

## NOTA:

Bepaling van de kost van een nieuwe toegang (CONE)

10 juni 2022

## Inhoudstafel

INLEIDING .....	3
1. Wat verandert er in vergelijking met de oefening van 2021? .....	3
1.1. Definitie van referentietechnologieën - Artikel 10 .....	3
1.2. Technische kenmerken - Artikel 11.....	5
1.3. Derating factors - Artikel 12 .....	6
1.4. CAPEX en FOM - Artikel 13 .....	6
2. Wat verandert er niet in vergelijking met de oefening van 2021? .....	7
3. Calcul van de $CONE_{fixed,RT}$ .....	7
4. Conclusies.....	9

# INLEIDING

Op 27 augustus 2021 heeft de Europese Commissie het Belgische capaciteitsmechanisme goedgekeurd in het kader van de EU-staatssteunregels<sup>1</sup>.

In zijn uitwisselingen met de Europese Commissie heeft België zich ertoe verbonden de kosten van niet-geleverde energie te actualiseren op basis van een nieuwe enquête naar de betalingsbereidheid overeenkomstig de methodologieën CONE/VOLL/RS van ACER en, indien nodig, vóór september 2022 een nieuwe betrouwbaarheidsnorm vast te stellen<sup>2</sup>.

De betrouwbaarheidsnorm<sup>3</sup> wordt berekend aan de hand van ten minste de kosten van niet-geleverde energie<sup>4</sup> en de kosten die een nieuwe toegang<sup>5</sup> op de markt gedurende een bepaalde periode moeten dekken.

Overeenkomstig artikel 7<sup>undecies</sup> §7 van de Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt van 29 april 1999 wordt de Algemene Directie Energie aangewezen als bevoegde autoriteit om de kosten van een nieuwe toegang te bepalen, als bedoeld in artikel 23, lid 6, van Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.

In mei 2021<sup>6</sup> heeft de AD Energie van de FOD Economie, overeenkomstig haar bevoegdheden en de ACER-methodologieën, de  $CONE_{fixed}$  en  $CONE_{var}$  berekend voor elke geïdentificeerde referentietechnologie.

Een jaar later actualiseert de AD Energie van de FOD Economie haar ramingen. Deze laatste ramingen zullen in aanmerking moeten worden genomen bij de herberekening van de betrouwbaarheidsnorm, die rekening zal houden met de nieuwe VoLL-waarde.

## 1. Wat verandert er in vergelijking met de oefening van 2021?

### 1.1. Definitie van referentietechnologieën - Artikel 10

Om als "referentie" te worden gedefinieerd, moet een technologie voldoen aan verschillende criteria die hieronder worden opgesomd:

- a. Een referentietechnologie moet standaard zijn. Om te bepalen of een bepaalde kandidaat-technologie standaard is, moet de entiteit die de CONE berekent, aantonen dat :
  - er betrouwbare en generieke kosteninformatie beschikbaar is voor de in artikel 13 van de ACER-methodologieën omschreven kostenelementen;
  - de kosten voor de bouw en de exploitatie van eenheden van de technologie van project tot project van dezelfde orde van grootte zijn; en
  - de ontwikkeling van de technologie niet noemenswaardig beperkt wordt door technische beperkingen. Technologieën met een beperkte individuele capaciteit die in homogene groepen kunnen worden ingedeeld, worden als standaard beschouwd indien er betrouwbare gegevens beschikbaar zijn om deze groepen te karakteriseren.

<sup>1</sup> SA.54915 - 2020/C (ex 2019/N)

<sup>2</sup> Zodat de nieuwe betrouwbaarheidsnorm kan gebruikt worden om het volume te bepalen dat uiterlijk tegen de veiling van 2023 moet worden verworven.

<sup>3</sup> LOLE – Lost of Load Expectation

<sup>4</sup> CONE – Cost of New Entry

<sup>6</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Nota-bepaling-kost-nieuwe-toegang-CONE.pdf>

- b. Een referentietechnologie moet markttoegangspotentieel hebben. De entiteit die de CONE berekent, moet aantonen dat :
- een capaciteit die deze technologie vertegenwoordigt, in de afgelopen jaren is ontwikkeld, in ontwikkeling is of tijdens de verslagperiode zal worden ontwikkeld;
  - de toekomstige ontwikkeling van deze technologie is toegestaan en niet noemenswaardig beperkt wordt door het nationale en Europese regelgevingskader.

Elke kandidaat-technologie die aan deze criteria voldoet, wordt beschouwd als een referentietechnologie. De criteria worden beoordeeld op basis van actuele, landenspecifieke informatie van deskundigen uit de sector, bevoegde overheden, bevoegde belanghebbenden en universitair onderzoek.

Vergeleken met vorig jaar is de technologie Internal combustion engines (IC engines) - Diesel vervangen door de technologie Internal combustion engines (IC engines) - Gas. Deze keuze werd ingegeven door de beslissing van de Europese Investeringsbank om vanaf eind 2021 geen energieprojecten op basis van fossiele brandstoffen meer te financieren en door het traject voor de verlaging van de CO<sub>2</sub>-emissiedrempels dat in de CRM-werkingsregels bepaald is. Gezien deze twee elementen lijkt de technologie IC engines diesel in het kader van deze oefening geen redelijke optie voor de toekomst te zijn.

Tabel 1 hieronder bevat de nieuwe lijst van referentietechnologieën die in aanmerking komen voor de CONE-berekening.

Tabel 1: Lijst van referentietechnologieën

Candidate technology	Criteria #1 - Standard	Criteria #2 - Potentieel	Reference technology
Nuclear power plants	YES	NO <sup>(a)</sup>	NO
Coal-fired power plants (hard coal and lignite)	YES	NO <sup>(b)</sup>	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 <sup>(c)</sup>	NO
Internal combustion engines (IC engines) - Gas	YES	YES	YES
CHP	YES	YES	YES
Waste incineration	NO <sup>(e)</sup>	YES	NO
Hydropower	YES	NO <sup>(d)</sup>	NO
Photovoltaics (PV)	YES	YES	YES
Wind onshore	YES	YES	YES
Wind offshore	YES	YES	YES
Pumped hydro storage	YES	NO <sup>(d)</sup>	NO
Battery storage	YES	YES	YES
Demand Response	YES	YES	YES

Sources:

(a) Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie

(b) Onrechtstreeks niet toegestaan door de klimaatdoelstellingen die op Belgisch en Europees niveau bepaald zijn en de facto door de Belgische beleidsmakers niet als een redelijke optie beschouwd

(c) Voor de toekomst niet als een redelijke optie beschouwd gelet op de beslissing van de Europese Investeringsbank om vanaf eind 2021 geen energieprojecten op basis van fossiele brandstoffen meer te financieren en door het traject voor de verlaging van de CO<sub>2</sub>-emissiedrempels dat in de CRM-werkingsregels bepaald is.

(d) Wij denken dat het Belgisch potentieel dermate beperkt is dat het voor deze oefening redelijkerwijze kan genegeerd worden

(e) Fichtner (2020)

## 1.2. Technische kenmerken - Artikel 11

Wat de technische kenmerken van de geïdentificeerde referentietechnologieën betreft, kunnen verscheidene veranderingen worden vastgesteld:

- de rendementspercentages van CCGT- en OCGT-technologieën zijn gewijzigd van respectievelijk 64,1% en 39,8% in 60% en 42% om rekening te houden met de door Elia in de CRM-werkzaamheden gemaakte hypothesen, die zelf gebaseerd zijn op de ERAA 2021-gegevens van ENTSO-E
- de technische kenmerken van de IC engines Diesel zijn vervangen door die van de IC engines Gas, volgens de gegevens van de studie van Fichtner (2020)

Tabel 2: Kenmerken van de referentietechnologieën

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 <sup>(a)</sup>	GE Power 9HA.02 (1x1 config.) <sup>(a)</sup>	2G Energy AG	Kawasaki Heavy Industries M5A-01D <sup>(a)</sup>	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Fuel type and the fuel supply specifications	Gas/grid connection <sup>(a)</sup>	Gas/grid connection <sup>(a)</sup>	Gas/grid connection <sup>(a)</sup>	Gas/grid connection <sup>(a)</sup>	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
NGC of energy generation or demand reduction capabilities of DSR	200 MW <sup>(a)</sup>	850 MW <sup>(a)</sup>	200 kW <sup>(a)</sup>	5 MW <sup>(a)</sup>	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Electrical and, where applicable, total efficiency (e.g. for combined heat and power)	42% <sup>(b)</sup>	60% <sup>(b)</sup>	37,4% <sup>(a)</sup>	32,6% <sup>(a)</sup> /60,2%**	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Emission factors of CO <sub>2</sub> per amount of electricity generated	502,5 kg/MWhel <sup>(a)</sup>	335 kg/MWhel <sup>(a)</sup>	528 kg/MWhel <sup>(a)</sup>	616,6 kg/MWhel <sup>(a)</sup>	#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 <sup>(d)</sup>	4000h of operation <sup>(d)</sup>	#N/A	#N/A	12% full load availability <sup>(c)</sup>	33% full load availability <sup>(c)</sup>	40% full load availability <sup>(c)</sup>	#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 complianc costs	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Construction period	2 years <sup>(a)</sup>	3 years <sup>(a)</sup>	1 year <sup>(a)</sup>	2 years <sup>(a)</sup>	0 year <sup>(e)</sup>	1 year <sup>(e)</sup>	3 years <sup>(f)</sup>	1 year <sup>(g)</sup>	0 year
Economic lifetime	20 years <sup>(h)</sup>	20 years <sup>(h)</sup>	15 years <sup>(h)</sup>	20 years <sup>(b)</sup>	15 years <sup>(b)</sup>	15 years <sup>(b)</sup>	15 years <sup>(b)</sup>	15 years <sup>(i)</sup>	#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 <sup>(a)</sup>	Aggricultural land <sup>(a)</sup>	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A

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

**Bronnen:**

(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/RUK18\\_Offshore\\_Timeline.pdf](https://cdn.ymaws.com/www.renewableuk.com/resource/resmgr/luke/RUK18_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 – Artikel 12

In het ministerieel besluit van 30 maart 2022<sup>7</sup> worden de nieuwe reductiefactoren vastgesteld waarmee bij deze oefening rekening moet worden gehouden. Zij zijn opgenomen in onderstaande tabel 3.

Tabel 3: Reductiefactoren

Reference technology		Derating Factor <sup>(a)</sup>	
		-	[%]
Open cycle gas turbine (OCGT)		91	
Combine cycle gas turbine (CCGT)		92	
Internal combustion engines (IC engines)		65 <sup>(b)</sup>	
CHP		93	
Photovoltaics (PV)		1	
Wind onshore		9	
Wind offshore		13	
Battery storage		31	
Demand Response	Max use of 1h	26	Weighted average ≈ 66
	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	

Bronnen/ Commentaren:

(a) Ministerieel besluit van 30 maart 2022 houdende instructie aan de netbeheerder om de veiling te organiseren vier jaar voor de periode van capaciteitslevering startend op 1 november 2026

(b) Hypothese van een geïnstalleerde capaciteit lager dan 25 MW

## 1.4. CAPEX en FOM – Artikel 13

Wat de CAPEX en FOM van de geïdentificeerde referentietechnologieën betreft, kunnen verscheidene veranderingen worden vastgesteld:

- de CAPEX en FOM van de technologie IC engines Diesel zijn vervangen door die van de technologie IC engines Gas
- de CAPEX, FOM en economische levensduur van de batterijen zijn aangepast volgens de laatste studie die Elia heeft gebruikt in zijn publieke consultatie voor het Y-4 veilingsscenario voor de leveringsperiode 2027-2028<sup>8</sup>. Zij gaan van respectievelijk 100€/kW, 10€/kW/jaar en 15 jaar tot 250€/kW, 15€/kW en 15 jaar.

Tabel 4 bevat de bijgewerkte waarden.

Tabel 4: CAPEX & FOM

Reference technology	CAPEX <sup>(a)</sup>	FOM <sup>(a)</sup>	Investment economic lifetime <sup>(a)</sup>	WACC
	-	-	-	-
	[€/kW]	[€/kW/v]		[%]
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 <sup>(b)</sup>	250	15	15	7,50%
Demand Response	0 <sup>(c)</sup>	20	1 <sup>(d)</sup>	7,50%

Bronnen/commentaren:

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

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

(c) Alle kosten zijn inbegrepen in de FOM

(d) Voor een coherente berekening moet de FOM beschouwd worden als een investering die slechts een enkel jaar bestri

<sup>7</sup> [https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2022033001&table\\_name=wet](https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2022033001&table_name=wet)

<sup>8</sup> [https://www.elia.be/nl/publieke-consultaties/20220506\\_public-consultation-on-crm](https://www.elia.be/nl/publieke-consultaties/20220506_public-consultation-on-crm)

## 2. Wat verandert er niet in vergelijking met de oefening van 2021?

Verskillende parameters en methodologische keuzes blijven van toepassing in het kader van de huidige oefening:

- voor elke referentietechnologie moet de entiteit die de CONE berekent, het potentieel voor extra capaciteit berekenen, hetgeen neerkomt op een raming van de extra capaciteit die redelijkerwijs door rationele investeerders in het betrokken geografische gebied kan worden toegevoegd gedurende de betrokken periode. Zoals aangegeven in het verslag van mei 2021 moet, gelet op de basisbeginselen van de ACER-methodologie en de Belgische context, geen potentiële elimineren worden toegepast voor de berekening van de  $CONE_{RT}$ . Het uitsluiten van een technologie op basis van haar potentieel aan bijkomende capaciteit komt er immers op neer dat ervan wordt uitgegaan dat zij van geen nut is om het systeem evenwicht te verzekeren, hetgeen geen zin heeft gelet op het voor België vastgestelde niet-marginale tekort;
- een WACC van 7,5% wordt toegepast op elke referentietechnologie. De motivering van het verslag van mei 2021 is nog steeds van toepassing, meer bepaald het feit dat in het kader van deze oefening het perspectief van een reële belegger wordt gehanteerd en dat daarvoor geen concrete simulatie van de verwachte inkomsten vereist is<sup>9</sup>;
- wat  $CONE_{var}$  betreft, maakt de huidige geopolitieke context in verband met de oorlog in Oekraïne het zeer moeilijk om de gas- en CO<sub>2</sub>-prijzen voor de komende jaren in te schatten. Deze twee parameters hebben een invloed op de  $CONE_{var}$  van CCGT-, OCGT-, CHP- en IC gas engines-technologieën. In haar voorstel voor een betrouwbaarheidsnorm<sup>10</sup> heeft de CREG gekozen voor de CONE van de DSR-technologie. De  $CONE_{var}$  van deze technologie wordt niet beïnvloed door de gas- en CO<sub>2</sub>-prijzen. Bovendien blijkt uit de huidige oefening dat de DSR-technologie opnieuw de laagste  $CONE_{fixed}$  heeft, zodat redelijkerwijs kan worden aangenomen dat zij opnieuw door de regelgever zal worden geselecteerd voor de berekening van de betrouwbaarheidsnorm. Op basis van deze elementen zijn de  $CONE_{var}$  niet geactualiseerd met betrekking tot de oefening van 2021.

## 3. Calcul van de $CONE_{fixed,RT}$

Tabel 5 geeft een overzicht van de hypothesen die zijn gebruikt bij de berekening van de  $CONE_{fixed,RT}$ .

Tabel 5: Overzicht van de hypothesen waarmee rekening is gehouden bij de berekening van de  $CONE_{fixed,RT}$

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 <sup>(b)</sup>	250	15	15	7,50%	31
Demand Response	0 <sup>(c)</sup>	20	1	7,50%	66

<sup>9</sup> Een simulatie van de verwachte inkomsten zou impliceren dat de hurdle rates berekend worden aan hand van een enkel specifiek scenario. De toepassing van één enkel scenario is een belangrijke factor om de risicopremie (i.e. hurdle premium) te bepalen aangezien de reële investeerders een beslissing nemen op basis van een multi-scenario-analyse waardoor de risico's reeds gewogen kunnen worden (wat leidt tot een lagere hurdle premium).

<sup>10</sup> <https://www.creg.be/nl/publicaties/voorstel-c2243>

Voor elke referentietechnologie wordt de  $CONE_{fixed,RT}$  berekend aan de hand van de volgende formule:

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

waarbij

- $EAC_{RT}$  de jaarlijkse equivalente kostprijs van de referentietechnologie is en ;
- $K_{d,RT}$  de derating factor van de referentietechnologie is.

De jaarlijkse equivalente kost van elke referentietechnologie ( $EAC_{RT}$ ) moeten worden berekend aan de hand van de volgende formule:

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

waarbij

- $i$  elk jaar gedurende de bouwperiode en de economische levensduur vertegenwoordigt ;
- $X$  de bouwperiode (in jaren) is<sup>11</sup>;
- $Y$  de economische levensduur (in jaren) is ;
- $CC(i)$  de beste raming van de investeringskosten is in elk jaar van de bouwperiode (in plaatselijke valuta per MW);
- $CC(i)$  de beste raming van de jaarlijkse vaste kosten is in elk jaar van de economische levensduur (in plaatselijke valuta per MW),

Op basis van de gegevens in tabel 5 konden de  $EAC_{RT}$  et de  $CONE_{fixed,RT}$  worden berekend. De resultaten zijn weergegeven in tabel 6.

Tabel 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

<sup>11</sup> De bouwperiodes zijn afgerond op een heel jaar.



## 4. Conclusies

Overeenkomstig artikel 9, § 1, van de ACER-methodologieën worden in tabel 7 de  $CONE_{fixed}$  en  $CONE_{var}$  voor elke referentietechnologie vermeld.

Tabel 7:  $CONE_{fixed,RT}$  en  $CONE_{var,RT}$

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

(a) Fichtner (2020) - deze kosten houden geen rekening met de evolutie van de gas- en de CO<sub>2</sub>-prijzen ingevolge de oorlog in Oekraïne

(b) Fraunhofer (2018)

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

In afwachting van de vaststelling door de regulator van de betrouwbaarheidsnorm waarin de ACER-methodologieën voorzien, handhaaft het AD Energie van de FOD Economie haar theoretische en praktische analyse zoals voorgesteld in hoofdstuk 4 van de nota van mei 2021 en beveelt zij de bevoegde overheden aan om bij de berekening van de betrouwbaarheidsnorm rekening te houden met de  $CONE_{fixed}$  et  $CONE_{var}$  die horen bij de DSR-technologie en die respectievelijk 30.000 euro/MW/jaar en 736,73 euro/MWh bedragen.

Nancy Mahieu

De directeur-generaal a.i.