

Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 11 april 2024, kenmerk ACM/UIT/613237 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikelen 12a en 12b van de Gaswet betreffende de uitvoering van de Verordening (EU) 2017/460 van de Commissie van 16 maart 2017 tot vaststelling van een netcode betreffende geharmoniseerde transmissietariefstructuren voor gas (NC-TAR)

Zaaknummer: ACM/23/181941

De Autoriteit Consument en Markt,

Gelet op artikel 12f, eerste lid van de Gaswet;

Gelet op artikel 26 van NC-TAR;

Gelet op artikel 27, vierde en vijfde lid, van NC-TAR;

Gelet op artikel 28, eerste lid en tweede lid, van NC-TAR;

Besluit

ARTIKEL I

De Tarievcodes gas wordt gewijzigd als volgt:

A.

Artikel 3.5 komt te luiden:

1. De niet-aangepaste referentieprijzen worden op grondslag van artikel 6, vierde lid, van NC-TAR aangepast door een korting toe te passen op de niet-aangepaste referentieprijzen die van toepassing zijn op een entrypunt van een LNG-faciliteit en een korting toe te passen op de niet-aangepaste referentieprijzen die van toepassing zijn op een entrypunt van of een exitpunt naar een opslaginstallatie en door de niet-aangepaste referentieprijzen die van toepassing zijn op alle entry- en exitpunten te herschalen. Voor deze aanpassingen gelden de volgende formules:

$$\Delta TI = \left(GK_{LNG} \times \left(\tilde{T}_{EN} \times \sum_{i \in EN_{LNG}} CAP_i \right) \right) + \left(GK_{opslag} \times \left(\tilde{T}_{EN} \times \sum_{i \in EN_{opslag}} CAP_i + \tilde{T}_{EX} \times \sum_{i \in EX_{opslag}} CAP_i \right) \right)$$

$$C = \frac{TI}{TI - \Delta TI}$$

$$T_{EN}^{NLNG} = C \times \tilde{T}_{EN}$$

$$T_{EN}^{LNG} = (1 - GK_{LNG}) \times C \times \tilde{T}_{EN}$$

$$T_{EN}^{opslag} = (1 - GK_{opslag}) \times C \times \tilde{T}_{EN}$$

$$T_{EX}^{NG} = C \times \tilde{T}_{EX}$$

$$T_{EX}^{opslag} = (1 - GK_{opslag}) \times C \times \tilde{T}_{EX}$$

Waarbij:

ΔTI

het inkomstenverlies als gevolg van de korting op de aangepaste referentieprijzen van toepassing op entrypunts van een LNG-faciliteit en als gevolg van de korting op de niet-aangepaste referentieprijzen van toepassing op entrypunts van en exitpunten naar een opslaginstallatie uitgedrukt in euro is;



GK_{opslag}	de procentuele korting op de niet-aangepaste referentieprijzen van toepassing op entrypuncten van en exitpunten naar een opslaginstallatie is, zoals vastgesteld in het tweede lid;
GK_{LNG}	de procentuele korting op de niet-aangepaste referentieprijzen van toepassing op entrypuncten van een LNG-faciliteit is, zoals vastgesteld in het derde lid;
\tilde{T}_{EN}	de niet-aangepaste referentieprijs van toepassing op een entrypunt uitgedrukt in euro/kWh/uur/jaar is;
EN_{LNG}	de verzameling van entrypuncten van LNG-faciliteiten is;
EN_{opslag}	de verzameling van entrypuncten van opslaginstallaties is waarvoor lid 4 niet van toepassing is;
CAP_i	de voorspelde gecontracteerde capaciteit op entry- of exitpunt uitgedrukt in kWh/uur/jaar is;
\tilde{T}_{EX}	de niet-aangepaste referentieprijs van toepassing op een exitpunt uitgedrukt in euro/kWh/uur/jaar is;
EX_{opslag}	de verzameling van exitpunten naar opslaginstallaties is waarvoor lid 4 niet van toepassing is;
C	de constante voor herschaling van de niet-aangepaste referentieprijzen is;
TI	de toegestane inkomsten van de netbeheerder van het landelijk gastransportnet uitgedrukt in euro is;
T_{EN}^{NLNG}	de referentieprijs zonder korting, van toepassing op alle entrypuncten niet zijnde de entrypuncten waarvoor het tarief T_{EN}^{LNG} of T_{EN}^{opslag} geldt uitgedrukt in euro/kWh/uur/jaar is;
T_{EN}^{LNG}	de referentieprijs inclusief LNG-korting van toepassing op een entrypunt van een LNG-faciliteit uitgedrukt in euro/kWh/uur/jaar is;
T_{EN}^{opslag}	de referentieprijs inclusief gasopslagkorting van toepassing op een entrypunt van een opslaginstallatie, waarvoor lid 4 niet van toepassing is, uitgedrukt in euro/kWh/uur/jaar is;
T_{EX}^{NG}	de referentieprijs zonder korting van toepassing op alle exitpunten niet zijnde een exitpunt naar een opslaginstallatie uitgedrukt in euro/kWh/uur/jaar is; en
T_{EX}^{opslag}	de referentieprijs inclusief gasopslagkorting van toepassing op een exitpunt naar een opslaginstallatie, waarvoor lid 4 niet van toepassing is, uitgedrukt in euro/kWh/uur/jaar is.

- De procentuele korting op de niet-aangepaste referentieprijzen van toepassing op entrypuncten van en exitpunten naar een opslaginstallatie als bedoeld in het eerste lid is 75%.
- De procentuele korting op de niet-aangepaste referentieprijzen van toepassing op entrypuncten van een LNG-faciliteit als bedoeld in het eerste lid is 20%.
- Als een gasopslaginstallatie rechtstreeks is verbonden met meer dan één transmissie- of distributiesysteem en derhalve gebruikt kan worden om gas van het Nederlandse transmissie-systeem naar een rechtstreeks verbonden transmissie- of distributiesysteem gelegen in een andere lidstaat te transporteren, waardoor de opslaginstallatie gebruikt kan worden om te concurreren met een interconnectiepunt, dan is er geen gasopslagkorting van toepassing en moet het volledige tarief worden betaald. In dat geval is de referentieprijs voor een entrypunt van een opslaginstallatie of voor een exitpunt naar een opslaginstallatie gelijk aan T_{EN}^{NLNG} respectievelijk T_{EX}^{NG} , zoals bedoeld in lid 1.
- In afwijking van het voorgaande lid kan de gasopslagkorting worden toegekend indien de betreffende beheerder van de gasopslaginstallatie met de netbeheerder van het landelijk gastransportnet een overeenkomst heeft gesloten waarin afspraken zijn gemaakt die waarborgen dat er slechts gasopslagkorting toegekend wordt voor zover de gasopslaginstallatie wordt gebruikt als gasopslag en er derhalve geen sprake is van transport van gas tussen rechtstreeks verbonden systemen zoals bedoeld in overweging 4 van de considerans en artikel 9 van NC-TAR.

B.

In artikel 3.7, vierde lid wordt achtereenvolgens:

'1,553' vervangen door '1,482'.

'0,712' vervangen door '0,784'

'0,552' vervangen door '0,629'

'1,183' vervangen door '1,105'



C.

In artikel 3.7, vijfde lid wordt achtereenvolgens:

'1,877' vervangen door '1,773'
'1,753' vervangen door '1,585'
'1,269' vervangen door '1,239'
'0,903' vervangen door '0,924'
'0,711' vervangen door '0,819'
'0,631' vervangen door '0,688'
'0,583' vervangen door '0,649'
'0,555' vervangen door '0,618'
'0,604' vervangen door '0,686'
'0,784' vervangen door '0,787'
'1,269' vervangen door '1,168'
'1,677' vervangen door '1,472'
'1,785' vervangen door '1,715'
'1,667' vervangen door '1,533'
'1,207' vervangen door '1,199'
'0,859' vervangen door '0,894'
'0,676' vervangen door 0,792'
'0,600' vervangen door '0,665'
'0,555' vervangen door '0,628'
'0,528' vervangen door '0,597'
'0,574' vervangen door '0,663'
'0,745' vervangen door '0,761'
'1,207' vervangen door '1,130'
'1,595' vervangen door '1,424'

D.

Artikel 3.9, eerste lid, komt te luiden:

1. De te betalen prijs voor entry- en exitcapaciteit in de vorm van afschakelbare capaciteit, wordt berekend door:
 - a. Het entry- en exittarief te bepalen dat een netgebruiker op het betreffende entry- en exitpunt verschuldigd is voor het contracteren van vaste entry- of exitcapaciteit; en
 - b. Op het tarief uit onderdeel a voor dat punt op basis van de berekende afschakelkans vastgestelde kortingspercentage toe te passen. Gebaseerd op de afschakelkans zijn kortingspercentages vastgesteld:

- Voor de volgende entry- en exitpunten is de korting voor afschakelbare capaciteit per richting, op basis van de berekende afschakelkans, vastgesteld

ID	Netwerkpunt	Korting entry	Korting exit
301568	VIP TTF-THE-L	25,86%	0,01%
301400	OUDE STATENZIJL (ETZEL-CRYSTAL-H)	0,01%	33,33%
301391	OUDE STATENZIJL (ASTORA JEM-GUM)	0,01%	95,73%
301348	BERGERMEER (TAQA-UGS)	51,20%	13,93%
301320	ZUIDWENDING (UGS)	62,50%	62,21%
300131	HILVARENBEEK (FLUXYS)	4,68%	34,54%

- Voor de volgende entry- en exitpunten is de korting voor afschakelbare capaciteit, op basis van de berekende afschakelkans, vastgesteld, waarbij geen onderscheid is gemaakt wat betreft de richting (entry/exit) waarop is afgeschakeld.

ID	Netwerkpunt	Korting zowel entry als exit
301576	VIP BENE-L	33,19%
301546	VIP BENE	97,86%
301453	OUDE STATENZIJL (EWE JEMGUM)	71,90%
301401	OUDE STATENZIJL (ETZEL FREYA H)	49,36%
301360	OUDE STATENZIJL (ETZEL EKB H)	15,25%
301345	ROTTERDAM (GATE)	64,59%
301116	NORG (NAM-UGS)	1,47%
301114	GRIJPSKERK (NAM-UGS)	31,78%

- Voor alle andere entry- en exitpunten geldt een kortingspercentage van '0.01%'.



ARTIKEL II

De tarieven en de dienstverlening van de netbeheerder van het landelijk gastransportnetwerk van vóór de tariefperiode 2025 worden beheerst door de codebepalingen zoals deze luiden vóór de inwerking-treding van dit besluit. Dit besluit is van toepassing op de tariefperiodes van 2025 tot en met 2029.

ARTIKEL III

De ACM stelt dit besluit vast met inachtneming van de belangen, regels en eisen bedoeld in artikel 12f van de Gaswet.

Dit besluit treedt in werking met ingang van de dag na de datum van uitgifte van de Staatscourant waarin zij wordt geplaatst.

Dit besluit zal met de toelichting in de Staatscourant worden geplaatst.

's-Gravenhage, 11 april 2024

*Autoriteit Consument en Markt,
namens deze:
M.R. Leijten
bestuurslid*

Als u rechtstreeks belanghebbende bent, kunt u tegen dit besluit beroep instellen bij het College van Beroep voor het bedrijfsleven. Het postadres is: College van Beroep voor het bedrijfsleven, Postbus 20021, 2500 EA Den Haag. Het beroepschrift moet binnen zes weken na de dag waarop dit besluit is bekendgemaakt zijn ontvangen. Het beroepschrift moet zijn ondertekend en moet ten minste de naam en het adres van de indiener, de dagtekening en een omschrijving van het besluit waartegen het beroep is gericht bevatten. Voorts moet het beroepschrift de gronden van het beroep bevatten en dient een afschrift van het bestreden besluit te worden meegezonden.



TOELICHTING

1. Samenvatting

1. Met dit besluit geeft de Autoriteit Consument en Markt (hierna: de ACM), kort gezegd, regels over en stelt eisen aan de wijze waarop entry- en exittarieven worden afgeleid van de toegepaste inkomsten van een transmissiesysteembeheerder. In dit codewijzigingsbesluit worden verschillende onderdelen van de NC-TAR, zoals de multiplicatoren en seizoensfactoren, de kortingen voor gasopslagen, afschakelbare capaciteit en entrypunten van LNG-faciliteiten, in samenspraak met marktpartijen heroverwogen.

2. Aanleiding en gevolgde procedure

2. De Europese Commissie heeft bij besluit van 16 maart 2017 Verordening (EU) 2017/460 een netcode betreffende geharmoniseerde transmissietariefstructuren voor gas (hierna: NC-TAR) vastgesteld. De bedoeling van deze netcode is, overeenkomstig Verordening (EG) 715/2009, om geharmoniseerde transmissietariefstructuren voor gas vast te stellen en Uniebrede regels te bepalen waarmee de doelstellingen worden nagestreefd om bij te dragen aan marktintegratie, het verhogen van gasleveringszekerheid en het bevorderen van de interconnectie van gasnetten.
3. Bij besluit van 10 december 2018 heeft de ACM de NC-TAR geïmplementeerd na uitgebreide consultering van de markt over de te maken keuzes.¹ Ingevolge artikel 27, vijfde lid, van NC-TAR moet dit proces ten minste elke vijf jaar herhaald worden.
4. De ACM is bevoegd tot het nemen van dit besluit. In artikel 27, vierde lid, van NC-TAR is bepaald dat de nationale regulerende instantie (verder ook: de NRI), overeenkomstig artikel 41, zesde lid, onderdeel a, van de Richtlijn 2009/73/EG, een met redenen omkleed besluit over een aantal nader bepaalde punten moet vaststellen. Artikel 41, zesde lid, onderdeel a, van de Richtlijn is geïmplementeerd in onder meer artikel 12f van de Gaswet. De ACM is op grond van artikel 1a, tweede lid, Gaswet de nationale regulerende instantie. De ACM is dus bevoegd om de NC-TAR te implementeren middels haar bevoegdheid tot het vaststellen van de tariefstructuren en voorwaarden op basis van artikel 12f Gaswet. In deze toelichting noemen we dit het NC-TAR besluit.
5. NC-TAR kent een uitgebreide voorbereidingsprocedure. Artikel 26 van NC-TAR bepaalt dat er een of meer raadplegingen worden verricht door de nationale regulerende instantie of door de transmissiesysteembeheerder(s), afhankelijk van het besluit van de NRI. De ACM heeft bij besluit van 17 oktober 2017 beslist dat zij de hier en ook de in artikel 27 en 28 van NC-TAR bedoelde raadplegingen verricht.² In de periode van 6 april 2023 tot en met 28 augustus 2023 zijn marktdeelnemers geraadpleegd middels zes consultatiesessies over de NC-TAR en de in dat verband relevante onderwerpen en keuzes. Deze consultaties hebben geleid tot afspraken over het door de ACM te nemen NC-TAR besluit. Deze afspraken zijn schriftelijk vastgesteld in een overeenkomst d.d. 16 oktober 2023 en zijn verwerkt in het definitieve NC-TAR besluit.
6. Op 15 september 2023 heeft de ACM het ontwerp codewijzigingsbesluit genomen. Deze heeft zij toegezonden aan de gezamenlijke netbeheerders en de representatieve organisaties. De ACM heeft besloten tot toepassing van de uniforme openbare voorbereidingsprocedure als bedoeld in afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht (verder: Awb). De ACM heeft op basis van artikel 3:15, tweede lid, Awb een ieder in de gelegenheid gesteld hun zienswijzen op het ontwerp kenbaar te maken.
7. Als onderdeel van de uniforme openbare voorbereidingsprocedure heeft de ACM op 21 september 2023 het ontwerpbesluit en de daarop betrekking hebbende stukken ter inzage gelegd en gepubliceerd op haar internetpagina. Van de terinzagelegging is kennis gegeven in de Staatscourant van 21 september 2023. De ACM heeft alle schriftelijke zienswijzen op haar internetpagina gepubliceerd. In hoofdstuk 5 van dit besluit geeft de ACM haar reactie op de zienswijzen. Indien een zienswijze heeft geleid tot een aanpassing van het ontwerpbesluit, heeft de ACM dit duidelijk aangegeven. Daarnaast heeft de ACM, waar nodig, ten opzichte van het ontwerp codewijzigingsbesluit niet-inhoudelijke, tekstuele wijzigingen aangebracht.
8. Op 1 november 2023 heeft de ACM het ontwerpbesluit toegezonden aan het Agentschap als bedoeld in artikel 27 van NC-TAR, de Duitse toezichthouder (BNetzA) en de Belgische toezichthouder (CREG).
9. NC-TAR schrijft in artikel 26 voor dat behalve regels (over bijvoorbeeld de toe te passen referentieprijsmethodologie), ook toelichtende of indicatieve informatie moet worden geconsulteerd en schriftelijk moet worden vastgelegd in het "raadplegingsdocument" als bedoeld in

¹ Stcrt. 2018, 72671.

² <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/2017-11/taakverdelingsbesluit-acm-gts-nctar.pdf>



artikel 27 van NC-TAR. Voor zover het informatie betreft die geen (algemeen verbindende) regels bevat, heeft de ACM deze informatie in de toelichting of in de additionele informatie, hoofdstuk 4, bij dit besluit opgenomen.

10. De ACM is van mening dat het voorstel geen technische voorschriften bevat bedoeld in Richtlijn 2015/1535. Om die reden zijn de voorwaarden in dit besluit niet in ontwerp ter notificatie aangeboden.

3. Toelichting besluit

11. Hier wordt het codewijzigingsbesluit in hoofdlijnen weergegeven en toegelicht.

Inleiding

12. Het voorliggende codewijzigingsbesluit dient om te voldoen aan de verplichting die volgt uit artikel 27, vijfde lid, van NC-TAR. Bij besluit van 10 december 2018 heeft de ACM de NC-TAR geïmplementeerd na uitgebreide consultering van de markt over de te maken keuzes over de tariefstructuren voor gas.³ Ingevolge artikel 27, vijfde lid, van NC-TAR moet dit proces ten minste elke vijf jaar herhaald worden. Het voorliggende codewijzigingsbesluit geeft weer welke wijzigingen plaatsvinden ten opzichte van het besluit van 10 december 2018.⁴
13. NC-TAR geeft, kort gezegd, regels over en stelt eisen aan de wijze waarop entry- en exittarieven worden afgeleid van de toegestane inkomsten van een transmissiesysteembeheerder. De toegestane inkomsten zijn de inkomsten die de ACM vaststelt op grond van de methodebesluiten voor de landelijk netbeheerder gas en de daarop gebaseerde x-factorbesluiten en uiteindelijk definitief bepaalt in het jaarlijkse tarievenbesluit.
14. In dit codewijzigingsbesluit worden verschillende onderdelen van NC-TAR, zoals de referentieprijsmethodologie, multiplicatoren en seizoensfactoren, de kortingen voor gasopslagen, afschakelbare capaciteit en entrypunten van LNG-faciliteiten, in samenspraak met marktpartijen heroverwogen.
15. De referentieprijsmethodologie bepaalt hoe de toegestane inkomsten moeten worden toegerekend aan de entry- en exitpunten. De toepassing van de referentieprijsmethodologie leidt tot één referentieprijs voor elk entry- en exitpunt. Alle tarieven die van toepassing zijn op één entry- of exitpunt worden vervolgens afgeleid van de referentieprijs. De referentieprijsmethodologie bepaalt dus óf, hoeveel en waarom de tarieven voor entry- en exitcapaciteit verschillen per entry- en exitpunt.
16. Verder geeft NC-TAR een aantal mogelijkheden (of verplichtingen) om die referentieprijzen aan te passen. Bijvoorbeeld door kortingen te bepalen en de referentieprijs te herschalen.
17. Daarnaast bepaalt NC-TAR voor interconnectiepunten dat de reserveringsprijzen worden bepaald door toepassing van multiplicatoren of seizoensfactoren op de referentieprijs. De multiplicator bepaalt het prijsverschil tussen een contract met contractduur van één jaar en een contract met een contractduur anders dan één jaar. De seizoensfactoren bepalen het prijsverschil tussen contracten met een gelijke contractduur in verschillende periodes van het jaar.
18. Op 16 oktober 2023 is door de ACM en een groot aantal marktpartijen, waaronder representatieve organisaties, overeenstemming bereikt over bovengenoemde NC-TAR onderwerpen. Onderwerpen zoals de referentieprijsmethodologie, herschaling, multiplicatoren en de verdeling van de toegestane inkomsten over entry- en exitcapaciteit zijn ongewijzigd gebleven ten opzichte van het besluit van 10 december 2018⁵. De seizoensfactoren, gasopslagkorting, de korting voor entrypunten van LNG-faciliteiten en de korting voor afschakelbare capaciteit zijn wel gewijzigd ten opzichte van het besluit van 10 december 2018. Daarnaast is gewijzigd dat er geen korting meer wordt toegepast op GTS entry- en exittarieven voor gasopslagfaciliteiten die concurreren met een interconnectiepunt, tenzij het gas dat vanuit het TTF marktgebied opgeslagen wordt in een dergelijke gasopslagfaciliteit (die direct aangesloten is op twee marktgebieden) ook weer uitgezonden wordt naar het TTF marktgebied. Voor zover de onderdelen niet gewijzigd zijn, geldt onverkort het besluit (en de bijbehorende toelichting) van 10 december 2018⁶. De ACM merkt hierbij op dat in het voorliggende besluit geen shorthaul tarief wordt geïntroduceerd, maar dat dit wel besproken is tijdens de raadplegingen over dit besluit. Mogelijk zal GTS op een latere datum een codewijzigingsvoorstel indienen dat betrekking heeft op het herintroduceren van een shorthaul-product. Deze mogelijkheid is tevens een wijziging ten opzichte van het besluit van 10 december 2018.

³ Stcrt. 2018, 72671.

⁴ Stcrt. 2018, 72671.

⁵ Stcrt. 2018, 72671.

⁶ Stcrt. 2018, 72671.

3.1 Ongewijzigde onderdelen NC-TAR besluit

19. Zoals hiervoor in de toelichting is aangegeven, is het besluit van 10 december 2018 grotendeels ongewijzigd gebleven. Het betreft onderdelen zoals, maar niet beperkt tot, de referentieprijsmethodologie (de postzegelmethode), multiplicatoren, korting voor wheeling en herschaling. De ACM heeft alle onderdelen uitgebreid besproken met marktpartijen, waaronder representatieve organisaties, tijdens verschillende consultatiebijeenkomsten. Hieruit kwam naar voren dat marktpartijen nog steeds achter de fundamentele keuzes staan die in het kader van de implementatie van NC-TAR in 2018 zijn gemaakt. Er bestaat dus brede steun vanuit de markt voor de invulling van het merendeel van de onderdelen van NC-TAR.
20. Tijdens de consultatiesessies is de 40/60 split (40% van de kosten wordt toebedeeld aan entrypuncten, 60% wordt toebedeeld aan exitpunten) uitgebreid besproken. Sommige partijen pleiten voor een 0/100 split of een 30/70 split. Dit zou betekenen dat de netbeheerkosten geheel of voor het grootste gedeelte door de afnemers wordt betaald. De ACM gaat hier niet in mee. De verdeling van de kosten moet volgens de ACM namelijk kostenreflectief zijn. Er worden kosten gemaakt voor zowel invoeders als afnemers, dus is het redelijk om zowel invoeders als afnemers een deel van de tarieven te laten betalen. Dit voorkomt dat er onwenselijke prikkels voor invoeders of afnemers ontstaan zoals het 'hoarden' van (ongebruikte) capaciteit. Er zijn verschillende manieren om kostenreflectiviteit te definiëren. In het vorige NC-TAR besluit is besloten om een 40/60 split te gebruiken, wat grofweg gebaseerd is op de aanname dat de kosten voor het regionale transportleidingnet (RTL) aan de exitpunten worden toegewezen en de kosten van het hoofdtransportleidingnet (HTL) 50/50 aan de entry- en de exitpunten worden verdeeld. Als op basis van deze verdeling de totale kosten worden verdeeld over entry en exit, volgt dat ongeveer 40% van de totale kosten aan entrypuncten toegewezen wordt, en 60% aan exitpunten. De ACM vindt dit nog steeds een redelijke definitie van kostenreflectiviteit. De ACM ziet dan ook geen reden om de entry/exit split te wijzigen. De ACM is met representatieve organisaties en de landelijke netbeheerder gas overeengekomen dat er een 40/60 split gehanteerd zal worden.
21. De ACM ziet ook geen aanleiding om de hiervoor besproken onderdelen te wijzigen. Het zoveel mogelijk in stand laten van de huidige tariefstructuur voor gas bevordert volgens de ACM de stabiliteit en voorspelbaarheid voor netgebruikers en GTS.

3.2 Gewijzigde onderdelen NC-TAR besluit

Korting voor gasopslagen

22. NC-TAR biedt mogelijkheden om de referentieprijs aan te passen. De gasopslagkorting als bedoeld in artikel 9, lid 1, NC-TAR is één van die mogelijkheden. Eerder is door de ACM bij besluit van 10 december 2018 in samenspraak met marktpartijen, een gasopslagkorting van 60% vastgesteld. De ACM is overtuigd van de essentiële rol van gasopslagen voor de gasvoorziening in Nederland. De ontwikkelingen rondom de gasleveringszekerheid in 2022 hebben het belang van gasopslagen benadrukt. Op 16 oktober 2023 is door de ACM en een groot aantal marktpartijen, waaronder representatieve organisaties, overeenstemming bereikt om de gasopslagkorting te wijzigen van 60% naar 75%. De gemaakte afspraak houdt in dat de gasopslagkorting op de capaciteitsgebaseerde transmissietarieven op entrypuncten van en exitpunten naar opslaginstallaties op 75% is vastgesteld.

Korting voor entrypuncten van LNG-faciliteiten

23. Ook biedt NC-TAR de mogelijkheid om een korting voor entrypuncten van LNG-faciliteiten vast te stellen.⁷ Eerder is door de ACM bij besluit van 10 december 2018 geen LNG-korting vastgesteld. Deze korting kan worden toegepast ter verhoging van de gasleveringszekerheid. De ACM zag in 2018 onvoldoende aanleiding om een kortingspercentage voor LNG vast te stellen.
24. Een aantal marktpartijen (waaronder GATE en VLNG) heeft tijdens de consultatiesessies aangegeven dat een korting voor LNG-terminals een gunstig effect heeft op leveringszekerheid. De ACM overweegt hiertoe het volgende.
25. Na de uitbraak van de oorlog tussen Rusland en Oekraïne begin 2022, zijn de gasstromen uit Rusland naar Noordwest-Europa weggevallen. Hierdoor is de gasleveringszekerheid in het geding gekomen. LNG vangt een groot deel van de weggevallen gasstromen op en is daardoor in aanzienlijke mate belangrijker geworden voor Nederland en de (Noord-)West Europese gasmarkt. Dit is ook door de Europese Unie erkend. Mede daardoor heeft de Europese Unie in artikel 13 lid 3 van de Verordening (EG) nr. 715/2009 (hierna: Gasverordening) opgenomen dat er een korting van 100% toegepast kan worden op entrypuncten van LNG-faciliteiten.

⁷ Artikel 9, tweede lid, NC-TAR.

26. Echter, de GTS entry-tarieven spelen een marginale rol in het aantrekken van LNG. De verhouding van deze transportkosten ten opzichte van de groothandelsprijs van LNG is namelijk marginaal. Naar het oordeel van de ACM heeft een korting voor entrypuncten van LNG-faciliteiten daardoor een beperkte beslissende invloed op het aantrekken van LNG-schepen naar Nederland. Dit is namelijk sterk afhankelijk van de groothandelsprijs. Als er een korting van 100% zou zijn, zou dit leiden tot een significante verhoging van de tarieven op andere entry- en exitpunten. Alhoewel leveringszekerheid door NC-TAR wordt nagestreefd, vindt de ACM een korting van 100% dan ook niet het geschikte middel om dit te bereiken. Ook is de ACM van mening dat een korting van 100% niet evenredig is ten opzichte van de gebruikers die geen gebruik maken van LNG entrypuncten.
27. Aan de andere kant, het is mogelijk dat een LNG-korting de fysieke belasting en de verbruikskosten van een LNG-terminal verhoogt. Dat de GTS entry-tarieven een marginale rol spelen, betekent niet dat ze helemaal geen rol spelen. Vanuit de Europese Commissie worden lidstaten aangemoedigd om belemmeringen voor het aantrekken van LNG en het vullen van de opslagfaciliteiten met LNG te verminderen. Volgens de ACM is het vaststellen van een LNG-korting een manier om geen belemmering, mocht deze er al zijn, te vormen. Een vermindering van de transportkosten voor LNG kan namelijk een (beperkte) prikkel zijn om LNG naar Nederland te transporteren.
28. Voor de LNG-korting geldt, gezien het voorgaande, een vergelijkbare redenering als voor de korting voor gasopslagen. De ACM ziet in het kader van leveringszekerheid een belangrijke rol voor LNG, net als voor gasopslagen, en dat kan gezien worden als een argument om een korting toe te passen. Een belangrijk verschil tussen gasopslagen en LNG is echter de tijdsfactor. Gasopslagen worden over het algemeen gevuld in de zomer, terwijl gas wordt onttrokken in de winter. Als er in de winter door een exogene schok (plotseling) een tekort aan gas ontstaat, moeten zowel gasopslagen als LNG bijspringen, maar de gasopslagen zullen dan al in de zomer (voorafgaand aan de exogene schok) gevuld moeten zijn. LNG schepen zijn flexibeler dan gasopslagen. Als door de exogene schok schaarste ontstaat en de prijzen stijgen, kunnen LNG schepen, in beperkte mate, van koers veranderen en flexibel reageren op de prijssignalen. Al met al maakt dit de noodzaak voor een LNG-korting in periodes van relatieve instabiliteit minder groot: het aanbod van LNG kan flexibeler reageren dan het aanbod van gasopslagen. De ACM behandelt LNG en gasopslagen dus niet op dezelfde wijze.
29. Gezien het voorgaande is op 16 oktober 2023 door de ACM en een groot aantal marktpartijen overeenstemming bereikt over het vaststellen van een LNG-korting van 20% voor het jaar 2025. Voor het jaar 2026 spant de ACM zich in om de hoogte van de LNG korting niet te wijzigen. Voor de jaren die daar op volgen zal de ACM de volgende procedure volgen:
 - a. Voorafgaand aan het nemen van de tarievenbesluiten voor de jaren 2027, 2028 en 2029 zal de ACM twee berekeningen uitvoeren;
 - b. De ACM zal het procentuele aandeel berekenen van de totale hoeveelheid gas ingevoerd op entry-punten van LNG-faciliteiten op de totale hoeveelheid gas die is ingevoerd op alle GTS entry-punten van productie en fysieke grenspunten, inclusief BBL, over het daaraan voorafgaande kalenderjaar. Voor de berekening van dit procentuele aandeel van LNG import op de totale herkomst van gas ingevoerd op het GTS transportnetwerk zal de ACM mogen uitgaan van de juistheid van de hiertoe door GTS aan de ACM ter beschikking gestelde informatie over het daaraan voorafgaande kalenderjaar;
 - c. De ACM zal het gemiddelde uitrekenen van alle dagelijkse finale neutrale gasprijzen (NGP) die gerealiseerd zijn over het daaraan voorafgaande kalenderjaar. De neutrale gasprijs (NGP) is gedefinieerd in artikel 4.1.6.4. van de Transportcode gas LNB (zie ook <https://www.gasunietransportservices.nl/shippers/voorwaarden-en-contracten/neutrale-gasprijs>). De ACM zal deze gemiddelde prijs in €/MWh afronden op één decimaal;
 - d. Indien het procentuele aandeel als berekend in onderdeel b. 25% (vijfentwintig procent) of meer bedraagt en de gemiddelde neutrale gasprijs als berekend in onderdeel c. 37,5 €/MWh of meer bedraagt, dan zal de ACM de korting voor het daaropvolgende kalenderjaar vaststellen op twintig procent voor entrypuncten van LNG-faciliteiten;
 - e. Indien het procentuele aandeel als berekend in onderdeel b. lager is dan vijfentwintig procent en/of de gemiddelde neutrale gasprijs als berekend in onderdeel c. is lager dan 37,5 €/MWh, dan zal de ACM de korting voor het daaropvolgende kalenderjaar vaststellen op nul procent voor entrypuncten van LNG-faciliteiten.

Geen korting op gasopslagen die gebruikt worden als interconnectiepunt

30. NC-TAR stelt in het eerste lid van artikel 9, in combinatie met overweging 4 van de considerans, dat in geval een gasopslaginstallatie met meerdere transmissie- of distributienetten is verbonden en deze wordt gebruikt om te concurreren met een interconnectiepunt, er geen gasopslagkorting dient te worden toegekend. Eerder heeft de ACM bij besluit van 10 december 2018 geen concurrentie tussen de gasopslaginstallaties en interconnectiepunten geconstateerd en zag daardoor destijds geen aanleiding om van de geboden mogelijkheid gebruik te maken.

31. Uit een analyse van de entry en exit stromen tussen 2020 en 2022 blijkt dat een aantal gasopslaginstallaties die verbonden zijn met zowel het Nederlandse (TTF) marktgebied als het Duitse (THE) marktgebied worden gebruikt als interconnectiepunt. Hierdoor acht de ACM het nu wel noodzakelijk om nadere regels te stellen omtrent het toepassen van een gasopslagkorting op de entry- en exittarieven van en naar gasopslaginstallaties die rechtstreeks verbonden zijn met meer dan één transmissie- of distributiesysteem. Daarvoor stelt de ACM het volgende vast:
- Als een gasopslaginstallatie rechtstreeks verbonden is met meer dan één transmissie- of distributiesysteem en derhalve gebruikt kan worden om gas van het Nederlandse transmissiesysteem naar een rechtstreeks verbonden transmissie- of distributiesysteem gelegen in een andere lidstaat te transporteren, waardoor de gasopslaginstallatie gebruikt kan worden om te concurreren met een interconnectiepunt, is er geen gasopslagkorting van toepassing en dienen de referentieprijzen, T_{EN}^{NLNG} en T_{EX}^{NG} zoals vastgesteld in artikel 3.5, eerste lid, te worden betaald.
 - In afwijking van het voorgaande kan de betreffende beheerder van de gasopslaginstallatie met de netbeheerder van het landelijk gastransportnet een overeenkomst sluiten waarin afspraken zijn gemaakt die waarborgen dat er slechts gasopslagkorting toegekend wordt voor zover de gasopslaginstallatie wordt gebruikt als gasopslag en er derhalve geen sprake is van transport van gas tussen rechtstreeks verbonden systemen zoals bedoeld in overweging 4 van de considerans en artikel 9 van NC-TAR. Een gasopslaginstallatie wordt gebruikt als gasopslag in het geval het gasvolume dat wordt ingevoerd vanuit het TTF marktgebied ook wordt uitgezonden naar het TTF marktgebied.
 - Indien de beheerder van de gasopslaginstallatie en de beheerder van het landelijk gastransportnet een dergelijke overeenkomst hebben gesloten en voor zover de gasopslaginstallatie als gasopslag wordt gebruikt, hebben shippers recht op een korting op transportcapaciteit van en naar de gasopslaginstallatie.
 - In de beoogde overeenkomst verplicht de beheerder van de gasopslaginstallatie zich in ieder geval om per shipper op uurbasis bij te houden vanuit en naar welk marktgebied (zoals TTF of THE) het gas in de gasopslaginstallatie is ingevoerd en wordt uitgezonden en deze informatie met de beheerder van het landelijk gastransportnet te delen.

Korting afschakelbare capaciteit

32. Op basis van artikel 16 van NC-TAR kan de reserveringsprijs voor standaard capaciteitsproducten voor afschakelbare capaciteit worden aangepast middels een ex-antekorting of een ex-postkorting. Eerder is door de ACM, in samenspraak met marktpartijen, bij besluit van 10 december 2018 een ex-ante korting voor afschakelbare capaciteit vastgesteld. Dit besloeg één korting voor alle entry- en exitpunten.
33. Door verschillende ontwikkelingen op de gasmarkt is behoefte ontstaan aan flexibiliteit in het vaststellen van kortingspercentages voor afschakelbare capaciteit op de verschillende entry- en exitpunten. In de zomer van 2022 is er door het grotendeels wegvallen van de gasstromen uit Rusland een grote behoefte aan gastransport van west naar oost ontstaan. Hierdoor ontstond een grote spread tussen de handelsplatformen in België en het Verenigd Koninkrijk aan de ene kant en de handelsplatformen in Nederland (TTF) en Duitsland aan de andere kant. Hierdoor werd het in de zomer van 2022 voor gashandelaren aantrekkelijk om veel afschakelbare entry capaciteit op het virtuele interconnectiepunt BENE te boeken. Als gevolg hiervan is zowel de geboekte afschakelbare capaciteit als het aantal afschakelingen in het gasjaar 2022 sterk toegenomen, wat resulteerde in een hoog kortingspercentage voor afschakelbare capaciteit op *alle* (binnenlandse en interconnectie)punten. Op dertien andere netwerkpunten dan VIP-BENE hebben van oktober 2022 tot en met oktober 2023 ook afschakelingen plaatsgevonden. Het aantal afschakelingen en de duur van deze afschakelingen variëren sterk per netwerkpunt. Dit betekent dat de kans op afschakelen tussen verschillende netwerkpunten significant afwijkt, terwijl het kortingspercentage voor alle punten gelijk zou zijn indien wordt gekozen voor de vaststelling van één kortingspercentage.
34. Uit de hiervoor benoemde situatie blijkt volgens de ACM dat het hanteren van één kortingspercentage voor afschakelbare capaciteit onwenselijk is. De korting op een bepaald netwerkpunt moet een afspiegeling vormen van de afschakelkans op dat specifieke punt. Wordt er toch aan één korting vastgehouden, dan krijgen de gebruikers op sommige netwerkpunten een te lage korting. Gebruikers op andere punten waar GTS afschakelbare capaciteit aanbiedt krijgen een hoge korting, terwijl de afschakelkans nihil is. Dit leidt tot ongewenste markteffecten. NC-TAR biedt de mogelijkheid tot het vaststellen van verschillende kortingspercentages op verschillende punten.⁸
35. Op basis van het voorgaande is op 16 oktober 2023 door de ACM en marktpartijen overeenstemming bereikt over de mogelijkheid tot het jaarlijks vaststellen van meer dan één kortingspercen-

⁸ Artikel 12, eerste lid, NC-TAR.

tage voor afschakelbare capaciteit met ingang van het eerstvolgende tarievenbesluit (2025). Het kortingspercentage voor afschakelbare capaciteit zal per punt worden vastgesteld op basis van de berekende afschakelkans. Daarnaast is ervoor gekozen om, waar de gerealiseerde afschakelingen daar aanleiding voor gaven, voor een aantal netwerkpunten onderscheid te maken in korting voor afschakelbare entry- en afschakelbare exitcapaciteitsproducten.

36. Op dit moment worden voor veertien netwerkpunten specifieke kortingspercentages vastgesteld. Voor zes netwerkpunten, VIP TTF-THE-L, OUDE STATENZIJL (ETZEL-CRYSTAL-H), OUDE STATENZIJL (ASTORA JEMGUM), BERGERMEER (TAQA-UGS), ZUIDWENDING (UGS) en HILVARENBEEK (FLUXYS), heeft het onderscheid in afschakelkans tussen entry en exit invloed op de berekening van de afschakelbare capaciteit. Daarnaast hebben op acht andere netwerkpunten afschakelingen plaatsgevonden, waarbij geen onderscheid gemaakt hoeft te worden tussen entry- en exitcapaciteit. Daarbij gaat het om de netwerkpunten: VIP BENE-L, VIP BENE, EWE JEMGUM, ETZEL FREYA H, ETZEL EKB H, ROTTERDAM GATE, NORG NAM-UGS en GRIJPSKERK NAM-UGS.
37. Op alle andere punten werd geen afschakelbare capaciteit verkocht en/of afgeschakeld.
38. De hoogte van de korting voor de afschakelbare capaciteit op entry- en exitpunten wordt berekend op basis van de formule uit artikel 16, tweede lid, van NC-TAR. De korting wordt gebaseerd op de kans op afschakeling (Pro) en de aanpassingsfactor (A), die de economische waarde van het afschakelbare product weerspiegelt.
39. In artikel 16, derde lid, van NC-TAR is een formule weergegeven waarmee de afschakelkans (Pro) wordt berekend. Deze formule luidt:

$$Pro = \frac{N \times D_{int}}{D} \times \frac{CAP_{av.int}}{CAP}$$

Waarbij:

N	het verwachte aantal afschakelingen gedurende D is;
D_{int}	de gemiddelde duur van de verwachte afschakelingen uitgedrukt in uren is;
D	de totale duur van het respectieve soort standaard capaciteitsproduct voor afschakelbare capaciteit uitgedrukt in uren is;
$CAP_{av.int}$	de verwachte gemiddelde hoeveelheid afgeschakelde capaciteit voor elke afschakeling is wanneer een dergelijke hoeveelheid verband houdt met het respectieve soort standaard capaciteitsproduct voor afschakelbare capaciteit; en
CAP	de verwachte totale hoeveelheid afgeschakelde capaciteit voor het respectieve soort standaard capaciteitsproduct voor afschakelbare capaciteit is.

40. De kans op afschakeling (Pro) wordt berekend op basis van afschakelingen in de afgelopen drie gasjaren (1 oktober 2020 t/m 30 september 2023). Volgens de ACM is een peilperiode van drie jaar representatief en voldoende robuust. Een afschakeling in een bepaald jaar kan een uitzondering zijn en daarom is de ACM van mening dat een peilperiode van meerdere jaren passend is.⁹ De gegevens van de voorgaande drie jaar acht de ACM representatief. Hierbij gaat de ACM uit van gasjaren, om zo de meest recente gegevens te kunnen gebruiken. De ACM is voornemens om de consultatie op basis van artikel 28 van NC-TAR jaarlijks in oktober te starten. Op 1 oktober start een nieuw gasjaar en kan de ACM de gegevens van het voorgaande gasjaar, als een van de drie gasjaren meenemen in haar consultatie. De ACM wijzigt de aanpassingsfactor (A) niet en stelt deze gelijk aan 1.
41. Op basis van het bovenstaande komt de korting voor de afschakelbare capaciteit voor veertien netwerkpunten uit op verschillende percentages¹⁰, en de korting voor de overige entry- en exitpunten op 0,01%.

Seizoensfactoren

42. NC-TAR maakt het mogelijk om seizoensfactoren toe te passen op de referentieprijs. Bij besluit van 10 december 2018 is besloten door de ACM om seizoensfactoren vast te stellen. Reden daarvoor is dat het gebruik van het gastransportnet in de wintermaanden veel groter is en het gastransportnet voor deze piekbelasting is aangelegd. De toepassing van seizoensfactoren draagt dus bij aan de kostenreflectiviteit van de transmissietarieven. In het voorliggende codewijzigingsbesluit wordt niet afgeweken van deze eerder gemaakte keuze. Wel treedt de volgende wijziging op.
43. In artikel 15 van NC-TAR staat de berekeningswijze van de seizoensfactoren voorgeschreven.

⁹ Zie codewijzigingsbesluit van 27 februari 2020, met kenmerk ACM/UIT/527373.

¹⁰ Zie onderdeel D van dit besluit.

Een onderdeel hiervan is het bepalen van voorspelde stromen als bedoeld in het derde lid, onder a, van artikel 15. Bij besluit van 10 december 2018 baseerde de ACM zich bij het bepalen van die voorspelde stromen op de allocaties van de jaren 2008-2017. In het voorliggende codewijzigingsbesluit gaat de ACM uit van allocaties van de jaren 2013-2022, omdat de allocaties van 2013 tot en met 2022 inmiddels bekend zijn en de ACM dus gebruik kan maken van recentere gegevens, die een representatievere voorspelling van de stromen opleveren. Dit heeft geleid tot andere waarden van de seizoensfactoren dan de waarden die waren opgenomen in het besluit van 10 december 2018. De seizoensfactoren worden wederom afgerond op 3 decimalen. De ACM past de seizoensfactoren op alle entry- en exitpunten toe.

4. Indicatieve informatie bedoeld in artikel 26 van NC-TAR

4.1 Numerieke uitwerking van vergelijking van postzegelmethode met de CGA-methode

44. Hieronder geeft de ACM het minimum en maximum van de referentieprijzen weer op grond van zowel de postzegelmethode als de CGA-methode. De ACM berekent hier wat de tarieven in 2018 geweest zouden zijn op basis van de postzegelmethode in dit besluit. Tijdens de verlengde consultatieperiode heeft de ACM deze waarden voor alle individuele entry- en exitpunten gepubliceerd op haar website.¹¹
45. De spreiding van de referentieprijzen bij de postzegelmethode wordt enkel veroorzaakt door de korting voor de gasopslagpunten en LNG installaties. De spreiding van de referentieprijzen bij de CGA-methode wordt veroorzaakt doordat afstand meegenomen wordt als kostenfactor en door de korting voor de gasopslagpunten. Doordat afstand wordt meegenomen als kostenfactor, zijn de referentieprijzen afhankelijk van de locatie van het entry- of exitpunt.

Minimum en maximum en referentieprijzen (na aanpassingen) op grond van de postzegelmethode

	Entry	Exit	Eenheid
Minimum referentieprijzen	0,387	0,536	EUR/kWh/uur/jaar, prijspeil 2018
Maximum referentieprijzen	1,549	2,145	EUR/kWh/uur/jaar, prijspeil 2018

Minimum en maximum en referentieprijzen (na aanpassingen) op grond van de CGA-methode

	Entry	Exit	Eenheid
Minimum referentieprijzen	0,959	0,46	EUR/kWh/uur/jaar, prijspeil 2018
Maximum referentieprijzen	2,109	8,373	EUR/kWh/uur/jaar, prijspeil 2018

Procentueel verschil van minimum en maximum (na aanpassingen) op grond van de postzegelmethode ten opzichte van de referentieprijzen op grond van de CGA-methode

	Entry	Exit	Eenheid
Minimum referentieprijzen	- 59,6	16,6	%
Maximum referentieprijzen	- 26,6	- 74,4	%

4.2 Waarde van de parameters van de RPM

46. De waarden van de parameters van de RPM variëren jaarlijks en publiceert de ACM elk jaar in het informatiedocument dat zij naast haar tarievenbesluit publiceert.

4.3 Kostentoe wijzingsbeoordelingen

47. De kostentoe wijzingsbeoordeling beschreven in artikel 5 van NC-TAR analyseert de mate van kruissubsidiëring tussen systeemintern netgebruik en systeemoverschrijdend netgebruik. De toepassing van de kostentoe wijzingsbeoordeling leidt tot een index die de mate van kruissubsidiëring uitdrukt. Als deze index hoger dan 10% is, dan moet de ACM een verantwoording geven voor dit resultaat. De ACM werkt hier uit hoe zij deze kostentoe wijzingsbeoordeling heeft uitgevoerd.
48. De kostentoe wijzingsbeoordeling werkt als volgt. Voor zowel systeemintern als systeemover-

¹¹ Verlenging consultatie NC-TAR | ACM.nl

schrijdend netgebruik moeten de inkomsten die via dat netgebruik worden geïnd worden gedeeld door de kostenfactoren die aan dat netgebruik toegewezen worden. Dit resulteert in een ratio voor systeemintern netgebruik en een ratio voor systeemoverschrijdend netgebruik. Daarna wordt de index voor de vergelijking berekend door twee keer het absolute verschil tussen de ratio's te delen door de som van de ratio's.

49. Om deze berekeningen uit te voeren is het nodig om de waarde van de volgende parameters te bepalen:
- De inkomsten uit systeemintern netgebruik;
 - De inkomsten uit systeemoverschrijdend netgebruik;
 - De kostenfactoren die worden toegewezen aan systeemintern netgebruik; en
 - De kostenfactoren die worden toegewezen aan systeemoverschrijdend netgebruik.
50. NC-TAR geeft de volgende definities van systeemintern- en systeemoverschrijdend netgebruik:
- Systeemintern netgebruik is "het transporteren van gas binnen een entry-exitsysteem naar afnemers die met datzelfde entry-exitsysteem zijn verbonden"; en
 - Systeemoverschrijdend netgebruik is "het transporteren van gas binnen een entry-exitsysteem naar afnemers die met een ander entry-exitsysteem zijn verbonden".
51. De ACM maakt hieruit op dat exitpunten zijn in te delen als ófwel systeemoverschrijdend netgebruik (alle grenspunten) ófwel systeemintern netgebruik (alle overige exitpunten). De inkomsten die naar verwachting via deze punten verkregen worden zijn te berekenen door de referentieprijzen van toepassing op het exitpunt te vermenigvuldigen met de voorspelde gecontracteerde capaciteit van het exitpunt. De kostenfactoren die aan deze exitpunten moeten worden toegewezen zijn ook eenduidig te bepalen. De door de ACM voorgestelde referentiemethodologie gebruikt de voorspelde gecontracteerde capaciteit als kostenfactor. Daarom rekent de ACM de voorspelde gecontracteerde capaciteit op exitpunten op de grens toe aan systeemoverschrijdend netgebruik en de voorspelde gecontracteerde capaciteit op overige exitpunten aan systeemintern netgebruik.
52. Voor de entrypunten is zo'n verdeling niet eenduidig te maken. Gas dat op een grenspunt in het gastransportnet wordt ingevoerd kan weer worden onttrokken op een grenspunt (systeemoverschrijdend netgebruik) maar kan ook worden onttrokken op een binnenlands exitpunt (systeemintern netgebruik). Artikel 5, vijfde lid, van NC-TAR bepaalt daarom hoe de ACM deze verdeling moet maken. De voorspelde gecontracteerde entrycapaciteit die aan systeemoverschrijdend netgebruik moet worden toegewezen wordt gelijk gesteld aan de voorspelde gecontracteerde exitcapaciteit die aan systeemoverschrijdend netgebruik is toegewezen. Voor systeemoverschrijdend netgebruik geldt dus de rationale "in=out". Het overige deel van de voorspelde gecontracteerde entrycapaciteit moet worden toegewezen aan systeemintern netgebruik.
53. Nadat de ACM de voorspelde gecontracteerde entrycapaciteit die aan respectievelijk systeemintern- en systeemoverschrijdend netgebruik moet worden toegewezen heeft bepaald kan zij eenvoudig de aan dat netgebruik toe te wijzen kostenfactoren bepalen. Die zijn namelijk gelijk aan de voorspelde gecontracteerde capaciteit. Tot slot worden de inkomsten van entrypunten toegewezen aan systeemintern- en systeemoverschrijdend netgebruik in dezelfde verhouding als de voorspelde gecontracteerde entrycapaciteit.
54. Op grond van het voorgaande heeft de ACM de waarde van de parameters bepaald en de kostentoe wijzingsbeoordeling uitgevoerd. De ACM heeft deze berekening zowel uitgevoerd met de parameters uit de voorgaande tarieencode als met de gewijzigde parameters uit dit besluit.
55. De ACM heeft deze berekeningen gepubliceerd op haar website.¹² Uit de berekening volgt een index van 6.0% voor de nieuwe parameters. Dit percentage is lager dan 10%, wat betekent dat er geen grote mate is van kruissubsidiëring tussen systeemintern en systeemoverschrijdend netgebruik. Onderstaande tabel toont de relevante parameters.

Tabel met relevante parameters voor berekening kostentoe wijzingsbeoordeling op basis van kortingspercentages in de periode 2020–2024

Voorspelde gecontracteerde capaciteit systeem-intern	258.000.000	kWh/uur/jaar
Voorspelde gecontracteerde capaciteit systeem-overschrijdend	192.000.000	kWh/uur/jaar
Inkomsten systeem-intern	373.595.481	EUR, pp 2024
Inkomsten systeem- overschrijdend	476.371.213	EUR, pp 2024
Ratio systeem-intern	1,85	#

¹² Verlenging consultatie NC-TAR | ACM.nl

Ratio systeem- overschrijdend	1,95	#
Index	5,2	%

Tabel met relevante parameters voor berekening kostentoe wijzigingsbeoordeling op basis van kortingspercentages in dit besluit

Voorspelde gecontracteerde capaciteit systeem-intern	258.000.000	kWh/uur/jaar
Voorspelde gecontracteerde capaciteit systeem-overschrijdend	192.000.000	kWh/uur/jaar
Inkomsten systeem-intern	375.195.826	EUR, pp 2024
Inkomsten systeem- overschrijdend	474.770.868	EUR, pp 2024
Ratio systeem-intern	1,84	#
Ratio systeem- overschrijdend	1,95	#
Index	6,0	%

4.4 Informatie bedoeld in artikel 30(1)(b)(i),(iv),(v) van NC-TAR

30(1)(b)(i) – Toegestane inkomsten

Toegestane inkomsten 2024	849.966.694	EUR, pp 2024
---------------------------	-------------	--------------

30(1)(b)(iv) – Inkomsten uit transmissiediensten

Inkomsten uit transmissiediensten 2024	849.966.694	EUR, pp 2024
--	-------------	--------------

30(1)(b)(v)(1) – Capaciteit-commodityverdeling

Inkomsten uit op capaciteit gebaseerde transmissietarieven	100	%
Inkomsten uit op commodity gebaseerde transmissietarieven	0	%

30(1)(b)(v)(2) – Entry-exitverdeling vóór aanpassingen

Inkomsten uit op capaciteit gebaseerde transmissietarieven op alle entrypuncten	40,0	%
Inkomsten uit op capaciteit gebaseerde transmissietarieven op alle exitpunten	60,0	%

30(1)(b)(v)(2) – Entry-exitverdeling na aanpassingen

Inkomsten uit op capaciteit gebaseerde transmissietarieven op alle entrypuncten	32,6	%
Inkomsten uit op capaciteit gebaseerde transmissietarieven op alle exitpunten	67,4	%

30(1)(b)(v)(3) – Systeemintern/systeemoverschrijdend-verdeling na aanpassingen

Inkomsten uit systeemintern netgebruik	55,9	%
Inkomsten uit systeemoverschrijdend netgebruik	44,1	%

4.5 Tariefmodel

56. De ACM heeft op haar website (www.acm.nl) het Excelbestand "Bijlage 2 Tariefmodel" gepubliceerd, vergezeld van uitleg over de wijze waarop het moet worden gebruikt, dat netgebruikers in staat stelt de voor de geldende tariefperiode toepasselijke tarieven te berekenen en de mogelijke ontwikkelingen na die tariefperiode te ramen.

4.6 Berekening seizoensfactoren

57. De ACM heeft op haar website (www.acm.nl) het Excelbestand "Bijlage 3 Berekening seizoensfactoren" gepubliceerd met daarin de berekening van de seizoensfactoren.

4.7 Indicatieve referentieprijzen

Categorie	Tarief	Eenheid
Referentieprijns entry niet gasopslag niet LNG	2,382	EUR/kWh/uur/jaar, pp jaar
Referentieprijns exit niet gasopslag	2,328	EUR/kWh/uur/jaar, pp jaar
Referentieprijns entry gasopslag	0,596	EUR/kWh/uur/jaar, pp jaar
Referentieprijns exit gasopslag	0,582	EUR/kWh/uur/jaar, pp jaar
Referentieprijns entry LNG	1,906	EUR/kWh/uur/jaar, pp jaar

5. Reactie op ontvangen zienswijzen

Inleiding en leeswijzer

58. In dit deel van de toelichting reageert de ACM op de ontvangen zienswijzen.
59. De ACM wijst erop dat zij op basis van artikel 3:15, tweede lid, Awb een ieder in de gelegenheid heeft gesteld hun zienswijzen op het ontwerp kenbaar te maken. De ACM zal per indiener op de zienswijzen reageren.

5.1 SEFE Marketing & Trading Limited (SM&T)

Samenvatting:

60. SEFE Marketing & Trading Limited (hierna: SM&T) ondersteunt het feit dat de ACM ervoor heeft gekozen om de korting voor gasopslagen te verhogen. Ook steunt SM&T de keuze om geen korting vast te stellen in geval een gasopslagfaciliteit met meerdere transmissie- of distributienetten is verbonden en deze concurreert met een interconnectiepunt. SM&T is van mening dat het voorgaande in lijn is met hoe andere lidstaten (zoals Duitsland en Frankrijk) de korting voor gasopslagen hebben geïmplementeerd.
61. SM&T stelt echter dat erkende programmaverantwoordelijken (hierna: PV'ers) die gebruik maken van de opslagfaciliteiten om vanuit Nederland gas te injecteren en naar Nederland gas te onttrekken, dat wil zeggen zonder gebruik te maken van het grensoverschrijdende element, nog steeds standaard toegang zouden moeten hebben tot de gasopslagkorting. Volgens SM&T hebben erkende PV'ers op grensoverschrijdende gasopslaglocaties al capaciteit geboekt voor 2025. Indien zij geen toegang hebben tot de korting voor gasopslagen wanneer zij de Nederlandse markt rechtstreeks willen bedienen (en geen gebruik willen maken van grensoverschrijdende gasstromen), zou dit een negatief effect kunnen hebben op de leveringszekerheid in Nederland. Daarom wil SM&T dat injectie van en onttrekking op de Nederlandse gasmarkt standaard een gasopslagkorting met zich meebrengt, en niet onderworpen is aan aanvullende meldingsverplichtingen over op welke markt het gas wordt geïnjecteerd en onttrokken.
62. SM&T is daarnaast van mening dat toepassing van een korting op de entrytarieven voor LNG-terminals, waarbij de capaciteit reeds is gecontracteerd, een zeer beperkte invloed zal hebben op het aantrekken van LNG naar Nederland. Volgens SM&T is het grootste deel van de capaciteit bij GATE en EET al gecontracteerd voor 2025/2026 (ongeveer 80%). Daarom zal het entrytarief voor LNG-terminals worden gezien als verzonken kosten en hierdoor weinig tot geen impact hebben op de bestemming van de ladingen LNG. SM&T stelt dat het veel waarschijnlijker is dat andere factoren, zoals groothandelstarieven, transportkosten en transportafstand, bepalen of een lading LNG wordt gelost op één van de LNG-terminals in Nederland.
63. SM&T geeft verder in haar zienswijze aan dat een korting op de entrytarieven voor LNG-invoeding levering uit andere bronnen ontmoedigt, doordat hun tarieven stijgen om de LNG-korting op deze bestaande capaciteit op te vangen. Gezien het belang van leveringen vanuit grensoverschrijdende punten, zoals Noorwegen, België en het Verenigd Koninkrijk, vraagt SM&T zich af of een korting op de reeds gecontracteerde capaciteit op LNG-punten voor 2025 en 2026 passend is.
64. SM&T vindt tot slot, dat voor de procedure om te bepalen of een LNG-korting van toepassing is, historische gegevens geen geschikte indicatie zijn voor toekomstige leveringen. Het historische niveau van het LNG-aanbod en de gemiddelde groothandelsprijs voor gas, in een periode die minimaal twaalf maanden geleden is, geven volgens SM&T geen nauwkeurige prognose voor de komende periode. Daarom pleit SM&T ervoor om toekomstgerichte prognoses te gebruiken om te bepalen of een eventuele korting op de LNG-entrytarieven passend is.

Reactie:

65. De ACM kan de reactie van SM&T volgen en heeft deze meegenomen in de uitwerking van de korting op gasopslagen die ook gebruikt kunnen worden als interconnectiepunt. In het voorgestelde systeem krijgen gebruikers in beginsel korting op hun tarieven. Enkel als uit de administratie van de opslagsysteembeheerder blijkt dat (een deel van) het gas oorspronkelijk uit een ander marktgebied komt wordt voor dat gas een naheffing geheven voor de resterende 75% van de tarieven. De ACM gaat ervanuit dat ze hiermee tegemoet is gekomen aan de zienswijze van SM&T.
66. Ten aanzien van de LNG-korting overweegt de ACM het volgende. Artikel 9, tweede lid, van NC-TAR, schrijft voor:
“Op entrypuncten van LNG-faciliteiten, en entrypuncten van en exitpuncten naar infrastructuur die is ontwikkeld met het doel een einde te maken aan het isolement van lidstaten op het gebied van hun gastransmissiesystemen, mag een korting worden toegepast op de respectieve op capaciteit gebaseerde transmissietarieven teneinde de voorzieningszekerheid te verhogen.”
Volgens de ACM biedt dit artikel ruimte om een korting toe te passen op de referentieprijzen die van toepassing zijn op entrypuncten van LNG-terminals. De ACM kan een korting toepassen met als doel de voorzieningszekerheid te verhogen. Het argument van SM&T dat het toepassen van een korting een beperkte invloed zal hebben op het aantrekken van LNG naar Nederland kan de ACM tot op zekere hoogte volgen. Bij het vaststellen van de korting voor LNG-entrypuncten heeft de ACM dit punt, in samenspraak met marktpartijen, meegewogen in haar beoordeling. De kans dat een LNG-korting op het moment van prangende tekorten significante impact zal hebben op het aantrekken van LNG naar Nederland acht de ACM klein, aangezien dit vooral afhankelijk zal zijn van de commodityprijzen die op dat moment tot stand komen op TTF. Onder normale marktomstandigheden kan een LNG-korting echter een positief effect hebben op de voorzieningszekerheid. Een combinatie van een gasopslagkorting, in dit geval van 75%, en een LNG-korting kan het invoeden en opslaan van LNG in Nederland aantrekkelijker maken voor marktdeelnemers. Dit kan resulteren in een verhoging van de voorzieningszekerheid. Daarnaast worden nationaal regulerende instanties door de Europese Commissie gestimuleerd om belemmeringen voor het verhogen van de leveringszekerheid te verminderen. Naar het oordeel van de ACM wordt met een LNG-korting hieraan tegemoet gekomen.
67. Ten aanzien van het gebruik van historische gegevens voor het vaststellen van de LNG-korting voor de jaren 2027, 2028 en 2029 merkt de ACM het volgende op. Op basis van artikel 28, tweede lid, van NC-TAR heeft de ACM de verplichting om jaarlijks de korting voor entrypuncten van LNG-faciliteiten te consulteren en hierover een met redenen omkleed besluit te nemen. Voor het jaar 2026 spant de ACM zich in om de hoogte van de LNG-korting niet te wijzigen. Voor de jaren 2027, 2028 en 2029 zal de ACM aan de hand van de procedure uiteengezet in randnummer 29 bepalen of de korting voor entrypuncten van LNG-faciliteiten op nul of twintig procent wordt vastgesteld. De ACM heeft, in samenspraak met marktpartijen, besloten om daarbij gebruik te maken van historische gegevens in plaats van toekomstgerichte prognoses. Aan beide benaderingen zitten voor- en nadelen. Zo kunnen historische gegevens niet in alle gevallen een juiste indicatie geven voor de toekomst. Ook toekomstgerichte prognoses kunnen afwijken van de realisaties. Uiteindelijk heeft de ACM ervoor gekozen om gebruik te maken van historische gegevens, omdat deze gegevens objectief vastgesteld kunnen worden. Een toekomstgerichte prognose is meestal gebaseerd op (overwogen) aannames. Welke aannames en methoden worden gebruikt voor het opstellen van deze prognoses is een afweging die dan gemaakt moet worden. Hieraan kleeft het risico dat gebruik wordt gemaakt van subjectieve inschattingen. Om marktpartijen zoveel mogelijk duidelijkheid en voorspelbaarheid te geven, heeft de ACM ervoor gekozen om de gemiddelde neutrale gasprijs en het percentage ingevoed LNG ten opzichte van de totale hoeveelheid gas vast te stellen op basis van historische gegevens.

5.2 ENI S.p.A.

Samenvatting:

68. ENI S.p.A. (hierna: ENI) is het niet eens met een onvoorwaardelijke verhoging van de gasopslagkorting, omdat deze korting afhankelijk moet zijn van een kwantitatieve beoordeling die de voordelen voor de markt aantonen.
69. Tevens is ENI het niet eens met de keuze van de ACM om een LNG-korting vast te stellen. Volgens ENI is een LNG-korting discriminerend ten opzichte van de invoer van gas uit productieveld en pijpleidingen die ook bijdragen aan het veiligstellen van de gasleveringszekerheid.

Reactie

70. Ten aanzien van de opmerkingen van ENI over de gasopslagkorting het volgende. Op grond van artikel 13 derde lid van de Gasverordening zit er een bovengrens van 100% op de gasopslagkorting. NC-TAR schrijft in artikel 9, eerste lid, voor dat een korting van ten minste 50% moet worden vastgesteld. Deze ondergrens is – in het belang van kostenreflectiviteit – ingesteld om het dubbel aanrekenen van kosten voor transmissie naar en van opslaginstallaties te voorkomen

en daarmee wordt de algemene bijdrage aan de systeemflexibiliteit en de voorzieningszekerheid van de gasinfrastructuur van gasopslagen erkend. Behoudens dat rekening gehouden moet worden met een opslagfaciliteit die met meer dan één transmissie- of distributienet is verbonden en wordt gebruikt om te concurreren met een interconnectiepunt, zijn er verder geen vereisten gesteld voor het vaststellen van een gasopslagkorting. Derhalve is een gasopslagkorting berekenen op basis van een kwantitatieve beoordeling, waar ENI voor pleit, geen vereiste vanuit (Europese) wet- en regelgeving. De gasopslagkorting wordt door de ACM vastgesteld op basis van een belangenafweging, waarbij kostenreflectiviteit en voorzieningszekerheid in het bijzonder worden meegewogen.

71. Naar het oordeel van de ACM leveren gasopslagen een belangrijke bijdrage aan de voorzieningszekerheid en systeemflexibiliteit. In bepaalde situaties met een grotere vraag of een laag aanbod, bijvoorbeeld tijdens koude periodes of tijdens de wintermaanden, kunnen gasopslagen de beperkingen in de gasvoorziening compenseren. De gasreserves die in de opslagfaciliteit zijn opgeslagen, kunnen aan het systeem ter beschikking worden gesteld wanneer de vraag groot is en mogelijk niet op andere manieren kan worden vervuld.
72. De ACM heeft in overeenstemming met marktpartijen een gasopslagkorting van 75% vastgesteld. Volgens de ACM houdt een korting van 75% rekening met het principe van kostenreflectiviteit en weerspiegelt deze korting tegelijkertijd op adequate wijze de algemene bijdrage van gasopslagen aan de voorzieningszekerheid en systeemflexibiliteit. Ook wordt met een korting van 75% de aantrekkelijkheid van het gebruik van opslagfaciliteiten verder vergroot, wat de voorzieningszekerheid ondersteunt. De ACM ziet in de zienswijze van ENI geen aanleiding om te besluiten tot een andere gasopslagkorting.
73. Wat betreft de zienswijze van ENI dat een LNG-korting discriminerend is ten opzichte van de invoer van gas uit productie- en pijpleidingen, het volgende. De ACM kan het argument van ENI niet volgen. ENI veronderstelt ten onrechte dat iedere LNG-korting zou leiden tot discriminatie van de invoer van gas uit productie- en pijpleidingen. Artikel 9, tweede lid, van NC-TAR biedt volgens de ACM een grondslag om een korting toe te passen op de referentieprijzen die van toepassing zijn op entrypuncten van LNG-terminals teneinde de voorzieningszekerheid te verhogen. Voor invoer van gas uit productie- en pijpleidingen is geen grondslag voor een korting opgenomen in NC-TAR. De Europese Commissie heeft daarmee een onderscheid tussen LNG-entrypuncten en entrypuncten voor (binnenlandse) productie- en pijpleidingen vastgesteld.
74. Naar het oordeel van de ACM draagt zowel de aanvoer van LNG als invoer van gas via (binnenlandse) productie- en pijpleidingen bij aan borging van de leveringszekerheid in Nederland. De ACM is het met ENI eens dat met het oog op het nationale verbruik en de aanzienlijke doorvoer van gas in Nederland ervoor moet worden gezorgd dat invoer van gas via productie- en pijpleidingen uit andere gasbronnen dan LNG niet onevenredig worden belast door de verleende LNG-korting. Toch is de ACM van oordeel dat een LNG-korting van 20% voor de jaren 2025 en 2026, en mogelijk ook voor de jaren 2027, 2028 en 2029, evenredig is. Dit licht de ACM hieronder nader toe.
75. Naar het oordeel van de ACM is er een verschil in flexibiliteit wat betreft het voldoen aan de gasvraag. Partijen die betrokken zijn bij het transport van LNG zijn niet gebonden aan een vaste route om aardgas van A naar B te brengen. LNG-tankers kunnen zelfs op zeer korte termijn van haven wisselen. Anders dan bij traditionele productieleidingsystemen bestaat daarom het risico dat er fysiek geen of weinig LNG naar een terminal in Nederland wordt gebracht. Als gas invoeden ergens anders op de wereld de markt aantrekkelijker is, dan zal de LNG daarheen worden gebracht.¹³
76. Met betrekking tot de invoer van gas via pijpleidingen is de flexibiliteit een fractie hoger dan bij invoer van gas via productieleidingen. Het gas kan immers bijvoorbeeld vanuit Noorwegen via Duitsland verder worden doorgevoerd naar de rest van Europa in plaats van via Nederland. Toch acht de ACM de flexibiliteit in reageren op de vraag naar gas bij LNG beduidend hoger.
77. De ACM merkt verder in deze context op dat over het algemeen de aanleg en het gebruik van LNG-infrastructuur gepaard gaan met hogere kosten, die voortvloeien uit onder andere kosten voor conversie en transport per schip, dan invoer van gas uit bestaande productie- en pijpleidingen.
78. Gezien het voorgaande ziet de ACM bij een LNG-korting van 20% geen risico voor marktverstoring en is de ACM van oordeel dat er sprake blijft van een gelijk speelveld (level playing field) voor alle gasleveringsbronnen, zowel LNG als (binnenlandse) productie- en pijpleidingen. Van discriminatie is dus volgens de ACM geen sprake. De zienswijze van ENI heeft niet geleid tot een aanpassing van het codewijzigingsbesluit ten opzichte van het ontwerpbesluit.

¹³ Dit is niet alleen een theoretisch risico. Ondanks dat de prijzen in de tweede helft van 2021 verviervoudigden ten opzichte van 2019, waren de LNG-terminals in Noordwest-Europa gemiddeld slechts voor de helft fysiek bezet. Dat betekent dat er over een periode van enkele maanden, ondanks dat de prijzen vier keer zo hoog waren als in 2019, LNG niet aan Europa maar aan andere regio's in de wereld werd geleverd.

5.3 The European Federation of Energy Traders (EFET)

Samenvatting:

79. The European Federation of Energy Traders (hierna: EFET) stelt dat als de ACM een korting op gasopslagen vaststelt, deze korting moet worden toegepast op alle volumes die binnen het TTF marktgebied blijven, ook als de opslaginstallatie ook grensoverschrijdend transport mogelijk maakt. Een *level playing field* tussen alle gasopslagen kan volgens EFET worden bereikt door gas dat het marktgebied niet verlaat wel een korting te geven.

Reactie:

80. De ACM kan de reactie van EFET volgen en heeft deze meegenomen in de uitwerking van de korting op gasopslagen die ook gebruikt kunnen worden als interconnectiepunt. In het voorgestelde systeem krijgen gebruikers in beginsel korting op hun tarieven. Enkel als uit de administratie van de opslagsysteembeheerder blijkt dat (een deel van) het gas oorspronkelijk uit een ander marktgebied komt, wordt voor dat gas een naheffing geheven voor de resterende 75% van de tarieven. De ACM gaat ervanuit dat ze hiermee tegemoet is gekomen aan de zienswijze van EFET.

5.4 Opinie van Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)

Samenvatting:

81. Artikel 27, eerste lid, van NC-TAR verplicht de ACM om bij de opening van de raadpleging het raadplegingsdocument toe te sturen aan ACER. Conform artikel 27 van NC-TAR heeft ACER het raadplegingsdocument¹⁴ van de ACM geanalyseerd en heeft zij de conclusie van deze analyse toegezonden aan de ACM. Naast het toezenden van het ontwerpbesluit en bijbehorende bijlages is de ACM ook in gesprek getreden met ACER en heeft de ACM schriftelijk vragen van ACER beantwoord.
82. In haar conclusie geeft ACER vier adviezen. Deze behandelt de ACM puntsgewijs.
83. Ten eerste, hoewel ACER constateert dat de postzegel-methode een gevestigde en transparante methode is, stelt ACER dat zij op basis van de beschikbare informatie de analyse van deze methode niet volledig kan volgen. Daarbij mist ACER de volgende punten:
- Een up-to-date vergelijking tussen de postzegel methode en een geactualiseerde capaciteitsgewogenafstandmethode (CGA-methode).
 - Een toelichting van hoe het netwerk structureel is veranderd.
 - Een schatting van de voorspelde gecontracteerde capaciteit in ieder geval tot en met 2025. Deze raming dient uitgesplitst te zijn voor interconnectiepunten, opslag, LNG-entrypunten en binnenlandse entry- en exitpunten.
 - Een beschrijving van de indicatieve referentieprijzen op elk entry- en exitpunt.
 - Een vergelijking van de kostentoe wijzingsbeoordeling met en zonder de toegepaste kortingen.
 - Een vergelijking van de tarieven tussen de huidige periode en de komende periode.
84. Ten tweede vraagt ACER een nadere toelichting voor de voorgestelde korting op LNG-punten. Daarbij vraagt ACER hoe deze korting de leveringszekerheid vergroot, hoe de ACM reflecteert op de huidige hoge gebruiksgraad van de terminals en het feit dat er lange termijn capaciteit geboekt is op de terminals, in hoeverre de korting samengaat met onderhandelde derdentoe-gang en of deze korting niet kan worden misbruikt door de terminals.
85. Ten derde herhaalt ACER dat zij van mening is dat de piekleveringstaak onder NC-TAR zou moeten vallen.
86. Tot slot stelt ACER dat zij van mening is dat met het wegvallen van het entrypunt Julianadorp de kostenreflectiviteit niet wordt gegarandeerd, waarbij ACER in het bijzonder verwijst naar artikel 13 van de Gasverordening met betrekking tot het voorkomen van kruissubsidiëring en marktverstoringen. Volgens ACER voldoet de voorgestelde postzegelmethode enkel aan de vereisten van artikel 7 van NC-TAR indien de ACM een oplossing voor dit probleem introduceert.

Reactie

87. Wat betreft de keuze voor een postzegeltarief verwijst de ACM naar randnummer 42 e.v. van het NC-TAR besluit van 10 december 2018¹⁵, waarin de keuze voor een postzegeltarief voor het eerst gemaakt is. Kortgezegd heeft de ACM bij haar keuze voor het postzegelmodel toentertijd het toetsingskader van artikel 7 NC-TAR betrokken. De ACM concludeerde op basis daarvan dat de

¹⁴ Ontwerpbesluit en bijbehorende bijlages.

¹⁵ Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 10 december 2018, kenmerk ACM/UIT/503577 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikelen 12a en 12b van de Gaswet betreffende de uitvoering van de Verordening (EU) 2017/460 van de Commissie van 16 maart 2017 tot vaststelling van een netcode betreffende geharmoniseerde transmissietariefstructuren voor gas.

- eisen in feite neerkomen op de eisen van kostenreflectiviteit, voorspelbaarheid en reproduceerbaarheid. Naar het oordeel van de ACM voldoet een postzegelmethode aan elk van deze eisen.
88. Zowel een postzegelmethode als de CGA-methode kan in theorie voldoen aan deze eisen. Echter, een CGA-methode heeft verschillende nadelen. Er moeten veel meer inputparameters worden gebruikt, waarvan sommige vertrouwelijk. Dit maakt deze methode minder voorspelbaar en reproduceerbaar. Daarnaast is de ACM ook van mening dat het lastig uitvoerbaar is om op een complex en fijnmazig gasnetwerk als dat van GTS te bepalen via welke routes het gas door het netwerk stroomt om op een specifiek entry- of exitpunt te arriveren. De grote hoeveelheid entry- en exitpunten, gecombineerd met het feit dat gas vaak via verschillende routes dezelfde bestemming kan bereiken maakt dat een CGA-methode een aanzienlijke hoeveelheid data en onzekere aannames zou vereisen. Dit pleit ook voor een methode waarin afstand geen rol speelt.
89. De ACM heeft de keuze voor een postzegelmethode op de eerste consultatiesessie aan marktpartijen voorgelegd, waarbij er overeenstemming was dat de eerder genoemde argumenten voor een postzegelmethode nog steeds gelden, en dat er geen reden is om af te wijken van de keuze voor een postzegelmethode. De ACM heeft toen de keuze gemaakt om niet een volledig nieuwe CGA-methode te ontwerpen als *counterfactual*.
90. Om toch nog zoveel mogelijk te voldoen aan de informatieverplichtingen uit NC-TAR heeft de ACM wel een vergelijking met de tarieven in 2018 gepubliceerd. Deze vergelijking heeft forse beperkingen, primair omdat het netwerk en het gebruik van het netwerk sinds 2018 significant gewijzigd zijn. De grootste veranderingen zijn een sterke afbouw van de gasproductie in Nederland, een daling van de vraag naar aardgas in Nederland en een sterke toename van de rol van LNG in het systeem. In 2018 kwam er veel gas uit Groningen, en waren de transit-stromen primair van oost naar west. Vanuit Duitsland kwam gas met een Russische origine het land binnen, dat werd primair via België naar het zuidwesten getransporteerd. Sinds de Russische inval van Oekraïne en de daaropvolgende sancties zijn de gasstromen veranderd. Er is meer LNG naar Nederland gekomen (in Rotterdam en in de nieuwe LNG-terminal in Eemshaven). De import vindt vooral plaats uit België en het VK, terwijl de export nu primair richting Duitsland gaat. Deze veranderende gasstromen maken de CGA-methode uit 2018 inderdaad imperfect. De ACM erkent de beperkingen van deze analyse, maar is van mening dat de argumenten in randnummers 88 tot en met 90 alsnog voldoende reden zijn om voor een postzegelmethode te kiezen. De instandhouding van de postzegelmethode is ook een onderdeel van de overeenkomst die de ACM met marktpartijen gesloten heeft.
91. De ACM heeft de kostentoe wijzingsbeoordeling niet uitgebreid naar een hypothetische situatie zonder enige kortingen, omdat ze van mening is dat een methode zonder enige kortingen in strijd zou zijn met de Europese NC-TAR Verordening. Daarin is een opslag-korting van tenminste 50% immers een verplichting. Daarmee is de ACM van mening dat deze analyse geen doel dient. De analyse uitvoeren voor jaren waarin we nog geen informatie hebben voor de gecontracteerde capaciteit vindt de ACM ook niet noodzakelijk.
92. ACER mist ook een schatting van de toekomstige gecontracteerde capaciteit. Hierover benadrukt de ACM dat hierbij altijd significante onzekerheden zitten. Hetzelfde geldt voor de toekomstige tarieven. De ACM kan in grote lijnen op basis van publiek bekende informatie een geïnformeerde schatting doen, maar kan uiteraard geen zekerheid bieden over de toekomst.
93. Wat daar verder ook van zij, voor de komende jaren verwacht de ACM een daling van de gecontracteerde volumes. Voor 2025 verwacht de ACM (op basis van ramingen van GTS) een zeer significante daling van de volumes. Voor 2026 verwacht de ACM een lichtere daling. Voor de daaropvolgende jaren verwacht de ACM een verdere daling, maar deze is niet gekwantificeerd. Het aggregatieniveau van deze schatting is niet exact gelijk aan het verzoek van ACER, omdat de ACM deze gegevens niet tot haar beschikking heeft. Deze schatting bevat wel alle parameters die noodzakelijk zijn om de tarieven voor de komende jaren te schatten.

Voorspelde gecontracteerde capaciteit in miljoen kWh/uur/jaar volgens GTS

Categorie	2024	2025	2026
Entry opslag	74	48	48
Entry LNG	103	32	33
Entry overig		59	56
Exit opslag	38	28	28
Exit overig	235	208	195

94. Een voorspelling van de toegestane inkomsten is nog lastiger. Voor 2025 verwacht de ACM grofweg 1.067 miljoen euro aan toegestane inkomsten inclusief correcties. De correcties voor 2026 zijn nog niet bekend, maar met een x-factor van 3,18% en een geschatte inflatie van 1,7% verwacht de ACM toegestane inkomsten exclusief correcties van 1.042 miljoen euro. Voor de



daaropvolgende jaren zal een nieuw methodebesluit gelden dat nog moet worden vastgesteld. De ACM kan daar niet op vooruitlopen en om die reden geen inschatting maken van de verwachte toegestane inkomsten.

95. Indien gewenst kunnen partijen de hierboven genoemde waardes invullen in het vereenvoudigde tariefmodel dat de ACM heeft gepubliceerd, waaruit dus ook de tarieven voor die periode zullen volgen. In dit tariefmodel kunnen de partijen ook een vergelijking maken met de vorige NC TAR periode.
96. De indicatieve referentieprijzen heeft de ACM in dit besluit toegevoegd onder paragraaf 4.7.
97. Wat betreft de rechtvaardiging van de LNG korting benadrukt de ACM dat zij de zorgen van ACER kan volgen. De impact van een korting op de leveringszekerheid is inherent onzeker. Leveringszekerheid is afhankelijk van veel verschillende factoren, waar het entry-tarief er slechts één van is. Tijdens de consultatiesessie zijn er door marktpartijen zowel plausibele argumenten vóór een korting als tégen een korting opgebracht.
98. Het belang van vloeibaar gas (LNG) voor de leveringszekerheid in Nederland staat niet ter discussie. Zeker sinds de inval door Rusland in Oekraïne en de daaropvolgende energiecrisis kan Nederland niet voldoen aan de gasvraag zonder LNG-import. De aanwezigheid van LNG, en zekerheid over LNG, verhogen dus evident de leveringszekerheid van Nederland. De vraag is echter of een korting ook de leveringszekerheid vergroot.
99. Om die vraag te beantwoorden is het noodzakelijk om te weten of een korting het gedrag van LNG-shippers zal beïnvloeden. In tijden van urgente crisis met extreme prijzen zal een korting vermoedelijk weinig verschil maken. Echter, in tijden van stabielere prijzen kan een korting op de marge wel een rol spelen in de keuzes van shippers om LNG wel of niet naar Nederland te brengen. De ACM verwacht dat partijen hiermee een prikkel hebben om meer lange termijn contracten af te sluiten op de Nederlandse markt, en dat ze geprikkeld worden om in de vulperiode meer gas aan Nederland te leveren.
100. De ACM kan niet met zekerheid stellen dat een korting een materiële impact zal hebben op de hoeveelheid LNG die in Nederland geleverd zal worden. Het is echter wel aannemelijk dat een korting een positief effect kan hebben. Dit dilemma is uitgebreid besproken tijdens de verschillende consultatiesessies met de diverse marktpartijen. Uiteindelijk is hier overeenstemming over bereikt tussen alle partijen: een beperkte, voorwaardelijke korting. Zolang de gasprijzen en het belang van LNG beiden hoog zijn, voert de ACM voor de zekerheid een beperkte korting in.
101. Wat betreft de huidige hoge benuttingsgraad van de LNG-terminals wijst de ACM er op dat de benuttingsgraad van de LNG-terminals sinds enkele maanden fors onder de 100% ligt. Hoewel partijen wel lange termijn contracten met de terminal hebben afgesloten zijn ze niet verplicht om die contracten ook te gebruiken. Ondertussen stelt GTS ook dat de leveringszekerheid in Nederland niet gegarandeerd kan worden. Het belang van voldoende LNG ontvangen is dus onverminderd hoog. De ACM kan niet garanderen dat een, tijdelijke en voorwaardelijke, korting hier een positieve bijdrage aan zal leveren, maar acht dit wel plausibel.
102. De terminals in Nederland zijn vrijgesteld van gereguleerde derdentoeegang.¹⁶ Dat betekent dat ze zelf hun tarieven vast mogen stellen. Of en hoe ze hierbij rekening houden met de LNG-korting is in principe aan de LNG-systeembeheerders. Hierbij moeten de LNG-systeembeheerders er rekening mee houden dat ze opereren in een internationale markt met verschillende concurrenten. Deze concurrentiedruk stimuleert deze systeembeheerders om onredelijke winsten te beperken.
103. Wat betreft de piekleveringstaak begrijpt de ACM het standpunt van ACER. Echter, de ACM is gebonden door Nederlandse wet- en regelgeving. De piektaak volgt uit het Besluit leveringszekerheid Gaswet. Hierin staat niet alleen hoe GTS deze taak moet invullen, maar ook hoe de kosten van deze taak verdeeld moeten worden onder specifieke gebruikersgroepen. Deze artikelen laten de ACM geen ruimte om deze kosten op te nemen in het NC-TAR besluit.
104. Wat betreft de kruissubsidie die plaatsvindt door het wegvallen van het entrypunt Julianadorp deelt de ACM de analyse van ACER. De ACM is het eens met ACER dat hier sprake is van kruissubsidiëring, en heeft dan ook in een overeenkomst met marktpartijen toegezegd dat zij voornemens is om een ITC op te leggen om deze situatie op te lossen. De ACM is voornemens om dit besluit nog in 2024 te nemen, zodat de tariefstructuur voor gas in lijn is met Europese wet- en regelgeving.

5.5 Opinie van de buurlanden

105. Artikel 28, eerste lid, van NC-TAR verplicht de ACM om de rechtstreeks verbonden lidstaten en relevante belanghebbenden te raadplegen over het niveau van de multiplicatoren, over het niveau van de seizoensfactoren en berekeningen zoals vastgelegd in artikel 15, en over het niveau van de kortingen zoals vastgesteld in artikel 9, tweede lid en artikel 16.

¹⁶ Ontheffingverlening aan GATE voor LNG-installatie: 13 november 2006, Ontheffingverlening aan EemsEnergy Terminal voor LNG-installatie: 30 juni 2022 & Besluit ontheffing op grond van artikel 18h Gaswet Gate Terminal B.V.: 31 mei 2023



-
106. De ACM heeft op 1 november 2023 de Duitse toezichthouder (BNetzA) en de Belgische toezichthouder (CREG) het ontwerpcodewijzigingsbesluit toegestuurd.
107. De ACM heeft geen reactie van de buitenlandse toezichthouders ontvangen. Kortom, de uitkomsten van deze raadpleging geven geen aanleiding tot (het overwegen van) gewijzigde besluitvorming.

6. Ondertekening

108. De ACM stelt dit besluit vast met inachtneming van de belangen, regels en eisen bedoeld in artikel 12f van de Gaswet.

's-Gravenhage, 11 april 2024

*Autoriteit Consument en Markt,
namens deze:
M.R. Leijten
bestuurslid*