

NOTE

Détermination du coût d'un nouvel entrant (CONE)

10 juin 2022

Table des matières

INTRODUCTION	3
1. Ce qui change par rapport à l'exercice de 2021	3
1.1. Définition des technologies de référence – Article 10.....	3
1.2. Caractéristiques techniques – Article 11	5
1.3. Derating factors – Article 12	6
1.4. CAPEX et FOM – Article 13	6
2. Ce qui ne change pas par rapport à l'exercice de 2021	7
3. Calcul du $CONE_{\text{fixed,RT}}$	7
4. Conclusions	8

INTRODUCTION

Le 27 août 2021, la Commission européenne a autorisé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, le mécanisme de capacité de la Belgique¹.

Lors de ses échanges avec la Commission européenne, la Belgique s'est engagée à mettre à jour le coût de l'énergie non distribuée sur la base d'une nouvelle enquête concernant la disposition à payer, conformément aux méthodologies CONE/VOLL/RS d'ACER et, si nécessaire, à établir une nouvelle norme de fiabilité avant septembre 2022².

La norme de fiabilité³ est calculée en utilisant au moins le coût de l'énergie non distribuée⁴ et le coût qu'un nouvel entrant⁵ doit couvrir sur une période déterminée.

Conformément à l'article 7undecies §7 de la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité du 29 avril 1999, la Direction générale de l'Energie est désignée comme autorité compétente pour déterminer le coût d'un nouvel entrant, visé à l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

En mai 2021⁶, la DG Energie du SPF Economie, dans le respect de ses compétences et des méthodologies ACER, a calculé les $CONE_{fixed}$ et $CONE_{var}$ pour chaque technologie de référence identifiée.

Un an plus tard, la DG Energie du SPF Economie met à jour ses estimations. Ces dernières estimations devront être prises en compte dans le re-calcul de la norme de fiabilité qui tiendra compte de la nouvelle valeur VoLL.

1. Ce qui change par rapport à l'exercice de 2021

1.1. Définition des technologies de référence – Article 10

Pour être définie « de référence », une technologie doit satisfaire plusieurs critères énumérés ci-après :

- a. Une technologie de référence doit être standard. Pour déterminer si une technologie candidate donnée est standard, l'entité qui calcule le CONE doit démontrer que :
 - des informations fiables et génériques sur les coûts sont disponibles pour les éléments de coût définis à l'article 13 des méthodologies ACER;
 - les coûts de construction et d'exploitation des unités de cette technologie sont du même ordre de grandeur d'un projet à l'autre ; et
 - le développement de la technologie n'est pas sensiblement limité par des contraintes techniques. Les technologies dont la capacité individuelle est limitée et qui peuvent être regroupées en groupes homogènes sont considérées comme standard si des données fiables sont disponibles pour caractériser ces groupes.
- b. Une technologie de référence doit avoir un potentiel d'entrée sur le marché. L'entité qui calcule le CONE doit démontrer que :
 - une capacité représentant cette technologie a été développée au cours des dernières années, est en cours de développement ou est prévue pour le développement pendant la période considérée ;
 - le développement futur de cette technologie est autorisé et n'est pas sensiblement entravé par le cadre réglementaire national et européen.

¹ SA.54915 - 2020/C (ex 2019/N)

² En vue d'utiliser la nouvelle norme de fiabilité pour déterminer le volume à acquérir au plus tard pour la mise aux enchères de 2023.

³ LOLE – Lost of Load Expectation

⁴ VoLL – Value of Lost Load

⁵ CONE – Cost of New Entry

⁶ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Note-Determination-du-cout-d-un-nouvel-entrant-CONE.pdf>

Chaque technologie candidate qui remplit ces critères est considérée comme une technologie de référence. Les critères sont évalués sur la base d'informations actualisées et spécifiques à chaque pays provenant d'experts du secteur, d'autorités compétentes, de parties prenantes compétentes et de recherches universitaires.

Par rapport à l'année passée, la technologie Internal combustion engines (IC engines) – Diesel a été remplacée par la technologie Internal combustion engines (IC engines) – Gas. Ce choix a été motivé par la décision de la Banque européenne d'investissement de ne plus financer les projets énergétiques ayant trait aux combustibles fossiles depuis fin 2021 et par la trajectoire de réduction des seuils d'émissions de CO₂ prévue dans les règles de fonctionnement du CRM. Au regard de ces deux éléments, l'IC engines diesel ne semble pas être une option raisonnable pour l'avenir dans le cadre du présent exercice.

Le tableau 1 ci-après reprend la nouvelle liste de technologies de référence à considérer pour le calcul du CONE.

Tableau 1 : Liste des technologies de référence

Candidate technology	Criteria #1 - Standard	Criteria #2 - Potentiel	Reference technology
Nuclear power plants	YES	NO ^(a)	NO
Coal-fired power plants (hard coal and lignite)	YES	NO ^(b)	NO
Open cycle gas turbine (OCGT)	YES	YES	YES
Combine cycle gas turbine (CCGT)	YES	YES	YES
Turbojet	YES	NO	NO
Internal combustion engines (IC engines) - Diesel	YES	NO ^(c)	NO
Internal combustion engines (IC engines) - Gas	YES	YES	YES
CHP	YES	YES	YES
Waste incineration	NO ^(e)	YES	NO
Hydropower	YES	NO ^(d)	NO
Photovoltaics (PV)	YES	YES	YES
Wind onshore	YES	YES	YES
Wind offshore	YES	YES	YES
Pumped hydro storage	YES	NO ^(d)	NO
Battery storage	YES	YES	YES
Demand Response	YES	YES	YES

Sources:

(a) Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité

(b) Indirectement non autorisé de par les objectifs climatiques fixés au niveau belge et européen et de facto pas considéré comme une option raisonnable pour l'avenir par les décideurs belges.

(c) Non considéré comme une option raisonnable pour l'avenir au vu de la décision de la Banque européenne d'investissement de ne plus financer les projets énergétiques ayant trait aux combustibles fossiles depuis la fin de 2021 et de la trajectoire de réduction des seuils d'émissions de CO₂ prévue dans les règles de fonctionnement du CRM.

(d) Nous pensons que le potentiel de la Belgique est si limité qu'il peut raisonnablement être ignoré pour cet exercice.

(e) Fichtner (2020)

1.2. Caractéristiques techniques – Article 11

Pour les caractéristiques techniques des technologies de référence identifiées, plusieurs modifications sont à relever :

- les taux d'efficacité des technologies CCGT et OCGT sont passés de respectivement 64,1% et 39,8% à 60% et 42% afin de tenir compte des hypothèses prises par Elia dans le cadre des travaux CRM, elles-mêmes basées sur les données de l'ERAA 2021 d'ENTSO-E.
- les caractéristiques techniques de l'IC engines Diesel ont été remplacées par celles de l'IC engines Gas, selon les données de l'étude de Fichtner (2020)

Tableau 2 : Caractéristiques des technologies de référence

Specifications	Open cycle gas turbine (OCGT)	Combine cycle gas turbine (CCGT)	Internal combustion engines (IC engines) - Gas	CHP	Photovoltaics (PV)	Wind onshore	Wind offshore	Battery storage	DSR
Plant/unit type and configuration	GE Power 7F.05 ^(a)	GE Power 9HA.02 (1x1 config.) ^(a)	2G Energy AG	Kawasaki Heavy Industries M5A-01D ^(a)	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Fuel type and the fuel supply specifications	Gas/grid connection ^(a)	Gas/grid connection ^(a)	Gas/grid connection ^(a)	Gas/grid connection ^(a)	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
NGC of energy generation or demand reduction capabilities of DSR	200 MW ^(a)	850 MW ^(a)	200 kW ^(a)	5 MW ^(a)	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Electrical and, where applicable, total efficiency (e.g. for combined heat and power)	42% ^(b)	60% ^(b)	37,4% ^(a)	32,6% ^(a) /60,2%**	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Emission factors of CO ₂ per amount of electricity generated	502,5 kg/MWhel ^(a)	335 kg/MWhel ^(a)	528 kg/MWhel ^(a)	616,6 kg/MWhel ^(a)	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Constraints on continuous energy production or demand reduction	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Expected operational conditions	800h of operation ^(d)	4000h of operation ^(d)	#N/A	#N/A	12% full load availability ^(c)	33% full load availability ^(c)	40% full load availability ^(c)	#N/A	#N/A
Categories of consumers that are able to reduce their consumption (DSR only)	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Connection voltage level	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Fuel supply network to which a capacity resource of the reference technology would be connected	Gas	Gas	None	Gas	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Environmental requirements and environmental compliance costs	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Construction period	2 years ^(a)	3 years ^(a)	1 year ^(a)	2 years ^(a)	0 year ^(e)	1 year ^(e)	3 years ^(f)	1 year ^(e)	0 year
Economic lifetime	20 years ^(h)	20 years ^(h)	15 years ^(h)	20 years ^(b)	15 years ^(b)	15 years ^(b)	15 years ^(b)	15 years ⁽ⁱ⁾	#N/A
Licensing, permitting and spatial planning requirements	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Location	Aggricultural land ^(a)	Aggricultural land ^(a)	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A

** Total efficiency is based on own calculation from Fichtner values

Sources:

(a) Fichtner (2020)

(b) ENTSO-E (ERAA 2021)

(c) Energyville (2020)

(d) AFRY (2020)

(e) Vlaams Energieagentschap (2020)

(f) https://cdn.ymaws.com/www.renewableuk.com/resource/resmgr/luke/RUK1&8_Offshore_Timeline.pdf

(g) IRENA (2020)

(h) Elia (2021) - Adequacy and Flexibility study

(i) Public consultation - Y-4 Auction for Delivery Period 2026-2027 (ELIA)

1.3. Derating factors – Article 12

L'arrêté ministériel du 30 mars 2022⁷ fixe les nouveaux facteurs de réduction à prendre en compte pour le présent exercice. Ils sont repris dans le tableau 3 ci-après.

Tableau 3 : Facteurs de réduction

Reference technology		Derating Factor ^(a)	
		-	[%]
Open cycle gas turbine (OCGT)			91
Combine cycle gas turbine (CCGT)			92
Internal combustion engines (IC engines)			65 ^(b)
CHP			93
Photovoltaics (PV)			1
Wind onshore			9
Wind offshore			13
Battery storage			31
Demand Response	Max use of 1h		26
	Max use of 2 h		45
	Max use of 3h		60
	Max use of 4h		68
	Max use of 6h		73
	Max use of 8h		83
No limitation			100
			Weighted average = 66

Sources/commentaires:

(a) Arrêté ministériel du 30 mars 2022 portant instruction au gestionnaire du réseau pour organiser la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité débutant le 1er novembre 2026.

(b) Hypothèse d'une capacité installée inférieure à 25 MW

1.4. CAPEX et FOM – Article 13

Pour les CAPEX et FOM des technologies de référence identifiées, plusieurs modifications sont à relever :

- les CAPEX et FOM de la technologie IC engines Diesel ont été remplacés par ceux de la technologie IC engines Gas
- les CAPEX, FOM et la durée de vie économique des batteries ont été adaptés selon la dernière étude utilisée par Elia dans sa consultation publique pour le scénario de l'enchère Y-4 pour la période de livraison 2027-2028⁸. Ils passent respectivement de 100€/kW, 10€/kW/an et 15 ans à 250€/kW, 15€/kW et 15 ans.

Le tableau 4 rend compte valeurs mises à jour.

Tableau 4 : CAPEX & FOM

Reference technology	CAPEX ^(a)	FOM ^(a)	Investment economic lifetime ^(a)	WACC
	- [€/kW]	- [€/kW/y]	- [years]	- [%]
Open cycle gas turbine (OCGT)	400	20	20	7,50%
Combine cycle gas turbine (CCGT)	600	25	20	7,50%
Internal combustion engines (IC engines) - Gas	400	15	15	7,50%
CHP	800	60	20	7,50%
Photovoltaics (PV)	600	25	15	7,50%
Wind onshore	1000	50	15	7,50%
Wind offshore	2300	80	15	7,50%
Battery storage ^(b)	250	15	15	7,50%
Demand Response	0 ^(c)	20	1 ^(d)	7,50%

Sources/commentaires:

(a) Elia (2021), Input data Adequacy&Flexibility 2022-2032

(b) Public consultation - Y-4 Auction for Delivery Period 2026-2027 (ELIA)

(c) Tous les coûts sont inclus dans le FOM

(d) Pour que le calcul soit cohérent, le FOM doit être considéré comme un investissement qui ne porte que sur une année.

⁷ <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2022/03/30/2022040606/justel>

⁸ https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20220506_public-consultation-on-crm

2. Ce qui ne change pas par rapport à l'exercice de 2021

Plusieurs paramètres et choix méthodologiques restent d'application dans le cadre du présent exercice:

- pour chaque technologie de référence, l'entité qui calcule le CONE doit calculer le potentiel de capacité supplémentaire, ce qui revient à estimer la capacité supplémentaire qui pourrait raisonnablement être ajoutée par des investisseurs rationnels dans la zone géographique considérée pour la période considérée. Comme indiqué dans le rapport de mai 2021, au regard des principes de base sous-jacent à la méthodologie ACER et au contexte belge, aucune limite de potentiel ne devrait être appliquée pour le calcul du CONE_{RT}. En effet, exclure une technologie sur base de son potentiel de capacité supplémentaire revient à considérer qu'elle n'est d'aucune utilité dans la rencontre de l'équilibre du système, ce qui au vu du déficit non marginal identifié pour la Belgique, n'a pas de sens ;
- un WACC de 7,5% est appliqué à chaque technologie de référence. La justification du rapport de mai 2021 est toujours d'application, en particulier le fait que dans le cadre du présent exercice, on prend la perspective d'un investisseur dans la vie réelle et que cela ne nécessite pas une simulation concrète des revenus attendus⁹ ;
- concernant le CONE_{var}, le contexte géopolitique actuel lié à la guerre en Ukraine rend très difficile les estimations des prix du gaz et du CO₂ pour les années à venir. Ces deux paramètres ont un impact sur les CONE_{var} des technologies CCGT, OCGT, CHP et IC gas engines. Dans sa proposition d'une norme de fiabilité¹⁰, la CREG a sélectionné le CONE de la technologie DSR. Le CONE_{var} de cette technologie n'est pas impacté par les prix du gaz et du CO₂. En outre, le présent exercice montre que c'est à nouveau la technologie DSR qui a le CONE_{fixed} le plus faible, ce qui laisse raisonnablement pensé qu'elle sera à nouveau sélectionnée par le régulateur pour le calcul de la norme de fiabilité. Au vu de ces éléments, les CONE_{var} n'ont pas été mis à jour par rapport à l'exercice de 2021.

3. Calcul du CONE_{fixed,RT}

Le tableau 5 synthétise les hypothèses prises en compte dans le cadre du calcul du CONE_{fixed,RT}.

Tableau 5 : Synthèse des hypothèses prises en compte dans le calcul du CONE_{fixed,RT}

Reference technology	CAPEX - [€/kW]	FOM - [€/kW/y]	Investment economic lifetime - [years]	WACC - [%]	Derating factor - [%]
Open cycle gas turbine (OCGT)	400	20	20	7,50%	91
Combine cycle gas turbine (CCGT)	600	25	20	7,50%	92
Internal combustion engines (IC engines) - Gas	400	15	15	7,50%	65
CHP	800	60	20	7,50%	93
Photovoltaics (PV)	600	25	15	7,50%	1
Wind onshore	1000	50	15	7,50%	9
Wind offshore	2300	80	15	7,50%	13
Battery storage ^(b)	250	15	15	7,50%	31
Demand Response	0 ^(c)	20	1	7,50%	66

Pour chaque technologie de référence, le CONE_{fixed,RT} se calcule via la formule suivante :

⁹ Simuler les revenus attendus impliquerait que les hurdle rate soient calculés à travers un seul scénario spécifique. L'application d'un seul scénario est un facteur important pour fixer le niveau de la prime de risque (i.e. hurdle premium), étant donné que les investisseurs dans la vie réelle prennent une décision d'investissement basée sur une analyse multi-scénarios qui permet déjà une pondération des risques (et par conséquent un hurdle premium plus faible).

¹⁰ <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2243>

$$CONE_{fixed,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$$

où,

- EAC_{RT} est le coût annuel équivalent de la technologie de référence et ;
- $K_{d,RT}$ est le derating factor de la technologie de référence.

Le coût annuel équivalent de chaque technologie de référence (EAC_{RT}) doit être calculé selon la formule suivante :

$$EAC = \left[\sum_{i=1}^X \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1}$$

où,

- i représente chaque année pendant la période de construction et la durée de vie économique ;
- X est la période de construction (en années)¹¹ ;
- Y est la durée de vie économique (en années) ;
- $CC(i)$ est la meilleure estimation des coûts d'investissement encourus chaque année de la période de construction (en monnaie locale par MW) ;
- $AFC(i)$ est la meilleure estimation des coûts fixes annuels encourus chaque année pendant la durée de vie économique (en monnaie locale par MW),

Sur base des données reprises au tableau 5, l' EAC_{RT} et le $CONE_{fixed,RT}$ ont pu être calculés. Les résultats sont repris au tableau 6.

Tableau 6 : $CONE_{fixed,RT}$

Reference technology	EAC - [€/kW/y]	Derating Factor - [%]	$CONE_{fixed,RT}$ - [€/kW/y]
Open cycle gas turbine (OCGT)	60,7	91%	67
Combine cycle gas turbine (CCGT)	88,4	92%	96
Internal combustion engines (IC engines) - Gas	60,3	65%	93
CHP	141,4	93%	152
Photovoltaics (PV)	88,2	1%	8823
Wind onshore	163,3	9%	1814
Wind offshore	360,6	13%	2774
Battery storage	43,3	31%	140
Demand Response	20	66%	30

4. Conclusions

Conformément à l'article 9 §1 des méthodologies ACER, le tableau 7 rend compte des $CONE_{fixed}$ et $CONE_{var}$ pour chaque technologie de référence.

Tableau 7 : $CONE_{fixed,RT}$ et $CONE_{var,RT}$

¹¹ les périodes de construction ont été arrondies à un nombre d'années complet

Reference technology	CONE _{fixed,RT} - [€/kW/y]	Variable costs - [€/MWh]
Open cycle gas turbine (OCGT)	67	80,0 ^(a)
Combine cycle gas turbine (CCGT)	96	49,8 ^(a)
Internal combustion engines (IC engines) - Gas	93	93,9 ^(a)
CHP	152	53,1 ^(a)
Photovoltaics (PV)	8823	0 ^(b)
Wind onshore	1814	0 ^(b)
Wind offshore	2774	0 ^(b)
Battery storage	140	#N/A
Demand Response	30	736,73 ^(c)

(a) Fichtner (2020) - ces coûts ne tiennent pas compte de l'évolution des prix du gaz et du CO2 liée à la guerre en Ukraine

(b) Fraunhofer (2018)

(c) <https://www.elia.be/en/suppliers/supplier/energy-purchases/strategic-reserve-volume-and-prices>

En prévision de la détermination par le régulateur de la norme de fiabilité prévue par les méthodologies ACER, la DG Energie du SPF Economie maintient son analyse théorique et pratique proposée au chapitre 4 de la note de mai 2021 et recommande aux autorités compétentes de considérer les CONE_{fixed} et CONE_{var} associés à la technologie DSR lors du calcul de la norme de fiabilité qui sont respectivement de 30.000 €/MW/an et de 736,73 €/MWh.

Nancy Mahieu
Directeur général a.i.