début de la livraison, permet notamment aux responsables d'équilibrer la quantité injectée sur le réseau avec la quantité d'électricité soustraite sur leurs périmètres respectifs. Il est le dernier lieu d'échange permettant aux participants d'ajuster leur position et d'optimiser leur portefeuille à l'approche de la livraison des produits et de répondre à des variations inattendues de la demande ou de l'offre d'électricité qui ne pouvaient pas être prévues à l'avance et possèdent ainsi une forte sensibilité à l'évolution des besoins d'équilibrage des acteurs. Les prix sur le marché infra journalier varient en fonction des attentes des acteurs du marché en matière d'offre et de demande en temps réel au cours de la séance de négociation. Compte-tenu des caractéristiques de fonctionnement du marché infra-journalier, dans lequel le *merit order* n'exerce qu'une influence secondaire sur la formation des prix sur ce marché, la société Engie n'est pas fondée à soutenir qu'une indisponibilité affectant une unité de production serait insusceptible d'exercer une influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros négociés sur le marché infra journalier au seul motif que d'autres unités de production de coût similaire auraient été disponibles et auraient ainsi pu remplacer l'unité indisponible.

22. En troisième lieu, il résulte de l'instruction que, lors de chaque occurrence, les deux unités de production en cause (centrales à cycle combiné gaz ou CCG), qui représentent à elles deux 10 % de la capacité installée des CCG françaises (capacité installée de 416 MW pour la centrale de Cycfos, tandis que la centrale DK6 est divisée en deux tranches de 381,2 et 379,7 MW), étaient en principe appelées à produire de l'électricité pour répondre à une situation de tension sur le réseau électrique, caractérisée par une forte demande. La notification des griefs met par ailleurs en avant plusieurs indicateurs volumiques dont il ressort notamment que le volume des indisponibilités représentait, sur chaque période considérée, entre 14 % et 93 % des volumes achetés par l'ensemble des participants sur le marché infra journalier (59 % pour l'occurrence n°1 ; 14 % pour l'occurrence n°2 ; 30 % puis 17 % pour l'occurrence n°3 ; 40 % puis 23 % pour l'occurrence n°4 ; 35 % pour l'occurrence n°5 ; 93 % pour l'occurrence n°6 ; 22 % pour l'occurrence n°7 ; 39 % pour l'occurrence n°8).

23. Dans ces conditions, au vu de l'ensemble des éléments contextuels et des indicateurs quantitatifs précédemment énoncés, la publication des informations relatives aux indisponibilités qui ont affecté les unités de production de la société Engie lors des huit occurrences analysées par la notification des griefs était, à chaque fois, susceptible d'exercer une influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros auxquels se rapportent ces informations.

24. Il résulte de tout ce qui précède que les informations relatives aux indisponibilités en cause étaient précises et susceptibles d'influencer de façon sensible le prix des produits énergétiques de gros. Par ailleurs, il est constant et

n'est pas contesté par la société Engie que ces informations n'avaient pas été rendues publiques et qu'elles concernaient des produits énergétiques de gros. Ces informations sont, donc, des informations privilégiées au sens du règlement REMIT.

7.2.1.2. S'agissant de la publication des informations privilégiées en cause

25. Il résulte des dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT citées au point 8 de la présente décision que la divulgation publique d'une « information privilégiée » en relation avec un produit énergétique de gros doit s'effectuer en temps utile, c'est-à-dire le plus promptement possible par rapport à la survenance de l'événement qui est à son origine, en portant sur l'intégralité de ses éléments et en informant de manière efficace tous les autres acteurs du marché de gros considéré. La certitude que cette publication intervient en temps utile assoit la crédibilité du fonctionnement du marché tant pour les consommateurs que pour les compétiteurs. Elle garantit, notamment lorsqu'elle porte sur les capacités et leur disponibilité, un égal accès de tous les acteurs à une information fiable à partir de laquelle ils déterminent leur comportement et contribuent ainsi à la formation des prix. Dès lors, la circonstance que le défaut de publication n'ait été suivi d'aucun effet, n'ait donné lieu à aucune protestation, ou n'ait permis aucun comportement contraire au règlement est sans incidence sur le caractère fautif de l'agissement, qui laisse fonctionner le marché sur la base d'informations erronées, en violation des obligations de leur auteur.

7.2.1.2.1. Quant aux retards allégués de certaines publications d'informations privilégiées

26. La notification des griefs reproche à la société Engie d'avoir procédé, à cinq reprises, à une publication tardive d'informations relatives à des indisponibilités de ses unités de production et d'avoir procédé, à cinq reprises, à une correction tardive des informations relatives à des indisponibilités de ses unités de production précédemment publiées. Elle reproche ainsi à Engie de n'avoir pas publié en temps utile :

- lors de l'occurrence n° 1, une information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n° 2, une information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T1 ainsi qu'une information relative à la mise à jour annulant une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n° 4, une information relative à la correction du volume d'une indisponibilité de l'unité DK6-T1 ;
- lors de l'occurrence n° 5, deux informations relatives à une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n° 6, deux informations relatives à une indisponibilité de la centrale de Cycos ;
- lors de l'occurrence n° 7, une information relative à la mise à jour annulant une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n° 8, une information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T1 ;

27. En premier lieu, comme cela a été rappelé au point 15 de la présente décision, dans l'hypothèse où plusieurs informations, concernant un même ensemble de circonstances, de paramètres ou d'événements corrélés relatifs à la capacité et l'utilisation d'installations de production, se succèdent en apportant au fur et à mesure des précisions ou compléments sur l'évolution de la capacité et de l'utilisation de ces installations, chacune de ces informations est, dans ses états successifs, en tant que telle, susceptible de revêtir un caractère précis. À cet égard, le règlement REMIT n'exige pas qu'une information soit complète ou intangible pour pouvoir être regardée comme précise. Une information incomplète ou portant sur des données évolutives peut, ainsi, revêtir un caractère précis au sens du règlement REMIT dès lors que sa divulgation permettrait aux acteurs du marché d'en tirer une conclusion quant aux conséquences possibles de l'état de la capacité ou de l'utilisation des installations en cause sur les cours des produits énergétiques de gros et, partant, sur leurs positions au sein des marchés de gros. Dans un tel cas de figure, il incombe à l'acteur du marché détenteur de ces informations d'en assurer, à chaque fois et pour chacune d'entre elles, le cas échéant en l'assortissant des réserves nécessaires tenant à son caractère incomplet ou évolutif, la divulgation publique, effective et en temps utile et ce, pour chaque information prise isolément, dès l'instant où cette information satisfait aux conditions de l'« information privilégiée » définies par l'article 4 du règlement REMIT.

28. Par conséquent, au manquement tiré de l'absence de publication d'une information relative à une indisponibilité initiale peuvent s'ajouter un ou plusieurs autres manquements distincts, tirés de l'absence de publication d'informations successives relatives aux évolutions ultérieures de cette indisponibilité. Dès lors, la société Engie n'est pas fondée à soutenir que la notification des griefs procéderait à une « multiplication artificielle » du nombre de manquements en retenant qu'une même occurrence a pu donner lieu à la commission de plusieurs manquements à l'obligation de publication énoncée à l'article 4(1) du règlement REMIT.

29. En deuxième lieu, conformément à l'article 16(1) du règlement REMIT et pour permettre aux différentes autorités de régulation compétentes au sein de l'Union de remplir leurs missions de manière coordonnée et uniforme, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) « publie, le cas échéant, des orientations non contraignantes sur l'application des définitions énoncées à l'article 2 ». À cet égard, il ressort des orientations publiées par l'ACER en date du 17 juin 2016, mises à jour en dernier lieu le 22 juillet 2021, que la publication d'une « information

priviligée » doit s'effectuer dès que possible et, en principe à défaut de prescription explicite différente, au plus tard dans un délai d'une heure.

30. Ce délai de principe d'une heure, énoncé par l'ACER à titre d'orientation non-contraignante, opère une conciliation raisonnable et dénuée d'arbitraire entre, d'une part, l'impératif de divulguer publiquement une « information privilégiée » en temps utile et, d'autre part, le coût et les contraintes de la mise en œuvre de moyens humains, matériels et d'organisation par les opérateurs pour garantir cette divulgation dans les conditions requises. Par conséquent, si le dépassement du délai indicatif retenu par l'ACER conformément aux compétences qui lui sont reconnues ne peut par lui-même être par principe regardé comme constitutif d'une violation du règlement, il incombe cependant à l'acteur du marché qui ne s'est pas tenu à ce délai de justifier des raisons de l'écart par des motifs objectifs qui ne caractérisent pas, eux-mêmes, une méconnaissance de l'économie générale du règlement REMIT et de ses finalités d'ordre public économique au sein de l'Union. Le régime issu du règlement REMIT impose à tout opérateur, quel que soit sa taille et son expérience, de n'agir sur le marché qu'en s'étant mis en mesure, par les moyens de toute nature appropriés à ces exigences, de procéder à la divulgation, de manière effective et en temps utile, des « informations privilégiées » qu'il détient

31. La société Engie soutient que le délai d'une heure énoncé par l'ACER ne constitue qu'un standard de bonne pratique et que la notification des griefs n'aurait pas démontré au cas par cas que les publications effectuées dans un délai supérieur à une heure auraient été effectuées hors du « temps utile » prévu par l'article 4(1) du règlement REMIT. Il résulte cependant de ce qui précède que, dès lors que les publications considérées ont été effectuées dans un délai supérieur à une heure – ce qui, en l'espèce, n'est pas contesté et ressort des pièces du dossier –, c'est à la société mise en cause qu'incombe la charge d'établir que ce dépassement du délai est justifié par des motifs objectifs.

32. Or en l'espèce, la société Engie se limite à mettre en avant des « contraintes industrielles ou opérationnelles », notamment s'agissant de problèmes informatiques affectant l'outil (SDA) qui auraient empêché la bonne transmission de l'information sur les plateformes d'Engie Transparency. Outre que les problèmes informatiques allégués par la société Engie ne sont pas établis, ils ne tendent qu'à démontrer l'insuffisance des moyens mis en œuvre par celle-ci pour assurer une publication effective et en temps utile des informations privilégiées qu'elle détenait. Ces difficultés opérationnelles auraient en effet pu être prévenues par le recours à des moyens humains supplémentaires ou par la mise en place de procédures et de moyens redondants palliant les dysfonctionnements éventuels.

33. En troisième lieu, le manquement tiré du retard de publication d'une information privilégiée revêt, comme les autres manquements prévus et sanctionnés par le règlement REMIT, un caractère objectif tiré de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des marchés de gros de l'énergie en veillant à ce que toutes les informations privilégiées, notamment celles relatives à la variation de la disponibilité des moyens de production, soient publiées effectivement et en temps utile afin d'assurer l'information de l'ensemble des acteurs du marché. Dans ce cadre, la société Engie ne saurait raisonnablement soutenir que la computation du délai d'une heure devrait débuter au moment où l'un de ses agents « prend conscience » de l'indisponibilité, paramètre éminemment subjectif et dont la preuve pourrait difficilement être administrée, plutôt qu'au moment, soit du début de l'indisponibilité (dans le cas de la survenance d'une indisponibilité fortuite), soit de la fin de l'indisponibilité précédemment annoncée (dans le cas d'une mise à jour prolongeant l'indisponibilité), soit du début de l'indisponibilité précédemment annoncée (dans le cas d'une mise à jour modifiant le volume de l'indisponibilité), circonstances qui peuvent quant à elles faire l'objet de constats factuels et objectivables. L'acteur du marché qui exploite une unité de production ayant pour vocation d'être activée lors de périodes de tension sur le marché ne peut, en cas de variation de la disponibilité de cette unité affectant significativement sa capacité de production, faire peser sur ses préposés la responsabilité d'apprécier au cas par cas, au surplus dans un délai parfois très bref, si la condition relative à l'influence sensible sur les prix est ou non remplie.

34. Il résulte de ce qui précède que les dix retards identifiés dans la notification des griefs et qui portent, soit sur la publication d'informations relatives à des indisponibilités de moyens de production, soit sur la correction de précédentes publications déjà effectuées, dont la matérialité même n'est pas remise en cause par la société Engie, constituent des manquements à l'obligation de publication d'informations privilégiées en temps utile prévue par les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT précédemment citées.

7.2.1.2.2. Quant à l'absence d'effectivité alléguée de certaines publications d'informations privilégiées

35. La notification des griefs reproche à la société Engie d'avoir publié des informations privilégiées de manière non effective à sept reprises, dès lors que certaines publications comportaient des mentions erronées s'agissant, soit du début de l'indisponibilité, soit du volume indisponible, soit de l'unité de production concernée.

36. Ainsi que l'énoncent les orientations non-contraignantes de l'ACER mises à jour en dernier lieu le 22 juillet 2021, la publication d'une information privilégiée doit être suffisamment précise et complète pour permettre d'appréhender de manière correcte l'événement en cause, lequel est susceptible d'influencer le prix des produits énergétiques de gros. Ainsi, la publication d'une information privilégiée de manière incomplète ou erronée doit, en principe, être considérée comme une publication non-effective au sens de l'article 4(1) du règlement REMIT précédemment cité.

37. Le caractère complet et exact de la publication d'une information privilégiée s'apprécie au regard de chacun des éléments qui la composent. S'agissant d'une information relative à l'indisponibilité d'un moyen de production, les données relatives à la durée et au volume de l'indisponibilité revêtent une importance cruciale en raison de leur incidence directe sur le marché et ne doivent par conséquent être entachées d'aucune inexactitude ou incomplétude. Sur ce point, il convient de rappeler que, dans l'hypothèse d'une information privilégiée portant sur des données évolutives, il incombe à l'acteur du marché qui la détient de la publier en l'assortissant, le cas échéant, des réserves nécessaires tenant à son caractère évolutif. Cette exigence d'exhaustivité et d'exactitude s'applique en principe aux autres données qui composent l'information privilégiée, telles que, notamment, l'identification précise de la tranche de production affectée par l'indisponibilité, dès lors que la connaissance de cette donnée permettrait à un acteur de marché normalement avisé d'en tirer une conclusion quant aux conséquences possibles de l'évolution de la disponibilité de l'installation en cause sur les cours des produits énergétiques de gros et de faire évoluer, en conséquence, ses propres analyses du marché et son comportement sur celui-ci.

38. En l'espèce, les erreurs de publication identifiées par la notification des griefs en ce qui concerne le début ou le volume des indisponibilités, dont la matérialité n'est pas contestée par la société Engie, ont conduit cette dernière à publier des informations inexactes, caractérisant ainsi des manquements à l'obligation de publication effective issue des dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT.

39. S'agissant en revanche de l'erreur tenant à l'identification de la tranche de la centrale de production de Dunkerque affectée par une indisponibilité le 26 août 2019 (identification, dans la publication de la société Engie, de la tranche de la centrale indisponible comme étant la tranche 1 alors qu'il s'agissait en réalité de la tranche 2), il résulte de l'instruction que les deux tranches de cette centrale de production disposent de capacités de production maximale quasi identiques (381,2 MW pour la tranche n° 1 et 379,7 MW pour la tranche n° 2). Dans ces conditions, il n'est pas établi que les paliers de redémarrage respectifs de ces deux tranches diffèreraient l'un de l'autre, circonstance qui pourrait conférer à l'identification de la tranche affectée par l'indisponibilité le caractère d'une information susceptible d'exercer une influence sensible sur le prix des produits énergétiques de gros. Dans ces circonstances particulières, il ne résulte pas de l'instruction que l'erreur commise par la société Engie dans l'identification de la tranche affectée par une indisponibilité ait pu influencer sur les conclusions qu'un acteur du marché normalement avisé aurait tiré d'une telle donnée, dans une mesure telle que la publication devrait être regardée comme non-effective au sens du règlement REMIT.

40. Il résulte de ce qui précède que les six erreurs commises par la société Engie lors de la publication d'informations privilégiées relatives au début de l'indisponibilité ou au volume disponible constituent autant de manquements aux dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT. En revanche, l'erreur de publication relative à la tranche de l'unité de production indisponible ne constitue pas un manquement de la société Engie à ces mêmes dispositions.

7.2.1.2.3. Quant à l'absence de publication de certaines informations privilégiées

41. La notification des griefs reproche à la société Engie de ne pas avoir publié des informations privilégiées en sa possession à six reprises :

- lors de l'occurrence n° 1, en ne publiant pas trois mises à jour relatives au prolongement d'une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n° 3, en ne publiant pas l'information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T2 et en ne publiant pas la mise à jour modifiant la fin de l'indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n° 4, en ne publiant pas l'information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T1 ;

42. La société Engie ne propose pas d'explication aux absences de publication identifiées lors de l'occurrence n° 1 mais soutient que les absences de publication lors des occurrences n° 3 et n° 4 ne constitueraient pas un manquement au règlement REMIT dès lors que les informations en cause, relatives à l'indisponibilité totale de l'unité DK6-T2, auraient pu être déduites de l'indisponibilité de la turbine à vapeur de cette unité de production. Cependant, ainsi qu'il a été dit, les informations relatives à ces indisponibilités totales revêtaient un caractère privilégié et il incombe à l'acteur du marché détenteur de telles informations d'en assurer, à chaque fois et pour chacune d'entre elles, la divulgation publique, effective et en temps utile. Par suite, les six absences de publication d'informations

DÉCISION DU CORDIS

N°0140/23 - 26 décembre 2023

privilégées identifiées dans la notification des griefs constituent des manquements à l'obligation de publication d'informations privilégiées prévue par les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT précédemment citées.

43. Il résulte de tout ce qui précède que la société Engie a, à 22 reprises, méconnu les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT.

7.2.2. En ce qui concerne les manquements allégués à l'article 3 du règlement REMIT, relatif à l'interdiction des opérations d'initiés :

44. Aux termes de l'article 3 du règlement REMIT : « 1. 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; (...) / 4. Le présent article ne s'applique pas : / a) 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 ; (...). »

7.2.2.1. S'agissant du manquement allégué aux dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT relatives à la communication illicite d'une information privilégiée

45. La notification des griefs reproche à la société Engie l'envoi, par son équipe *Dispatch* à son équipe *Short Term Trading*, le 3 août 2019 à 14:10:10, d'un fichier de *netting* comprenant des calculs de position intégrant l'information privilégiée, qui n'a pas été publiée, relative à l'indisponibilité ayant affecté l'unité DK6-T2 à partir de 14:05:11.

46. En premier lieu, il résulte de ce qui précède que l'information relative à l'indisponibilité totale de l'unité de production DK6-T2 le 3 août 2019 revêtait le caractère d'une information privilégiée.

47. En deuxième lieu, il résulte de l'instruction que le fichier de *netting* transmis par l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading*, par un courrier électronique du 3 août 2019 à 14:10:00, comprenait des calculs de position intégrant l'indisponibilité non publiée des turbines à gaz de DK6 survenue à 14 :05 :11, matérialisée par l'indication d'un « 0 » sur le fichier de *netting*, renvoyant directement à la centrale DK6. Dans ces conditions, la société Engie n'est pas fondée à soutenir que ce fichier de *netting* n'aurait pas contenu une information relative à l'indisponibilité d'une unité de production. La société Engie admet d'ailleurs que, lorsqu'une information de cette nature figure dans le fichier de *netting*, elle doit d'abord être publiée, l'actualisation du fichier de *netting* ne pouvant être réalisée qu'après la publication. Enfin, la circonstance que le destinataire d'une information en ignore le caractère privilégié est sans incidence sur sa qualification comme information privilégiée.

48. En troisième lieu, compte tenu de la finalité de maintien de l'ordre public économique poursuivie par le règlement REMIT et des conditions de fonctionnement des marchés de gros de l'énergie, caractérisés par l'intervention de nombreuses personnes morales dont certaines peuvent exercer plusieurs activités distinctes, par exemple de production, d'optimisation et de courtage et peuvent avoir, ou non, filialisé certaines de ces activités, ces personnes ne sauraient à l'évidence être exonérées de la prohibition prévue à l'article 3(1)(b) de ce règlement au seul motif que la communication illicite d'informations privilégiées aurait été réalisée entre leurs préposés, sauf à vider les dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT de tout effet utile et de toute portée. En l'espèce, l'information en cause 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 imputable à la société Engie. Enfin, le CoRDIS, qui n'est pas une juridiction, n'est pas compétent pour poser une question préjudicielle à la Cour de justice de l'Union européenne.

49. En dernier lieu, la dérogation à l'interdiction de communication illicite d'une information privilégiée, tenant à la 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, proportionnée.

50. En l'espèce, si la transmission d'un fichier de *netting*, de l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading*, peut être justifiée compte tenu des fonctions respectivement exercées par ces deux équipes, il n'est en tout état de cause pas nécessaire que le fichier de *netting* ainsi transmis contienne l'information relative à l'indisponibilité d'une unité de production sans que cette information ait été publiée et qu'elle revête, donc, au moment de sa transmission, le caractère d'une information privilégiée.

DÉCISION DU CORDIS

N° 01-40-23 - 26 décembre 2023

51. Dans ces conditions, la transmission, par l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading*, du fichier de *netting* le 3 août 2019 à 14:10:00 caractérise la méconnaissance, par cette société Engie, des dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT précédemment citées.

S'agissant de l'utilisation de l'information relative à l'indisponibilité totale de la centrale DK6 le 3 août 2019 :

52. La notification des griefs reproche à la société Engie d'avoir, le 3 août 2019, entre 14:11:42 et 16:47:07, effectué 234 opérations de marché sur les produits H16, H17, H18, H19, H20, H21, H22, H23, H24 et H18-H21, l'ensemble de ces produits étant en rapport avec l'information privilégiée, qui n'a pas été publiée, relative à l'indisponibilité ayant affecté l'unité DK6-T2 le 3 août 2019 à partir de 14:05:11.

53. En premier lieu, les éléments produits par la société Engie, notamment en réponse à la mesure d'instruction qui lui a été adressée le 15 mai 2023, ne suffisent pas à démontrer que les ordres d'achats en cause auraient été paramétrés avant la détention, par cette société, de l'information privilégiée, dès lors qu'elle ne fournit aucun élément permettant de relier les ordres et les transactions en cause aux algorithmes évoqués, compte tenu du caractère partiel des volumes concernés par les algorithmes.

54. En deuxième lieu, s'agissant du lien entre les transactions reprochées et l'information privilégiée en cause, alors qu'il ressort du procès-verbal d'enquête qu'un lien existerait entre les produits H16 à H24 acquis par la société Engie le 3 août 2019 et l'information privilégiée relative à l'indisponibilité ayant affecté l'unité DK6-T2 le 3 août 2019 à partir de 14:05:11, la société Engie s'est bornée à transmettre, en réponse à la mesure d'instruction sur ce point qui lui a été adressée le 15 mai 2023, un fichier dont elle affirme qu'il s'agirait d'une extraction des logs [SDA], outil géré par un prestataire externe, sans toutefois apporter aucun élément permettant d'attester de l'authenticité de ces données. La société Engie se limite à affirmer qu'il n'y aurait eu aucune altération ou modification apportée par elle sur ces données. Ces éléments ne sont pas suffisamment probants pour permettre de conclure que les transactions en cause, telles qu'identifiées par le procès-verbal d'enquête et la notification des griefs, ne se rapporteraient pas aux produits énergétiques de gros objet des transactions litigieuses.

55. En dernier lieu, 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.

56. Par conséquent, la société Engie ne saurait utilement soutenir qu'aucun ordre passé par son équipe *Short Term Trading* n'aurait visé à réaliser des gains injustifiés.

57. Il résulte de tout ce qui précède que la société Engie a méconnu les dispositions de l'article 3(1)(a) du règlement REMIT et celles de l'article 3(1)(b) de ce même règlement, relatives à l'interdiction des opérations d'initiés.

*

8. Sanction retenue

8.1. Rappel des principes applicables en matière de sanction

58. 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 ».

59. 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 la membre désignée 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

19/22



DÉCISION DU CORDIS

N° 01-40-23 - 26 décembre 2023

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. (...) ».

8.2. Maximum légal de la sanction pécuniaire

60. En application des 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 ».

61. Au cas d'espèce, les manquements reprochés à la société Engie ne constituent pas des manquements aux obligations de transmission d'informations ou d'accès à la comptabilité.

62. En conséquence, le montant de la sanction ne peut excéder 8 % du chiffre d'affaires hors taxes de la société Engie du dernier exercice clos. En l'espèce, il ressort des pièces du dossier que le chiffre d'affaires hors taxes réalisé en 2018 par la société Engie est de 93,9 milliards d'euros. Compte-tenu de cet élément, le maximum légal de la sanction s'élève à 7,512 milliards d'euros.

8.3. Éléments d'appréciation de la sanction

8.3.1. Nature, durée et gravité des manquements

63. En l'espèce, tous les manquements en cause sont graves dès lors qu'ils ont porté sur des informations privilégiées concernant des indisponibilités de capacité de production d'électricité. En outre, les manquements de la société Engie aux dispositions de l'article 4 du règlement REMIT, relatives à l'obligation de publication d'informations privilégiées, l'a ensuite amenée à méconnaître les dispositions de l'article 3 de ce règlement, relatives à l'interdiction des opérations d'initiés.

64. Ces manquements se sont par ailleurs produits dans le cadre d'une organisation interne de la société Engie qui ne pouvait que favoriser le risque de manquements aux obligations du règlement REMIT dès lors, notamment, que les équipes de Dispatch et de Short Term Trading opéraient depuis une même zone physique. Si cette organisation a depuis lors été modifiée par la société Engie, son existence lors de la commission des manquements reprochés témoigne de ce que cette société n'avait, jusqu'à la séance publique du comité, pas pleinement pris la mesure des conséquences de la mise en œuvre du règlement REMIT sur la nécessaire mise en conformité de son organisation interne. Pourtant, le règlement REMIT est entré en vigueur le 28 décembre 2011, soit plus de sept ans avant la commission des faits reprochés.

8.3.2. Situation de la société Engie

65. La société Engie est un des principaux acteurs 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. Il en résulte une intensité particulière de son obligation d'attention au respect des normes applicables à ses activités.

8.3.3. Ampleur du dommage causé au marché et préjudice causé aux consommateurs

66. Les considérants 1 et 2 du règlement REMIT énoncent : « Il est important que les consommateurs et d'autres acteurs du marché puissent avoir confiance dans l'intégrité des marchés de l'électricité et du gaz, que les prix fixés sur les marchés de gros de l'énergie reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande et que nul abus de marché ne puisse donner lieu à des profits. / Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie devrait avoir pour objectif de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros de l'énergie dans l'intérêt de l'utilisateur final d'énergie ».

67. En l'espèce, l'utilisation et la communication d'une information privilégiée, ainsi que les absences, retards et erreurs opérés dans la publication d'informations privilégiées, dans des proportions parfois importantes, et dans un nombre de cas significatifs, constituent des manquements aux dispositions des articles 3(1) et 4(1) du règlement REMIT. Ces comportements ont porté atteinte à l'objectif de confiance des acteurs dans l'intégrité des marchés des produits énergétiques de gros, qui constitue un des fondements du règlement REMIT, et ont ainsi constitué un préjudice indirect aux consommateurs au sens de l'article 18 de ce même règlement.

20/22



68. En revanche, il ne résulte pas de l'instruction que les manquements de la société Engie aux dispositions des articles 3 et 4 du règlement REMIT aient, en l'espèce, causé un dommage au marché.

8.3.4. Avantages tirés par la société Engie

69. Il ne résulte pas de l'instruction que la société Engie aurait tiré des avantages des manquements qu'elle a commis.

8.4. Détermination de la sanction

70. Compte tenu de l'ensemble des éléments d'appréciation de la sanction exposés ci-dessus, il y a lieu de prononcer une sanction pécuniaire de 500 000 euros à l'encontre de la société Engie.

8.5. Publication de la décision de sanction

71. Aux termes du premier alinéa de l'article L. 134-34 du code de l'énergie : « Ces décisions de sanction (du CoR-DiS) 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 ».

72. Ainsi qu'il a été dit, le règlement REMIT poursuit une finalité d'ordre public économique au sein de l'Union qui suppose que les conditions de sa mise en œuvre soient largement diffusées dans le but d'intérêt général de l'information de l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie, y compris les consommateurs finals, notamment pour restaurer la confiance envers le marché et son bon fonctionnement. Dès lors, 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, sans anonymisation de la société sanctionnée ; sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie, sans anonymisation de la société sanctionnée pendant une durée d'un an à compter de sa première publication ; et dans le prochain communiqué financier de la société Engie.

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 - 26 décembre 2023

*

* *

DÉCIDE :

- Article 1^{er}.** – La société Engie a méconnu, à 22 reprises, les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT relatives à l'obligation de publication d'informations privilégiées.
- Article 2.** – La société Engie a méconnu, à 234 reprises, les dispositions de l'article 3(1)(a) du règlement REMIT relatives à l'interdiction des opérations d'initiés par utilisation d'une information privilégiée.
- Article 3.** – La société Engie a méconnu, à une reprise, les dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT relatives à l'interdiction des opérations d'initiés par communication illicite d'une information privilégiée.
- Article 4.** – Une sanction pécuniaire de 500 000 euros est prononcée à l'encontre de la société Engie.
- Article 5.** – La présente décision sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi : au *Journal officiel* de la République française, sans anonymisation de l'identité de la société sanctionnée ; sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie, sans anonymisation de la société sanctionnée pendant une durée d'un an à compter de sa première publication ; et dans le prochain communiqué financier de la société Engie.
- Article 6.** – La présente décision sera notifiée à la société Engie.

Copie de la présente décision sera adressée à la présidente de la Commission de régulation de l'énergie.

Fait à Paris, le 26 décembre 2023.
Pour le Comité de règlement des différends et des sanctions,
Le Président,

Thierry TUOT

Changes in the composition of the ENGIE Board of Directors

ENGIE's Board of Directors, which met on February 21, 2024, decided, on the recommendation of the Appointments, Compensation and Governance Committee, to propose the following changes to the Board of Directors composition at the Annual General Meeting to be held on April 30, 2024:

- The appointment of Michel Giannuzzi as an independent director to replace Lord Peter Ricketts of Shortlands, whose term of office expires at this Annual General Meeting;
- The renewal of the independent directorship of Fabrice Brégier, whose term of office will also expire.

Michel Giannuzzi's experience as a director of listed industrial companies, as well as his international experience and knowledge of energy-intensive industrial sectors and decarbonization issues, will complement the experience and skills present on the Board of Directors.

The Board of Directors warmly thanks Lord Peter Ricketts of Shortlands for his involvement in the Board's work over the past 8 years.

If the Annual General Meeting of April 30, 2024 follows the Board's recommendations on this proposed appointment and renewal, the number of directors will remain at 14, of whom 60% will be independent directors and 50% women.

Biography

Michel GIANNUZZI



Michel Giannuzzi was Verallia's Chairman and Chief Executive Officer from 2017 and has been appointed as Chairman of the Board of Directors in 2022. Thanks to the successful implementation of a value creation strategy, he successfully led Verallia's initial public offering on the Euronext Paris market in October 2019.

Previously, from 2007 to 2017, he served as Chairman of the Management Board of Tarkett, a world leader in innovative solutions for floor coverings and sports surfaces. During his term of office, he implemented a profitable and sustainable growth strategy, leading to Tarkett's initial public offering on the Euronext Paris market in 2013.

Prior to that, Michel Giannuzzi held a series of executive positions at the Valeo and Michelin groups in France, Japan and the United Kingdom. He is a graduate of École Polytechnique and Harvard Business School."

GENERAL INFORMATION

Paragraph (4) of the section entitled “General Information” on page 127 of the Base Prospectus, as supplemented by the First Supplement and the Second Supplement, 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 31 December 2023.”

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

I hereby certify that the information contained in this Third 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:

Jean-Marc Turchini

Directeur Corporate Finance

authorised signatory, pursuant to the power of attorney dated 12 May 2023
on 27 February 2024



Autorité des marchés financiers

This Third Supplement has been approved on 27 February 2024 by the AMF, in its capacity as competent authority under Regulation (EU) 2017/1129.

The AMF has approved this Third 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 Third Supplement.

This Third Supplement obtained the following approval number: n°24-050.