

EQUITY RESEARCH

FRANÇAISE DE L'ENERGIE FOCUS DE L'ANALYSE

ACHAT, OC de 81,0€
Potentiel: +39%

Une croissance énergétique et réaliste

A l'heure de la montée des risques de pénurie énergétique en Europe et face à l'urgence climatique toujours plus pressante, quoi de plus naturel que d'investir dans un fournisseur d'énergie en circuits courts et à empreinte carbone négative! C'est notre préconisation, d'autant que le business modèle de la FDE est particulièrement compétitif et maîtrisé et que le potentiel d'upside du titre, malgré sa forte surperformance, demeure très attractif.

Les objectifs du plan 2022 devraient être dépassés

Lors de la publication du CA 2021/22 (exercice clos au 30 juin), le management a confirmé que les objectifs pour l'année calendaire 2022 (CA de 35 M€ et Marge EBITDA de 45%) seraient atteints malgré les retards d'obtention des autorisations administratives de mise en fonctionnement de nouveaux cogénérateurs.

Environnement prix très favorable, mais FDE en profitera davantage sur 2023

La performance de FDE est d'autant plus remarquable que: 1) la société a bénéficié marginalement des hausses de prix (8 cogénérations en France sur 10 sont toujours valorisées en obligation d'achat ou OA); 2) une partie du gaz a été vendue à des prix inférieurs au prix spot actuels. Le véritable effet-prix favorable sera visible à partir de 2023: les prix de l'électricité négociés sur les nouvelles unités de cogénération (3 à Anderlues et 2 machines en France en Power Purchase Agreement ou PPA) approchent les 300 €/MWH.

Un plan 2025/2026e que nous estimons réaliste, voire prudent

FDE a annoncé le 21 juillet 2022 ses objectifs pour l'exercice 2025/2026: CA >100M€, EBITDA >50M€, Teq CO2 évités >10M/an. Au vu de son historique de production probant, nous considérons que FDE a amélioré sa capacité d'exécution. Dans ce papier nous avons identifié les moyens pour parvenir à ces objectifs et déterminé la valorisation de FDE dans cette optique. Nos prévisions se placent au minimum du plan de FDE avec 43 cogénérateurs (vs 66 dans son plan), alors que nous sommes en ligne avec ce plan sur l'activité solaire (100MW installés). Nous n'avons pas pris en compte de développement international en dehors de la Belgique, ni la contribution potentielle de la Lorraine. Enfin, pour Cryo Pur, nous avons exploré le développement du modèle d'équipementier mais pas celui d'opérateur.

Valorisation par SOP : 39% de potentiel de hausse

Notre modèle de valorisation par somme des parties, évaluées à partir de nos prévisions, aboutit à un objectif de cours de 81€ vs 70€, soit un potentiel de hausse de 39%. L'application d'un scénario alternatif avec des hypothèses plus optimistes, incluant notamment une expansion internationale en Pologne, en Slovaquie et en Allemagne, aboutirait à une valorisation de 100€ par action

Key data

Prix actuel (€)	58,2
Secteur	Utilities
Ticker	FDE-FR
Nb d'actions (M)	5,173
Capitalisation boursière	301,1
Prochain événement	FY'21/22 Res.-19/10/22

Actionnaires (%)

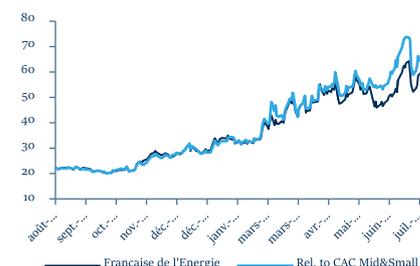
Famille Durr	10,0
Julien Moulin	7,9
European Gas Limited	7,1
Free float	75,0

BPA (€)

	06/22e	06/23e	06/24e
Estimation	1,23	3,05	4,67
Changement de nos estimations (%)	2,63	8,48	8,59

Performance (%)

	1D	1M	YTD
Evolution du cours	0,9	15,7	100,0
Rel CAC Mid&Small	-0,3	7,2	123,6



TP ICAP Midcap Estimates	06/21	06/22e	06/23e	06/24e	Valuation Ratio	06/22e	06/23e	06/24e
Chiffre d'affaires (m €)	10,2	26,2	52,3	82,0	VE/Sales	12,6	6,1	3,8
ROC (m €)	1,1	10,8	22,2	35,2	VE/EBITDA	24,8	11,3	6,7
MOC (%)	10,7	41,3	42,6	42,9	VE/EBIT	30,5	14,4	8,9
BPA (publié) (€)	0,50	1,23	3,05	4,67	PER	47,4	19,1	12,5
Dividende (€)	0,00	0,00	0,00	0,00				
Dividend Yield (%)	0,0	0,0	0,0	0,0				
FCF (m €)	-1,7	5,6	18,1	8,3				

Consensus FactSet - Analystes: 4	06/22e	06/23e	06/24e
CA	26,2	51,9	73,7
ROC	10,9	27,3	40,3
RNpg	7,0	18,9	28,8

Analyst
Veneta Nikolova
veneta.nikolova@tpicap.com



Contents

DESCRIPTION	3
SWOT ANALYSIS	3
THÈSE D'INVESTISSEMENT VALIDÉE	4
LES CATALYSEURS POSITIFS POUR LE TITRE	5
VALORISATION PAR LA SOMME DES PARTIES : 81 € PAR ACTION	6
EVOLUTION DU CA ET DES CAPACITÉS INSTALLÉES ENTRE 2022 ET 2026	9
SCÉNARIO ALTERNATIF	13
PROFIL DE FDE	4
FINANCIAL DATA	17
DISCLAIMER	

Description

Principal producteur de gaz et d'électricité verte issu du captage du gaz de mines en Europe, FDE réconcilie une empreinte carbone négative (3,5 M Téqu CO₂ évités par an) avec une croissance profitable de l'ensemble de ses activités en : 1) mettant en place des circuits courts de valorisation du gaz issu des anciens bassins miniers en Hauts-de-France et Wallonie ; 2) développant d'autres projets énergétiques comme le solaire, le solaire thermique, le bio-gaz liquéfié, le Bio-CO₂ ou l'hydrogène à terme. Avec un tel mix d'activité FDE se place au cœur de la transition écologique. FDE opère actuellement en France et en Belgique 15 cogénérations pour une capacité installée de 22,5 MW; 2 sites de production de chaleur et 2 sites d'injection de gaz.

SWOT Analysis

Strengths

- Seul producteur d'énergie français à empreinte carbone négative avec un portefeuille diversifié de solutions énergétiques à partir d'énergies de récupération (gaz de mine, biogaz) et d'énergies renouvelables (solaire)
- Monopole d'exploitation du gaz de mine en France grâce aux compétences techniques et financières reconnues par l'Etat français (qui se matérialisent par des concessions octroyées jusqu'en 2042)
- Visibilité et récurrence des activités offrant une grande résilience du chiffre d'affaires
- Pas de risque de contrepartie: partenaires et clients de premier plan (Total, EDF Luminus, Dalkia, Etat français...)

Opportunities

- M&A / Duplication du modèle à l'international
- Production de l'hydrogène bleu à partir du gaz de charbon (réserves de Lorraine).
- Entrée sur le marché de bio-gaz et bio-CO₂ grâce aux synergies industrielles avec Cryo Pur, confortées par un pipeline étoffé (28 projets et 160 prospects)
- Potentiel significatif de monétisation du CO₂ : substitution du CO₂ d'origine fossile par du CO₂ renouvelable pour les usages industriels et agricoles.

Weaknesses

- Délais administratifs pour l'obtention de la concession en Lorraine retardant la mise en place de cette activité
- Absence de comparable
- Volatilité des prix de l'électricité et du gaz
- Risque d'allongement des délais de délivrance des autorisations nécessaires à l'installation des unités de cogénération en projet.

Threats

- Délais de traitement des demandes de concession non maîtrisés
- Arrivée de la compétition sur les autres marchés européens
- Modification du code minier en défaveur de FDE
- Capacité de concrétisation du pipeline étoffé de Cryo Pur

Thèse d'investissement validée

- **Portefeuille diversifié** de solutions énergétiques à partir d'**énergies de récupération** (gaz de mine, biogaz) et d'**énergies renouvelables** (solaire)
- **Management très expérimenté, doté d'une très bonne connaissance du marché, de ses mécanismes de financement et de l'international**
- **Modèle économique qui devient créateur de valeur**: suite à l'intégration réussie de Gazonor, FDE peut s'appuyer sur une activité sécurisée et « vache à lait » (captage de gaz de mine et sa valorisation sous forme de gaz/électricité injecté dans le réseau), génératrice de marges confortables (EBITDA > 45%), permettant d'autofinancer la croissance du groupe (projet Lorraine...)
- **Modèle écologiquement compétitif**: FDE est le **seul producteur d'énergie à empreinte carbone négative** (-3 500 000 Teq CO₂/an évités avec un objectif à horizon 2026e de >10 000 000 Teq /an évités) axé sur la **valorisation en circuit court** de plusieurs types d'énergies (**réponse à la problématique d'indépendance énergétique**) et **sans aucune intermittence**.
- **Une solidité à tout point de vue**:
 - remarquable historique de **croissance**: CAGR 2017/2022 de +47%;
 - effet «**croissance embarquée**» issu des cogénérateurs du périmètre historique aidé par le contexte positif de **prix de l'électricité et du gaz (en forte hausse)**: CAGR CA 2021/2026e +58% ;
 - **marges en amélioration continue**:
 - capacité de **transformer** une grande partie de **chaque euro de CA marginal en résultat**;
 - faculté de **produire** différents types d'**énergie** de façon **profitable** avec une **structure de coûts maîtrisée** : **22.5€ / MWh d'OPEX et G&A associés aux cogénérateurs** (FY2021) à comparer 1) à un prix de vente de l'électricité dans le cadre d'OA de 75€ (8 cogénérations en France), 2) au prix moyen de vente de l'électricité belge de 195,1€/MWh sur FY2021/22 (5 cogénérations) et 3) au >300€/MWh dans le cadre de 2 cogénérations valorisées sous mode de tarification PPA en France
 - mise en place d'**unités standardisés de cogénérations à faibles coûts de fonctionnement et maintenance**;
 - **excellente visibilité sur le FCF**: contrats récurrents de long-terme à prix favorables; historique de production probant ; trajectoire haussière des prix de l'électricité et du gaz favorisant la génération de FCF; niveau de risque d'exécution beaucoup plus faible que dans le passé ;
 - **risque limité de contrepartie**: clientèle diversifiée et solide, partenariats stratégiques avec des opérateurs et transporteurs d'énergie de 1^{er} plan;
 - **capacité à saisir des opportunités d'acquisition** à des conditions très favorables.

Les catalyseurs positifs pour le titre

➤ Catalyseurs à court terme

- expansion du parc des cogénérateurs (effet-volume et effet-prix structurellement élevés),
- monétisation des certificats verts belges: d'ici 2023-2024e
- démarrage de la 1^{ère} centrale photovoltaïque (T2-2022/2023^e)
- pipeline étoffé de Cryo Pur sur les affaires en mode équipementier, qui devrait déboucher sur des contrats à court terme

➤ Catalyseurs à moyen terme

- développement des parcs de cogénération et photovoltaïques,
- migration des contrats historiques de cogénération valorisées en OA en France (pour 6 sur 8) pour les mettre en PPA (x4 du CA / machine)
- expansion internationale (Allemagne, Pologne, Slovaquie...),
- valorisation des importants volumes de gaz naturel découverts en Lorraine,
- déploiement de la production de bio-GNL et de bio-Co2 grâce à Cryo Pur (modèle économique d'opérateur)
- augmentation des marges grâce à l'optimisation d'actifs après l'atteinte d'une taille critique pour le parc de cogénérateurs
- valorisation des certificats CO2 en France en cas d'accès facilité pour les petites installations au système d'échange de quota d'émissions

➤ Quels sont les risques ?

- décalage dans l'obtention des autorisations de mise en service des nouvelles unités de cogénération
- prolongement des délais administratifs quant à l'autorisation d'exploitation des réserves de gaz de charbon en Lorraine
- forte baisse des prix de l'électricité et du gaz

Valorisation par la Somme des parties : 81 € par action

I. Valorisation par DCF: 78 € par action, qui repose sur les hypothèses suivantes :

- entre 2022 et 2026e , ajout de 4 cogénérateurs en Belgique (vs 5 actuellement dont 3 mis en service en janvier 2022), valorisés comme jusqu'ici au prix du marché.

Les prix de vente de l'électricité belge ont atteint 195,10 €/MWh en moyenne sur l'exercice 2021/2022. La politique du groupe consiste en la mise en place de couvertures. Pour nos prévisions, nous avons retenu le prix forward moyen trimestriel auquel nous appliquons une décote de 20%.

(source : <https://my.elexys.be/MarketInformation/IceEndexPowerBE.aspx>)

- et 24 cogénérateurs en France (vs 10 actuellement dont 2 mis en service fin juin 2022). Tous les cogénérateurs historiques sont valorisés en OA (75 €/ MWh) à l'exception des 2 derniers, qui sont valorisés en PPA (prix sécurisés pour 2022 et 2023 à >300 € / MWh). Nous avons considéré que tous les futurs cogénérateurs seront valorisés en PPA. Nous avons appliqué le même raisonnement pour la construction des prix comme en Belgique.
- pour le calcul du WACC, nous avons utilisé :
 - un **taux sans risque de 1.34%** (OAT 10 ans),
 - une **prime de risque de 7.5%** (utilisée par TPICAP).
 - un **bêta scoré de 1.1**, qui reflète :
 - d'un côté le profil relativement peu risqué de FDE : 1) forte prévisibilité des FCF, 2) niveau élevé de récurrence du CA, 3) position de monopole sur 3 zones d'activités, 4) bonne connaissance des mécanismes de financement ;
 - mais d'un autre côté : 1) la complexité réglementaire et les contraintes administratives (capacité à maîtriser les délais de délivrance des autorisations de mise en place des cogénérateurs), 2) la volatilité des prix de l'électricité et du gaz; 3) la difficile maîtrise des délais de livraison des nouvelles machines, malgré le contrat cadre avec 2G.
- Enfin, nous avons **appliqué au WACC une prime ESG de 15%** pour prendre en compte l'empreinte carbone négative (-3.5 M Téqu de CO₂ / an).

	30/6/23	30/6/24	30/6/25	30/6/26	30/6/27	30/6/28	30/6/29	30/6/30	30/6/31	30/6/32
Sales	50.4	77.5	79.1	91.2	95.7	106.2	115.8	123.8	132.1	138.6
% chg	92.5%	53.7%	2.0%	15.3%	4.9%	11.0%	9.1%	6.9%	6.7%	4.9%
Operating profit	20.0	31.3	32.0	37.1	39.2	46.2	50.4	54.4	59.9	63.2
as a % of sales	39.6%	40.4%	40.5%	40.7%	40.7%	40.7%	40.7%	40.7%	40.7%	40.7%
NOPAT	15.0	23.5	24.0	27.8	29.4	34.7	37.8	40.8	44.9	47.4
Depreciation	6.6	10.0	11.5	12.1	10.9	10.1	10.1	9.8	9.6	8.3
as a % of sales	13.1%	12.9%	14.5%	13.3%	11.3%	9.6%	8.7%	7.9%	7.2%	6.0%
Capex	7.4	23.5	19.9	18.6	17.1	13.3	7.4	7.4	7.9	8.3
as a % of sales	14.7%	30.3%	25.2%	20.4%	17.9%	12.5%	6.4%	6.0%	6.0%	6.0%
Change in WCR	-0.3	-0.8	1.5	-0.4	-0.1	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2
Free cash flows	14.5	10.8	14.1	21.7	23.3	31.8	40.8	43.5	46.9	47.6
Discounted free cash flows	13.4	9.3	11.3	16.1	16.0	20.3	24.1	23.9	23.9	22.5
Sum of discounted FCF	181									
Terminal value	253									
Enterprise value	433									
Fair value of financial assets	1.8									
Provisions	4.4									
Net debt on 30/06/2022	30									
Equity value	401									
Diluted nbr of shares (m)	5.2									
Valuation per share (EUR)	77.51									

Risk-free interest rate	1,34%
Equity risk premium	7,5%
Beta	1,106
Return expected on equity	9,6%
Stock price (EUR)	59,8
Market Capitalisation (EURm)	307,3
Net debt on 30/06/2022e (EURm)	30
Enterprise value (EURm)	337
Interest rate on debt	4%
Tax rate	25%
Sales growth rate to perpetuity	2,0%
WACC	9,1%
prime ESG , appliquée au WACC	15%
WACC (esg)	7,77%

WACC (%)	EBIT margin (%)				
	30.7%	35.7%	40.7%	42.7%	44.7%
7.17%	66.8	72.8	78.8	81.2	83.6
7.47%	66.1	72.1	78.1	80.5	82.9
7.77%	65.5	71.5	77.5	79.9	82.3
8.27%	64.5	70.5	76.5	78.9	81.3
8.77%	63.6	69.6	75.6	78.0	80.3
9.14%	62.9	68.9	74.9	77.3	79.7

WACC (%)	Long-term growth rate				
	1.0%	1.5%	2.0%	2.3%	2.5%
7.17%	72.8	75.6	78.8	80.5	82.4
7.47%	72.1	74.9	78.1	79.9	81.8
7.77%	71.5	74.3	77.5	79.3	81.2
8.27%	70.5	73.3	76.5	78.3	80.2
8.77%	69.6	72.4	75.6	77.3	79.2
9.14%	68.9	71.7	74.9	76.6	78.5

Long-term growth rate	Beta				
	0.91	1.01	1.11	1.21	1.31
1.25%	91.8	81.4	72.9	65.7	59.7
1.50%	94.2	83.3	74.3	66.9	60.6
1.75%	96.8	85.2	75.9	68.1	61.6
2.00%	99.7	87.4	77.5	69.4	62.6
2.25%	102.8	89.7	79.3	70.8	63.7
2.50%	106.1	92.2	81.2	72.3	64.9

II. Valorisation de la centrale solaire: 3.4 €/action & un TRI projet de 10%

Nous avons pris comme hypothèse des signatures en mode de tarification PPA à un prix d'achat de l'électricité de 90€ / MWh.

Nous avons ajouté une prime de risque sur projet de 2%.

Notre facteur de charge est de 12%. Juste à titre de comparaison, avec un load facteur de 15%, toute chose égale par ailleurs, nous aboutissons à un TRI de 13,5% et une valorisation par action de 6.25 € / action.

PPA	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Capacités installées (MW)	15	35	60	90	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
prix de rachat (EUR/MW)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
load facteur	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Production (MWH)	3.9	36.8	63.1	94.6	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1
CA	0.35	3.31	5.68	8.51	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46	9.46
EBITDA	0.3	2.6	4.5	6.8	7.5	7.5	7.4	7.4	7.3	7.3	7.2	7.2	7.2	7.1	7.1	7.0	7.0	6.9	6.9	6.8
marge EBITDA	80%	80%	80%	80%	79%	79%	78%	78%	78%	77%	77%	76%	76%	75%	75%	74%	74%	73%	73%	72%
coûts opérationnels	0.1	0.7	1.1	1.7	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6
D&A	-0.4	-1.0	-1.8	-2.8	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2	-3.2
EBIT	-0.1	2.3	3.9	5.7	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
taux d'imposition	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
CAPEX	-8.6	-11.4	-14.3	-17.1	-5.7															
FCF	0.3	2.2	3.9	5.8	6.4	6.4	6.4	6.3	6.3	6.3	6.2	6.2	6.2	6.1	6.1	6.1	6.0	6.0	5.9	5.9
FCF actualisés	0.3	2.1	3.4	4.8	5.1	4.9	4.7	4.4	4.2	4.0	3.8	3.6	3.5	3.3	3.1	3.0	2.8	2.7	2.5	2.4

Risk-Free rate	1,3%
Equity premium	7,5%
Project risk premium	2%
Beta	1,11
Return expected on equity	11,9%
Interest rate on debt	5%
Tax rate	25%
Project related debt	90%
WACC	4,6%

100 MW	
Valeur d'entreprise	68,7
Dette sur projet	51,3
Equity value	17,4
valeur par action	3,4
TRI	10%

Sensibilité au prix de vente de l'électricité

Prix (EUR/MW)	80	85	90	95	100
TRI projet	7.9%	8.8%	9.7%	10.5%	11.4%
valeur/action	2.1	2.7	3.4	4.0	4.6

III. Valorisation par SOP : 80.87 €/ action

SOP	EUR / action
DCF	77.51
NPV (Solaire PV)	3.36
Objectif de cours	80.87
potentiel	39.0%

Evolution du CA et des capacités installées entre 2022e et 2032e

I. Ventilation du CA groupe entre FY 2022/23e et FY 2025/26e

Compte de résultat	06/17	06/18	06/19	06/20	06/21	06/22	06/23	06/24	06/25	06/26	06/27	06/28	06/29	06/30	06/31	06/32
Chiffre d'affaires groupe	3,7	6,7	7,9	7,9	10,2	26,2	52,3	82,0	86,2	100,2	105,1	115,6	125,3	133,3	141,6	148,1
% var		80,9%	19,0%	-0,7%	30,3%	156,0%	99,4%	56,9%	5,0%	16,3%	5,0%	10,0%	8,3%	6,4%	6,2%	4,6%
GAZ	3,7	2,3	3,0	1,9	3,5	11,7	12,8	13,3	13,8	14,3	14,9	15,4	16,0	16,6	17,2	17,8
% var		-37,1%	30,4%	-35,4%	81,1%	232,6%	8,7%	4,0%	4,1%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%
% CA	100%	35%	38%	25%	33%	44%	24%	16%	16%	14%	14%	13%	13%	12%	12%	12%
COGENERATIONS / Electricité - France	0,0	4,3	4,8	5,2	5,6	7,6	21,5	32,5	35,2	42,3	49,2	55,7	61,2	65,0	69,3	72,0
% var		n.s.	10%	9%	7%	36%	18,4%	52%	8%	20%	16%	13%	10%	6%	7%	4%
% CA	0%	65%	60%	66%	53%	28%	41%	40%	41%	42%	47%	48%	49%	49%	49%	49%
COGENERATIONS / Electricité - Belgique			0,1	0,7	1,0	5,4	10,8	22,1	18,2	19,6	14,9	16,5	18,1	19,9	21,3	22,5
% var				469%	34%	465%	99%	105%	-18%	8%	-24%	11%	10%	9%	7%	6%
% CA			2%	9%	9%	20%	21%	27%	21%	20%	14%	14%	14%	15%	15%	15%
CHALEUR BETHUNE					0,2	0,4	0,4	0,9	1,4	1,7	2,0	2,4	2,8	3,2	3,7	4,1
CRYO PUR						1,1	5,0	8,7	10,5	13,2	14,7	16,2	17,7	19,2	20,7	22,2
% var							355%	74%	21%	26%	11%	10%	9%	8%	8%	7%
SOLAIRE							1,8	4,5	7,1	9,0	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5

II. Capacités installées sur la période 06/22e – 06/32e

	06/23	06/24	06/25	06/26	06/27	06/28	06/29	06/30	06/31	06/32
CAPACITES INSTALLEES (MW)	27	42	54	64,5	83	90	95	101	105	111
Nombre de cogénérations	18	28	36	43	50	55	60	63	67	70
Cogénérations / France	13	21	28	34	39	43	47	49	52	54
Cogénérations FR / OA	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Cogénérations FR / PPA	5	13	20	26	31	35	39	41	44	46
Cogénérations / Belgique	5	7	8	9	11	12	13	14	15	16
Chiffre d'affaires, MEUR										
Cogénérations sans certificats verts	32,3	44,8	47,9	55,7	64,0	72,1	79,3	84,8	90,6	94,5
Cogénérations avec certificats verts	32,3	54,7	53,3	61,9	70,9	80,1	88,2	94,5	101,0	105,6
Cogénérations France	21,5	32,5	35,2	42,3	49,2	55,7	61,2	65,0	69,3	72,0
Cogénérations Belgique sans certificats verts	10,81	12,29	12,70	13,38	14,88	16,48	18,15	19,85	21,26	22,47
Cogénérations Belgique avec certificats verts	10,8	22,1	18,2	19,6	21,8	24,4	27,0	29,6	31,7	33,6

- les cogénérations se caractérisent par un facteur de charge (load factor) contrôlable et garanti par le prestataire de maintenance, ce qui permet un bon niveau de précision sur l'estimation de la production (réduisant à zéro le risque de volume).
- 1 unité de cogénération d'une capacité de 1,5 MW, avec un facteur de charge moyen de 94%, produit 12.3 GWh/an. A titre de comparaison, une cogénération équivaut à 6 éoliennes.
- ≈2.3M€ de CAPEX /cogénérateur maximum et de très faibles OPEX (250 K€, tous les 7 ans maintenance, externalisée chez le fournisseur de cogénération).
- FDE vise 100 MW de capacités installées (66 unités de cogénération) sur FY 2025/2026. A fin juin 2022, FDE opère 15 cogénérateurs (22.5 MW) dont 10 en France (12 MW en OA; 3 MW en PPA) et 5 en Belgique (7.5 MW en PPA).
- FDE est en attente d'autorisation pour installer 18 unités de cogénération (soit 27 MW de capacités de production additionnelles) sur 7 sites en France.
- À très court terme, FDE attend les autorisations sur une concession en Belgique pour 2 cogénérateurs supplémentaires. Nous avons modélisé l'ajout de 4 cogénérateurs entre 2022 et 2026.
- Dans notre modèle, le nombre de cogénérateurs en France passe de 10 à 34 entre FY2022 et FY2026, sachant que 18 cogénérateurs sont déjà sécurisés.
- La fourniture des moteurs est assurée par un contrat cadre avec le fournisseur allemand 2G. FDE a déjà commandé 7 machines, qui peuvent être mises en service rapidement (une fois l'autorisation obtenue), car le raccordement est en cours et les travaux de génie civil ont déjà commencé. Dans les faits, FDE attend notamment les autorisations pour pouvoir connecter les installations.

III. Unités de cogénération en Hauts de France sur la période 2022e – 2032e

	06/23	06/24	06/25	06/26	06/27	06/28	06/29	06/30	06/31	06/32
Nbr nouvelle Cogénérations	3	8	7	6	5	4	4	2	3	2
dont avec OA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
dont en PPA	3	8	7	6	5	4	4	2	3	2
Puissance totale - MW	4.5	12	11	9	8	6	6	3	5	3
Prod - MWh	9,238	24,771	21,590	18,510	15,465	12,352	12,385	6,227	9,306	6,193
Tarif rachat - EUR/ MWh PPA	300.0	217.1	126.9	118.5	114.8	114.8	113.8	113.8	113.8	112.8
CA France nles Cogénérations M EUR	2.8	5.4	2.7	2.2	1.8	1.4	1.4	0.7	1.1	0.7
Cogénérateurs France - périmètre historique	10	13	21	28	34	39	43	47	49	52
dont avec OA	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
dont en PPA	2	5	13	20	26	31	35	39	41	44
Puissance totale - MW	15	20	32	42	51	59	65	71	74	78
dont avec OA	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
dont en PPA	3.0	7.5	19.5	30.0	39.0	46.5	52.5	58.5	61.5	66.0
Prod - MWh	123,516	161,011	259,384	345,845	419,954	483,032	531,119	580,525	605,228	644,043
dont avec OA	98,813	99,084	98,813	98,813	98,813	99,084	98,813	98,813	98,813	99,084
dont en PPA	24,703	61,927	160,571	247,032	321,142	383,949	432,306	481,712	506,416	544,959
Tarif rachat - EUR / MWh OA	76.7	77.8	79.0	80.2	81.4	82.6	83.9	85.1	86.4	89.0
Tarif rachat - EUR / MWh PPA	300.0	196.3	126.5	118.6	114.8	114.8	113.8	113.8	113.8	112.8
CA France périmètre historique M EUR	18.7	27.2	32.4	40.2	47.4	54.2	59.7	64.3	68.3	71.3

- 10 cogénérateurs en Haut-de-France dont 2 à Béthune, 2 à Lens, 2 à Divion et 4 à Avion
- Tous les cogénérateurs de HDF sont en mode de tarification OA à l'exception de 2 d'entre eux à Avion, qui sont en PPA
- Dans notre modèle, toutes les nouvelles cogénérations sont valorisées en mode PPA

Compte tenu du fait que le marché est très porteur en termes d'évolution des prix, FDE envisage de sortir les 8 cogénérations du périmètre historique de l'OA pour les mettre en PPA. Nous n'avons pas intégré cette option dans notre modèle, mais elle serait hautement relative sur les résultats (1 cogénération en PPA génère aujourd'hui 4x plus de CA par rapport à une cogénération en OA).

IV. Conséquences du passage de l'OA au PPA

1) Changement du marché des PPA à 2 niveaux :

- en termes de visibilité sur les prix:** le plan de base de FDE a toujours été l'OA. L'élément primordial dans la prise de décision concernant le choix OA ou PPA est la visibilité. Jusqu'à maintenant FDE avait une visibilité insuffisante en dehors de l'OA. Dorénavant cette visibilité est suffisante (risque de contrepartie limité sur les acheteurs) et les prix sont beaucoup plus élevés en PPA, ce qui limite l'intérêt de l'OA.
- en termes de profondeur**

Auparavant la FDE ne pouvait pas vendre des volumes importants à plus de 24 mois, tandis qu'aujourd'hui, elle peut relativement vendre facilement la totalité de son offre 2026 au prix du marché. Ce qui différencie la situation actuelle de celle qui prévalait il y a plusieurs années est que le pic de prix se situe beaucoup plus haut et la courbe forward s'est aplatie et allongée.

2) Auparavant un petit acteur comme FDE ne pouvait pas vendre 5-6 ans en forward (volumes insuffisants).

Sur le marché forward ne négociaient que les sociétés financières (les hedge funds faisaient des arbitrages, les industriels étant très peu présents), alors qu'aujourd'hui, plus de 80% des volumes 2027-2028 sont négociés par des sociétés industrielles (dans le but de sécuriser le plus loin possible leurs business).

3) Rallongement des délais des contrats sous PPA, ce qui facilite le financement des projets

Auparavant la FDE évitait les PPA, car ce n'était pas possible de financer un projet d'une durée de 3/7 ans avec un ratio Dette /Equity 90%/10% (génération de FCF positifs insuffisante sur une période aussi courte pour délivrer un TRI correct, voir ne serait-ce que positif).

4) Optimisation d'actifs

Une fois la taille critique atteinte au niveau du nombre de parcs de cogénérations, FDE pourrait développer une activité supplémentaire, notamment l'optimisation d'actifs dans la mesure où le système de FDE avait été conçu pour avoir cette flexibilité et faire fluctuer la production à distance. FDE peut augmenter ou abaisser la production en fonction des prix d'échange d'électricité /gaz sur le marché (notamment peak). Grâce à la flexibilité de l'installation, FDE peut consommer moins de gaz et maximiser davantage ses profits. Dans le cadre de cette démarche, FDE souhaite développer une activité de trading sur ses capacités de production. Une telle activité pourrait aider FDE à dégager des marges de meilleure facture: au lieu de faire tourner ses cogénérateurs 8234h/an (365j x 24h x 94% de facteur de charge), FDE les ferait fonctionner moins d'heures, mais chacune de ces heures bénéficierait d'une meilleure rentabilité.

V. Unités de cogénération en Belgique sur la période 2022e - 2032e

	06/23	06/24	06/25	06/26	06/27	06/28	06/29	06/30	06/31	06/32
Belgique Nbr nouvelles Cogénérations		2	1	1	2	1	1	1	1	1
Puissance totale - MW		3.0	1.5	1.5	3.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Production - MWh		6,193	3,079	3,079	6,125	3,113	3,113	3,079	3,079	3,079
Tarif achat - EUR/MWh		212.2	187.0	179.0	172.0	172.0	171.0	171.0	171.0	170.0
CA Belgique nles Cogénérations M EUR		1.3	0.6	0.6	1.1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Cogénérateurs Belgique - périmètre historique	5	5	7	8	9	11	12	13	14	15
Puissance totale - MW	7.5	7.5	10.5	12.0	13.5	16.5	18.0	19.5	21.0	22.5
Production - MWh	61,758	61,927	86,461	98,813	111,164	136,240	148,219	160,571	172,922	185,782
Tarif rachat - EUR / MWh	175.1	147.7	126.7	118.7	114.8	114.8	113.8	113.8	112.8	112.8
Tarif rachat - EUR / MWh - Certificats verts	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2
CA - M EUR sans Certificats Verts	10.8	11.0	12.1	12.8	13.8	15.9	17.6	19.3	20.7	21.9
CA - MEUR avec Certificats Verts	-	20.8	17.6	19.0	20.7	23.9	26.5	29.0	31.2	33.1
montant annuel des Certificats Verts		9.9	5.5	6.2	6.9	7.9	8.9	9.7	10.4	11.1

- En Belgique, FDE vend l'électricité au prix du marché et est éligible à des certificats verts. Pour FDE le ratio est 1 MW/h produit = 0.88 € de certificat vert. Le certificat vert se vend sur le marché en bilatéral avec un prix minimum de 65€ le MW/h.
- Dans le cadre de cette approche, nous incluons ces certificats verts dans le CA par le biais d'un prix de vente d'électricité augmenté de la valeur du certificat vert, soit une compensation de 57.2 € par MWh produit au sein des cogénérations belges de FDE.
- Tous les trimestres FDE envoie ses relevés de production pour enregistrer ses certificats verts, mais est toujours en attente du crédit sur son compte, en raison des délais administratifs. Le montant de certificats verts en attente ressort à 1.4 M€ par an depuis 2019. Nous modélisons une compensation sur 4 ans de 5.6 M€ au titre de l'exercice fiscal 2023/2024e. A partir de cet exercice nous calculons le CA de FDE sur la base d'un prix qui est majoré du montant correspondant à la valeur des certificats verts.
- Prix de l'électricité retenu dans notre modèle: le prix forward moyen trimestriel auquel nous appliquons une décote de 20%.

VI. Point sur Cryo Pur

Sur les exercices **2022/23e et 2023/24e**, une grande partie du CA proviendrait de la **vente d'équipements**.

Plusieurs contrats embarqués ou dans le pipeline :

- contrat en **Norvège de 6.5M€**, dont 1.1 M€ déjà reconnu sur FY2021/22 + plus une dernière tranche de c.o.5 M€ sur FY 2022/23;
- un contrat de **vente de matériel pour la production de CO2** (sur une unité de Bio-CO2) pour un CA estimé entre **1.5M€ et 1.8 M€ à reconnaître sur 2023**;
- projet en **Norvège**, que FDE espère signer sur **le T4-22, de 13M€ sur 24 mois**;
- **2 projets en Allemagne**, non encore signés, pour **6-8 M€ chacun sur 24 mois**;
- sur le projet en Norvège sur lequel il est simple fournisseur de matériel, Cryo Pur souhaite devenir actionnaire minoritaire de la société de projet constituée par le client opérateur.

Le management considère que **Cryo Pur pourrait générer un CA de 10/20M€ par an sur la vente de matériel sans augmentation de la taille des équipes, ni effort commercial supplémentaire**.

Compte tenu de ces éléments, nous prévoyons un CA 2022/23e de 5 M€ et un CA 2025/26e de 13,2 M€. En rythme de croisière, nous avons intégré une **marge EBIT autour de 30%**.

En fonction de la vitesse de montée en charge de l'activité de Cryo Pur, nous pourrions avoir des bonnes surprises sur nos chiffres. Aujourd'hui le rythme de croissance de Cryo Pur est pénalisé par l'incapacité de gérer plusieurs projets simultanément (en cours d'industrialisation), tandis que la demande pour ses équipements demeure assez dynamique.

L'objectif du management pour Cryo Pur est de potentiellement **faire entrer dans son capital un partenaire industriel qui permettrait de mieux valoriser Cryo Pur**, qui avait été acheté par FDE début 2022 pour une VE de 3M€ soit 1.2x le CA (en 2021 Cryo Pur a publié un CA de 4.9 M€ et une perte de 2M€). A titre de comparaison la société la plus proche de Cryo Pur, Waga, se paye actuellement sur un multiple VE/CA 2022e de 26.1x. Le principe est que ce partenaire reste actionnaire minoritaire. **Grâce au volant d'affaires qui pourrait être garanti avec ce partenaire sur le Bio-GNL et le Bio-CO2, Cryo Pur pourrait bénéficier d'une meilleure visibilité sur ses FCF.**

Selon nos premières estimations, dans le cadre d'un business modèle investisseur-exploitant, **FDE pourrait dégager des TRI projet supérieurs à 20%**. Pour rappel, sur les activités existantes de FDE, les TRIs historiques sont de loin plus élevés, ce qui est encore plus vrai aujourd'hui avec la flambée des prix du gaz et de l'électricité.

FDE est en discussion pour faire rentrer Cryo Pur dans le Green bond avec EDRAM avec une possibilité d'extension des capacités de tirage de 25 M€ à 45 M€. Ce matelas financier pourrait permettre à FDE d'amorcer les 1ères phases de démarrage en mode opérateur (surtout si FDE se heurte à la réticence des banques à financer ces projets).

Scénario alternatif

I. Récapitulatif de l'évolution du CA 2022e - 2032e

	06/23	06/24	06/25	06/26	06/27	06/28	06/29	06/30	06/31	06/32
CAPACITES INSTALLEES	36,0	54,0	69,0	88,5	112,5	123,0	130,5	139,5	145,5	153,0
Nombre de cogénérations	24	36	46	59	75	82	87	93	97	102
Cogénérations / France	18	27	35	43	52	56	58	61	63	66
Cogénérations FR / OA	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Cogénérations FR / PPA	10	19	27	35	44	48	50	53	55	58
Cogénérations / Belgique	6	9	11	12	15	16	17	18	19	20
Cogénérations / International			2	4	8	10	12	14	15	16
Chiffre d'affaires, MEUR										
Cogénérations sans certificats verts	42,0	62,5	64,9	78,5	89,6	100,5	110,3	118,6	127,2	132,5
Cogénérations avec certificats verts	42,0	73,1	71,9	86,8	98,6	110,6	121,3	130,4	139,7	145,8
Cogénérations France	30,7	47,8	45,4	54,8	62,0	68,5	73,9	77,7	82,0	84,6
Cogénérations Belgique avec certificats verts	11,27	25,28	23,85	26,09	28,14	30,80	33,36	35,90	38,01	39,89
Cogénérations International	-	-	2,7	5,9	8,5	11,3	14,1	16,9	19,7	21,2

En sus de nos prévisions, nous présentons ici un scénario alternatif plus proche des objectifs 2025/2026e de FDE en termes de nombre de cogénérateurs (59 vs 43 dans notre modèle et vs 66 dans le plan de FDE) et de capacités installées (100MW vs 64.5 MW dans notre modèle), et qui inclut la réalisation de l'expansion internationale (vs aucune contribution dans notre modèle de base).

Dans notre modèle alternatif, nous avons modélisé une expansion internationale (vers la Pologne, la Slovaquie et l'Allemagne) à partir de FY 2024/25e avec un rythme de mise en service de cogénérateurs plutôt prudent. En effet, entre 2024 et 2032, leur nombre passe de 2 à 16 (soit 2 unités/an en moyen réparties sur plusieurs pays). L'international apporte un supplément de CA de l'ordre de 5.9 M€ sur FY 2025/26e et de 21.2 M€ sur FY 2031/32e.

Au total, en termes d'impact sur les marges, nous considérons que l'effet négatif des charges opérationnelles additionnelles liées à l'expansion internationale sera plus que compensé par le bénéfice de l'augmentation du nombre de cogénérateurs en France et en Belgique.

Conditions de réalisation du développement international :

D'une manière générale, chaque fois qu'un pays ou une région décide de sortir du charbon, le problème du méthane doit être traité. Avec la définition d'une politique commune de traitement du méthane au niveau européen, il n'est plus envisageable de laisser s'échapper le méthane dans l'atmosphère. Une fois que l'activité minière s'arrête dans les divers pays, le gaz de mine s'échappe dans l'atmosphère et FDE pourrait répliquer la même démarche que celle réalisée en France. Pour cela FDE doit arriver suffisamment en amont pour appliquer son procédé de captage de CO2 et de récupération de gaz.

Pour se développer dans des pays comme la Pologne, la Slovaquie ou l'Allemagne, FDE doit monter une équipe dédiée sur différents sites pour effectuer des simulations et modélisations en ce qui concerne la quantité du gaz récupérable. Une fois ce travail effectué, FDE mettrait en place des cogénérateurs après avoir réalisé la cartographie sous-sol en fonction des infrastructures disponibles.

L'élément clé pour le management de FDE demeure avant tout l'existence d'un cadre réglementaire et opérationnel clairement défini.

II. Hypothèses détaillées sur les Hauts de France 2022e - 2032e

	06/23	06/24	06/25	06/26	06/27	06/28	06/29	06/30	06/31	06/32
Nbr nouvelles Cogérations	8	9	8	8	5	4	4	2	3	2
dont en PPA	8	9	8	8	5	4	4	2	3	2
Puissance totale - MW	12,00	13,50	12,00	12,00	7,50	6,00	6,00	3,00	4,50	3,00
dont en PPA	12	14	12	12	8	6	6	3	5	3
Production - MWh	24,669	27,884	24,703	24,703	15,465	12,352	12,385	6,227	9,306	6,193
dont en PPA	24,669	27,884	24,703	24,703	15,465	12,352	12,385	6,227	9,306	6,193
Tarif rachat - EUR / MWh PPA	300	226	127	119	115	115	114	114	114	113
CA France niles Cogérations M EUR	7,4	6,3	3,1	2,9	1,8	1,4	1,4	0,7	1,1	0,7
Cogénérateurs France - périmètre historique	10	18	27	35	47	52	54	59	60	64
dont avec OA	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
dont en PPA	2	10	19	27	39	44	46	51	52	56
Puissance totale - MW	15	27	41	53	71	78	81	89	90	96
dont avec OA	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
dont en PPA	15,0	28,5	40,5	58,5	66,0	69,0	76,5	78,0	84,0	82,5
Production - MWh	151,197	266,287	370,446	469,259	552,641	611,353	662,621	700,894	734,869	765,765
dont avec OA	98,813	99,084	98,813	98,813	98,813	98,813	99,084	98,813	98,813	98,813
dont en PPA	52,384	167,203	271,634	370,446	453,828	512,541	563,538	602,081	636,057	666,953
Tarif rachat - EUR/MWh OA	77,1	78,2	79,4	80,6	81,8	83,0	84,3	85,5	86,8	89,4
Tarif rachat - EUR /MWh PPA	300,0	201,7	126,6	118,6	114,8	114,8	113,8	113,8	113,8	112,8
CA France périmètre historique- M EUR	23,3	41,5	42,2	51,9	60,2	67,0	72,5	77,0	81,0	83,9

III. Hypothèses détaillées du développement international 2022e - 2032e

	06/23	06/24	06/25	06/26	06/27	06/28	06/29	06/30	06/31	06/32
Cogénérateurs International (nouvelles)			2	2	4	2	2	2	1	1
Puissance totale - MW			3	3	6	3	3	3	2	2
Prod - MWh			6 193	6 193	6 193	6 193	6 193	6 193	6 193	3 079
Tarif rachat - EUR/MWh			127,8	119,8	114,8	114,8	113,8	113,8	113,8	112,8
CA international			0,8	0,74	0,7	0,71	0,70	0,70	0,70	0,35
Cogé (Pologne, Allemagne, Slovaquie)-pér. hist.				2	4	8	10	12	14	15
Puissance totale - MW			-	3,0	6,0	12,0	15,0	18,0	21,0	22,5
Prod - MWh			-	24 703	49 406	99 084	123 516	148 219	172 922	185 782
Tarif rachat - EUR/MWh				207,3	157,8	107,3	108,4	109,0	109,7	112,5
CA - M EUR			1,94	5,12	7,8	10,63	13,39	16,16	18,97	20,90
Belgique Nbr nouvelles Cogérations										
Cogénérateurs BEL (nouvelles)	1	3	2	1	2	1	1	1	1	1
Puissance totale - MW	2	5	3	2	3	2	2	2	2	2
Prod - MWh	3,046	9,272	6,193	3,079	6,125	3,113	3,113	3,079	3,079	3,079
Tarif achat - EUR/MWh	150,0	204,5	185,0	179,0	172,0	172,0	171,0	171,0	171,0	170,0
CA Belgique niles Cogérations M EUR	0,5	1,9	1,1	0,6	1,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Cogénérateurs Belgique - périmètre historique	5	8	11	12	13	15	16	17	18	19
Puissance totale - MW	7,5	12,0	16,5	18,0	19,5	22,5	24,0	25,5	27,0	28,5
Prod - MWh	61 758	86 698	123 482	145 140	157 491	175 968	191 974	206 898	219 249	231 601
Tarif rachat - EUR/MWh	175,1	148,0	126,6	118,7	114,8	114,8	113,8	113,8	113,8	112,8
Tarif rachat - EUR/MWh - Certificats verts	57,2	57,20	57,20	57,20	57,20	57,20	57,20	57,20	57,20	57,20
CA - M EUR sans Certificats Verts	10,8	12,83	15,64	17,23	18,08	20,20	21,84	23,54	24,95	26,12
CA - MEUR avec Certificats Verts	10,8	23,39	22,70	25,53	27,09	30,26	32,82	35,38	37,49	39,37
montant annuel des CV		10,56	7,06	8,30	9,01	10,07	10,98	11,83	12,54	13,25

I. Valorisation par SOP (basée sur notre scénario alternatif): 99.9 € / action

Pour le calcul du WACC du DCF, qui ressort à 8.4% (soit +64 pb), nous avons utilisé les mêmes hypothèses que dans le scénario retenu, à l'exception du bêta, que nous avons majoré de 10%, pour prendre en compte le risque d'exécution lié à l'expansion internationale.

En revanche, ce scénario alternatif explore une montée en charge plus agressive en France et en Belgique en termes de nombre de cogénérateurs et de capacités installées.

in EURm	30/6/23	30/6/24	30/6/25	30/6/26	30/6/27	30/6/28	30/6/29	30/6/30	30/6/31	30/6/32
Sales	61	100	104	124	139	153	166	177	189	198
% chg	133%	63%	4.4%	19.5%	11.7%	10.3%	8.5%	6.9%	6.5%	4.5%
Operating profit	24	37	40	52	59	68	75	81	89	94
as a % of sales	39.4%	37.6%	38.8%	41.5%	41.5%	41.5%	41.5%	41.5%	41.5%	41.5%
Theoretical tax	6	9	10	13	15	17	19	20	22	23
NOPAT	18	28	30	38	44	51	56	61	67	70
Depreciation	7	10	12	13	13	11	13	14	12	10
as a % of sales	12%	10%	11%	11%	9%	8%	8%	7%	6%	5%
Capex	21	31	26	23	17	12	12	13	14	10
as a % of sales	35%	31%	25%	19%	12%	8%	7%	7%	6%	5%
Change in WCR	0.5	2.0	0.1	0.7	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3
Free cash flows	3	5	15	27	39	50	57	62	65	70
Discounted free cash flows	3	4	12	20	26	31	32	33	31	31

Sum of discounted FCF	224
Terminal value	308
Enterprise value	532
Fair value of financial assets	1.8
Provisions	4.4
Net debt on 30/06/2022	30
Equity value	499
Diluted nbr of shares (m)	5.2
Valuation per share (EUR)	96.56

Risk-free interest rate	1,3%
Equity risk premium	7,5%
Beta	1,22
Return expected on equity	10,5%
Stock price (EUR)	59,8
Market Capitalisation (EURm)	307,3
Net debt on 30/06/2022e (EURm)	30
Entreprise value (EURm)	337,3
Interest rate on debt	4%
Tax rate	25%
Sales growth rate to perpetuity	2%
WACC	9,9%
prime ESG, appliquée au WACC	15%
WACC (esg)	8,41%

		Beta				
		1,02	1,12	1,22	1,32	1,42
Long-term growth rate	1,5%	116,1	103,5	93,0	84,1	76,5
	1,8%	118,9	105,7	94,7	85,5	77,7
	2,0%	122,0	108,0	96,6	87,0	78,8
	2,3%	125,2	110,5	98,5	88,5	80,1
	2,5%	128,7	113,2	100,6	90,2	81,4

		EBIT margin (%)				
		31,5%	36,5%	41,5%	43,5%	45,5%
WACC (%)	7,8%	83,8	91,0	98,2	101,1	104,0
	8,1%	83,0	90,2	97,4	100,3	103,1
	8,4%	82,1	89,4	96,6	99,4	102,3
	9,0%	80,6	87,8	95,0	97,8	100,7
	10,0%	78,1	85,3	92,5	95,4	98,2

		Long-term growth rate				
		1,5%	2,0%	2,25%	2,50%	2,75%
WACC (%)	7,8%	94,7	98,2	100,2	102,3	104,5
	8,1%	93,8	97,4	99,3	101,4	103,6
	8,4%	93,0	96,6	98,5	100,6	102,8
	9,0%	91,4	95,0	96,9	99,0	101,2
	10,0%	88,9	92,5	94,4	96,5	98,7

SOP	EUR/ action
DCF	96.56
NPV (Solaire PV)	3.36
Objectif de cours	99.91
potentiel	67.3%

Profil de FDE

En 2007, le spécialiste australien de l'exploration de gaz de charbon, European Gas Limited (EGL) est privatisé sous l'impulsion de Julien Moulin, alors PDG du Groupe puis rebaptisé en 2015 La Française de l'Energie (FDE) avec comme objectif de mettre en place des circuits courts de valorisation énergétique afin d'améliorer la résilience des territoires concernés tout en réduisant l'empreinte carbone de l'énergie utilisée. Initialement, la société se concentre sur l'évaluation des gisements de gaz de charbon (CBM) et de gaz de mine (AMM) en France. A l'occasion de son introduction en bourse en 2016, sur Euronext Paris, FDE lève 37,5 M€ pour acheter Gazonor (ancienne filiale des Charbonnages de France et détentrice de la principale concession gaz de mine en France) et accélérer ses tests de production sur le gaz de charbon lorrain.

FDE a depuis développé son positionnement unique axé sur la valorisation en circuits courts, sous différentes formes (gaz, électricité, chaleur), de différents types d'énergies disponibles sur les territoires (gaz de mine, biogaz, solaire, gaz de charbon). L'activité qui génère la grande majorité des revenus à ce jour et pour le futur proche est le captage et la valorisation du gaz de mine sous forme d'électricité et de chaleur. 15 unités de production (cogénérateurs) sont déjà en fonctionnement en France et en Belgique.

Installés à proximité des utilisateurs, ces générateurs permettent de valoriser le gaz de mine capté en surface qui s'est accumulé précédemment dans les anciennes galeries minières. Cette activité permet donc via l'infrastructure existante d'anciens puits de mine et de sondages de décompression installés par l'Etat à la fin de l'activité minière d'éviter de très importantes émissions de CO₂ puisque le gaz de mine est principalement composé de méthane dont le pouvoir de réchauffement global est 84.5X plus important que le CO₂ selon le GIEC (AR5 – horizon 20 ans). Par ailleurs, lorsque le gaz de mine est brûlé dans les générateurs pour générer de l'électricité, la chaleur des moteurs est récupérée, ce qui permet de chauffer de l'eau pour qu'elle soit utilisée, en circuits courts, dans les bâtiments publics ou privés quand ils sont situés dans un rayon de quelques kilomètres.

FDE détient la totalité des droits exclusifs octroyés pour le développement du gaz de mine sur le bassin minier des Hauts-de-France (France) et des seules concessions actuellement octroyées en Wallonie (Belgique). Son activité est pérenne avec une excellente visibilité de ses cash flows récurrents puisque les concessions sont octroyées sur des durées longues (20 ans en Belgique, 25 ans en France) et que le volume de gaz de mine à capter et valoriser permettra à FDE, au rythme actuel de production, de produire pendant plus de 150 années.

Sur cette activité, l'électricité produite en France bénéficie d'un tarif garanti via une Obligation d'achat, tandis que l'électricité en Belgique est vendue au prix de marché sauf si FDE a fixé à l'avance le prix sur différentes durées (3 ans maximum).

Le gaz de mine est aussi valorisé sur deux sites directement sous forme de gaz. Plus de 90% de ce volume est vendu à prix de marché, le reste étant valorisé à un prix fixe sur 18 ans.

Les clients de la société sont des signatures de très grande qualité (Etat Français, Dalkia, Total, EDF Luminus...) afin d'éviter le moindre risque de contrepartie.

Les autres activités du groupe sont à différents stades de développements. FDE a déjà un premier projet en fonctionnement après avoir construit la première centrale de solaire thermique en France dédiée à un réseau de chaleur en Lorraine, le premier projet photovoltaïque est en cours de construction (15 MW en Lorraine) et la production de l'hydrogène bleue à partir du gaz de charbon est en attente de l'attribution par l'Etat français de la concession long terme pour lancer son développement en Lorraine.

Avec la récente acquisition de Cryo Pur, leader de la production de Biogaz liquéfié et de Bio CO₂, FDE accélère son déploiement sur le gaz vert et le BioCO₂ tout en bénéficiant de la technologie de Cryo Pur permettant d'envisager des synergies conséquentes avec ses activités actuelles. Les unités de production de Cryo Pur permettront de produire du Biogaz/Bio CO₂ et de le stocker sans se soucier de la proximité du réseau. Ces unités de production peuvent être installées sur des sites de production FDE mais surtout sur un très important nombre de sites à travers le monde puisque la production peut se faire à partir de quasi tout type de gaz (de décharge, de torche ou industriel).

FINANCIAL DATA

Compte de résultat	06/19	06/20	06/21	06/22e	06/23e	06/24e
CA total	7,9	7,9	10,2	26,2	52,3	82,0
Variation (%)	19,0	-0,7	30,3	156,0	99,4	56,9
Marge brute	4,4	3,9	6,3	18,8	37,4	58,5
% du CA	55,6	49,9	62,0	71,9	71,5	71,4
EBITDA	2,5	1,0	2,9	13,3	28,4	46,6
% du CA	32,0	13,2	28,6	50,9	54,4	56,9
ROC	1,5	-0,0	1,1	10,8	22,2	35,2
% de CA	19,3	-0,4	10,7	41,3	42,6	42,9
Eléments non récurrents	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
Résultat opérationnel	1,4	-0,1	1,4	10,8	22,2	35,2
Résultat financier	-0,5	-0,6	-1,2	-2,4	-1,2	-3,0
Impôt sur les résultats	-0,0	0,8	0,1	-2,1	-5,3	-8,0
Taux d'impôt (%)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résultat Net part du groupe	0,8	0,1	0,3	6,3	15,8	24,1
BPA (publié)	0,16	0,02	0,50	1,23	3,05	4,67
Bilan financier	06/19	06/20	06/21	06/22e	06/23e	06/24e
Goodwill	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilisations corp. et incorp.	78,8	80,6	89,9	96,4	104,5	112,2
Droit d'utilisation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilisations financières	0,9	1,3	1,8	2,0	2,0	2,0
BFR	-3,7	-3,3	-7,7	-9,3	-11,6	-3,9
Autres actifs	1,3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Total actifs	77,4	80,6	86,2	91,3	97,0	112,3
Capitaux propres	54,2	54,4	55,3	61,7	77,4	101,6
Intérêts Minoritaires	0,0	-0,1	-0,0	0,0	0,0	0,0
Impôts différés	4,5	4,3	4,4	0,0	0,0	0,0
Dette Nette	12,3	15,6	20,1	29,6	19,6	10,7
Autres passifs	6,3	6,4	6,4	0,0	0,0	0,0
Total Passifs	77,4	80,6	86,2	91,3	97,0	112,3
Dette Nette hors IFRS16	12,3	15,6	20,1	29,6	19,6	10,7
Gearing	0,2	0,3	0,4	0,5	0,3	0,1
Levier	4,9	15,1	6,9	2,2	0,7	0,2
Tableau de flux	06/19	06/20	06/21	06/22e	06/23e	06/24e
CAF après coût de l'endettement et impôt	2,7	2,1	3,4	11,0	23,2	31,5
ΔBFR	-0,5	-0,5	4,4	1,6	2,4	-7,7
Cash flow généré par l'activité	2,2	1,6	7,8	12,6	25,5	23,8
Capex net	-4,4	-2,9	-10,7	-5,7	-7,4	-15,5
FCF	-1,9	-0,8	-1,7	5,6	18,1	8,3
Acquisition/Cession	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,0
Autres investissements	0,3	0,5	1,2	-1,3	0,0	0,0
Variation d'emprunts	-0,7	3,8	7,3	19,8	0,0	0,0
Dividendes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Remboursement des dettes locatives	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres flux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Variation de change et Flux nets liés aux activités abandc	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Variation de trésorerie nette sur l'année	-2,6	3,1	5,6	25,3	18,1	8,3
ROA (%)	0,9%	0,1%	0,2%	4,9%	12,3%	19,0%
ROE (%)	1,6%	0,2%	0,5%	10,3%	20,4%	23,8%
ROCE (%)	2,5%	na	3,0%	25,3%	28,8%	29,0%

DISCLAIMER

Certifications d'analyste

Ce Rapport de recherche (le " Rapport ") a été approuvé par Midcap, une division commerciale de TP ICAP (Europe) SA (" Midcap "), un Prestataire de Services d'Investissement autorisé et régulé par l'Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution (" ACPR "). En publiant ce Rapport, chaque analyste de recherche ou associé de Midcap dont le nom apparaît dans ce Rapport certifie par la présente que (i) les recommandations et les opinions exprimées dans le Rapport reflètent exactement les opinions personnelles de l'analyste de recherche ou de l'associé sur tous les titres ou Emetteurs sujets discutés ici et (ii) aucune partie de la rémunération de l'analyste de recherche ou de l'associé n'était, n'est ou ne sera directement ou indirectement liée aux recommandations ou opinions spécifiques exprimées par l'analyste de recherche ou l'associé dans le Rapport.

Méthodologie

Ce Rapport peut mentionner des méthodes d'évaluation définies comme suit :

1. Méthode DCF : actualisation des flux de trésorerie futurs générés par les activités de l'Emetteur. Les flux de trésorerie sont déterminés par les prévisions et les modèles financiers de l'analyste. Le taux d'actualisation utilisé correspond au coût moyen pondéré du capital, qui est défini comme le coût moyen pondéré de la dette de l'Emetteur et le coût théorique de ses fonds propres tels qu'estimés par l'analyste.
2. Méthode des comparables : application des multiples de valorisation boursière ou de ceux observés dans des transactions récentes. Ces multiples peuvent servir de référence et être appliqués aux agrégats financiers de l'Emetteur pour en déduire sa valorisation. L'échantillon est sélectionné par l'analyste en fonction des caractéristiques de l'Emetteur (taille, croissance, rentabilité, etc.). L'analyste peut également appliquer une prime/décote en fonction de sa perception des caractéristiques de l'Emetteur.
3. Méthode de l'actif et du passif : estimation de la valeur des fonds propres sur la base des actifs réévalués et ajustés de la valeur de la dette.
4. Méthode du dividende actualisé : actualisation des flux de dividendes futurs estimés. Le taux d'actualisation utilisé est généralement le coût du capital.
5. Somme des parties : cette méthode consiste à estimer les différentes activités d'une entreprise en utilisant la méthode d'évaluation la plus appropriée pour chacune d'entre elles, puis à en réaliser la somme.

Conflit d'intérêts

Distribution des recommandations d'investissement

Rating	Recommendation Universe*	Portion of these provided with investment banking services**
Achat	100%	
Conserver	0%	
Vente	0%	
	0%	

Midcap utilise un système de recommandation basé sur les éléments suivants :

Acheter : Devrait surperformer les marchés de 10% ou plus, sur un horizon de 6 à 12 mois.

Conserver : performance attendue entre -10% et +10% par Rapport au marché, sur un horizon de 6 à 12 mois.

Vendre : l'action devrait sous-performer les marchés de 10% ou plus, sur un horizon de 6 à 12 mois.

L'historique des recommandations d'investissements et le prix cible pour les Emetteurs couverts dans le présent Rapport sont disponibles à la demande à l'adresse email suivante : marketing@midcapp.com.

Avis de non-responsabilité générale

Ce Rapport est publié à titre d'information uniquement et ne constitue pas une sollicitation ou une offre d'achat ou de vente des titres qui y sont mentionnés. Les informations contenues dans ce Rapport ont été obtenues de sources jugées fiables, Midcap ne fait aucune déclaration quant à leur exactitude ou leur exhaustivité. Les prix de référence utilisés dans ce Rapport sont des prix de clôture. Toutes les opinions exprimées dans ce Rapport reflètent notre jugement à la date des documents et sont susceptibles d'être modifiées sans préavis. Les titres abordés dans ce Rapport peuvent ne pas convenir à tous les investisseurs et ne sont pas destinés à recommander des titres, des instruments financiers ou des stratégies spécifiques à des clients particuliers. Les investisseurs doivent prendre leurs propres décisions d'investissement en fonction de leur situation financière et de leurs objectifs d'investissement. La valeur du revenu de votre investissement peut varier en raison de l'évolution des taux d'intérêt, de l'évolution des conditions financières et opérationnelles des entreprises et d'autres facteurs. Les investisseurs doivent être conscients que le prix du marché des titres dont il est question dans ce Rapport peut être volatil. En raison du risque et de la volatilité du secteur, de l'Émetteur et du marché en général, au prix actuel des titres, notre note d'investissement peut ne pas correspondre à l'objectif de prix indiqué. Des informations supplémentaires concernant les titres mentionnés dans ce Rapport sont disponibles sur demande.

Ce Rapport n'est pas destiné à être distribué ou utilisé par une entité citoyenne ou résidente, ou une entité située dans une localité, un territoire, un état, un pays ou une autre juridiction où une telle distribution, publication, mise à disposition ou utilisation serait contraire ou limitée par la loi ou la réglementation. L'entité ou les entités en possession de ce Rapport doivent s'informer et se conformer à de telles restrictions, y compris MIFID II. Midcap a adopté des dispositions administratives et organisationnelles efficaces, y compris des " barrières d'information ", afin de prévenir et d'éviter les conflits d'intérêts en matière de recommandations d'investissement. La rémunération des analystes financiers qui participent à l'élaboration de la recommandation n'est pas liée à l'activité de corporate finance.