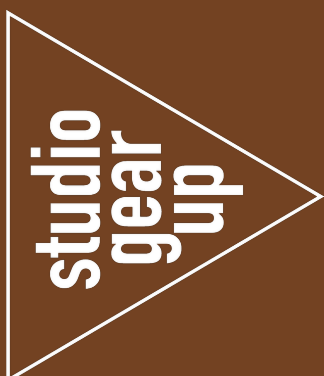


A-B-C-leveringen van hernieuwbare brandstoffen

Gevolgen van implementatie ETS2 op de
levering van hernieuwbare energiedragers
aan de Nederlandse vervoerssector



Juni 2025

A-B-C-leveringen van hernieuwbare brandstoffen

Gevolgen van implementatie ETS2 op de
levering van hernieuwbare energiedragers aan
de Nederlandse vervoerssector

Datum: Juni 2025
Auteurs: 
Voor: Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat

© studio Gear Up B.V., 2025

Adres: Cruquiusweg 111-A
1019 AG Amsterdam
Nederland
020-2117205
info@studiogearup.com
www.studiogearup.com

Inhoudsopgave

1	Introductie.....	4
1.1	Achtergrond	4
1.2	Complicatie in aantonen hernieuwbare brandstoffen in A-B-C-leveringen	5
1.3	Onderzoeksvraag	5
1.4	Deze studie	5
2	Oorsprong en werking van A-B-C-leveringen	7
2.1	Uitslaan van brandstoffen naar de Nederlandse markt	7
2.2	Oorsprong van A-B-C-leveringsconstructies	8
2.3	Variaties op A-B-C	9
2.4	Huren van opslag- en blendcapaciteit op een depot	10
2.5	Omvang van A-B-C-leveringen in Nederland	10
2.6	Complexiteit in het kader van de Jaarverplichting	10
2.7	Complexiteit in het kader van het ETS2	12
2.8	Markt en productie van HBE's buiten AGP's om	12
3	A-B-C-constructies veranderen onder het ETS2	14
3.1	Complexiteit bij introductie van het ETS2	14
3.2	Hogere ETS2-kosten dan nodig voor B en C leveranciers	14
3.3	Verdwijnen A-B-C-leveringsconstructies	15
4	Gevolgen van verschuivingen in de leveringsconstructies	16
4.1	Afname van marktwerking	16
4.2	Afname werking van HBE- of ERE-systematiek	17
4.3	Verdwijnen van inzicht in de kostenopbouw en optimalisatieopties	17
4.4	Minder informatie over hernieuwbare brandstoffen voor eindgebruikers	18
4.5	Gevolgen voor liquiditeit en debiteurenrisico	18
4.6	Toename logistieke bewegingen	19
4.7	Afnemen van (ver)huur van depotruimte	19
5	Conclusies.....	20
Bijlage A	Geconsulteerde organisaties	21

1 Introductie

1.1 Achtergrond

De Nederlandse overheid (Ministeries Infrastructuur en Waterstaat, Klimaat en Groene Groei en de Nederlandse Emissieautoriteit NEa) werkt aan de implementatie van klimaatbeleid voor transport.

Hierbij hebben en krijgen leveranciers van (vloeibare en gasvormige) brandstoffen aan de transportsector en andere sectoren¹ in Nederland verschillende verplichtingen in het kader van klimaatbeleid, zoals de Jaarverplichting² en het ETS2.³ In het kader van dit beleid moeten de leveranciers informatie overleggen over de hernieuwbare fractie in de uitgeslagen brandstoffen en over de duurzaamheid van hernieuwbare brandstoffen. Hiermee kunnen zij verhandelbare hernieuwbare brandstofeenheden verkrijgen, of een nul-emissie rapporteren. Zulke informatie reist met het product mee, door de leverketen vanaf de producenten tot aan de inboekers van de hernieuwbare brandstoffen.

In Nederland zijn er enkele grote leveranciers van brandstoffen aan de markt, en vele kleinere leveranciers, die vaak regionaal of lokaal werken. Deze kleinere leveranciers hebben soms geen geschikt eigen depot,⁴ en daarmee geen capaciteit om hernieuwbare brandstoffen te blenden. Zij betrekken hun brandstoffen in gemengde vorm van een grotere leverancier, vaak via zogenaamde A-B-C leveringen, waarbij alleen partij A de mogelijkheid heeft om hernieuwbare brandstoffen in fossiele stromen te mengen. Via één of meerdere tussenpartijen (B) komt de brandstof bij partij C die uitslaat naar de markt. A, B, en C hebben accijnsgoederenplaatsen (AGP's) en de handel tussen hen gebeurt onder schorsing van accijns. Volgens de NEa, afgeleid uit registraties in het NEa register gaat ongeveer de helft van de biobrandstofleveringen voor de sector "land" in Nederland via A-B-C-leveringsconstructies. Volgens de brandstofleveranciers zelf is de rol van A-B-C-constructies waarschijnlijk veel groter.⁵

De Nederlandse overheid heeft van verschillende marktpartijen begrepen dat ze zich zorgen maken over de mogelijke gevolgen van de invoering van het Europese emissiehandels-systeem ETS2. Zij menen dat dit mogelijk gevolgen zou kunnen hebben voor bepaalde leveringsconstructies binnen de markt voor vloeibare brandstoffen, waaronder met name de A-B-C-constructies.

¹ De verplichtingen waaraan in deze zin wordt gerefereerd, hebben in feite betrekking op verschillende sectoren. De Jaarverplichting is voor leveranciers van brandstoffen aan transport (wegverkeer, binnenvaart, zeevaart en luchtvaart). De Brandstoftransitieverplichting heeft een iets smallere scope (wegverkeer, binnenvaart en zeevaart). Het ETS2 stelt een verplichting aan leveranciers van brandstoffen aan wegverkeer, gebouwen en kleine industrie, en is in Nederland uitgebreid naar spoor, binnenvaart, recreatievaart, landbouwvoertuigen en stallen, en defensie, met uitzondering van militaire operaties. Ofwel, het ETS2 betreft in Nederland alle sectoren behalve visserij, militaire operaties en partijen die onder de ETS1 vallen. De scope is vastgelegd in de Voorjaarsnota 2024, alleen over glastuinbouw wordt later dit jaar nog een besluit genomen. In dit rapport beschouwen we de impact op leveringen aan wegverkeer en binnenvaart.

² De Jaarverplichting is een verplichting aan leveranciers van brandstoffen aan transport in Nederland, dat een (jaarlijks toenemend) deel van hun brandstofleveringen uit hernieuwbare brandstoffen bestaat. De Jaarverplichting is verankerd in de wet- en regelgeving Energie voor Vervoer en dit is de Nederlandse implementatie van de Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie, RED II. Met de implementatie van de "RED III" amendementen wordt de Jaarverplichting vervangen door een Brandstoftransitieverplichting. In dit rapport gebruiken we de term Jaarverplichting als containerbegrip voor beide verplichtingen. De geschetste situatie, problematiek en mogelijke effecten zijn zeer vergelijkbaar tussen beide verplichtingen.

³ Het ETS2 is een nieuw emissiehandelssysteem voor onder andere emissies uit vervoer. In het kader van het ETS2 moeten leveranciers van brandstoffen emissierechten aanschaffen voor de fossiele brandstoffen die zij leveren. Dit stimuleert (enigszins) het leveren van hernieuwbare brandstoffen, waarvoor geen emissies worden gerekend, en waarvoor men dus geen emissierechten moet aanschaffen.

⁴ Sommige kleine partijen hebben alleen een "papier AGP" en dus geen depot. Andere kleine partijen hebben alleen een dieseldepot en zijn voor benzine afhankelijk van derden, of kunnen geografisch gezien sommige van hun klanten efficiënter beleveren vanaf een niet-eigen depot.

⁵ Voor deze studie spraken wij met diverse brandstofleveranciers (zie Paragraaf 1.4 en Bijlage A). Tijdens de bijeenkomst met leden van branchevereniging NOVE beredeneerden de aanwezigen dat de rol van A-B-C-leveringen significant groter dan 50% is, maar konden dit niet verder kwantificeren.

1.2 Complicatie in aantonen hernieuwbare brandstoffen in A-B-C-leveringen

Rapportage in de ETS2-systematiek is gebaseerd op fysieke levering van brandstoffen. Leveranciers die brandstoffen niet rechtstreeks vanuit een eigen (of gehuurde) depot uitslaan, zoals het geval in A-B-C-leveringsconstructies, hebben onvoldoende informatie en bewijslast om een levering van hernieuwbare brandstof aan te tonen in dit systeem. Dit zou betekenen dat het brandstofvolume als 100% fossiel wordt aangemerkt, dat er dus geen nul-emissies gerapporteerd kunnen worden voor de hernieuwbare fractie in het uitgeslagen volume, en dat men dus voor het gehele volume emissierechten moet aanschaffen.

Ook de partij (A) die dit volume onder schorsing van accijns heeft verkocht aan de partij die uiteindelijk uitslaat tot verbruik (B of C), kan dit volume hernieuwbare brandstof niet als zodanig rapporteren onder het ETS2. Die partij A is namelijk niet de partij die uitslaat tot verbruik en heeft daarmee ook geen ETS2-verplichting over dit volume, en hoeft daarom geen emissierechten te kopen voor de fossiele brandstoffen in het geleverde volume.

Het gevolg hiervan is dat er mogelijk door geen enkele partij een nul-emissie onder ETS2 gerapporteerd kan worden terwijl er wel een emissiereductieprestatie is geleverd in de vorm van een levering van hernieuwbare brandstoffen.

Vermoedelijk zullen, als gevolg van deze situatie, de partijen die eigenaar zijn van een fysieke AGP graag zo veel mogelijk hernieuwbare brandstoffen vanuit hun eigen AGP willen uitslaan, omdat ze voor die leveringen een nul-emissie kunnen rapporteren, waarvoor geen emissierechten voor hoeven worden aangeschaft in het kader van ETS2.

Daardoor ontstaat er mogelijk een kostenvoordeel voor de leveranciers met depots en blendmogelijkheden, omdat zij bij rechtstreekse uitslag van hernieuwbare brandstoffen wel ETS2-kosten uitsparen, terwijl B of C partijen die hernieuwbare brandstof ophalen bij A en deze zelf uitslaan naar de markt alsnog emissierechten zouden moeten kopen.

1.3 Onderzoeksvraag

De overheid wil graag beter begrijpen wat de impact is van de invoering van ETS2 op leveringsconstructies met één of meerdere tussenhandelaren, zoals de A-B-C-leveringen en mogelijke variaties daarvan.

Daarvoor is het van belang om enerzijds inzichtelijk te maken hoe de A-B-C-leveringen werken en wat voor rol deze leveringsconstructies spelen in de brandstof distributie in Nederland.

Anderzijds is het van belang om te begrijpen of de invoering van de ETS2-partijen zal doen besluiten om op een andere manier te gaan leveren, zoals bijvoorbeeld door directe uitslag tot verbruik door de depothouder, waarna de B en C partijen dan mogelijk alleen nog "inclusief accijns" handelen.

De overheid wil vervolgens graag begrijpen wat de mogelijke effecten zouden kunnen zijn voor logistiek en kosten, voor marktwerking en concurrentiekracht, voor de administratieve lasten van de informatiedeling voor bedrijven, en voor de efficiëntie van andere beleidsinstrumenten zoals de Jaarverplichting.

1.4 Deze studie

De opdrachtgever vraagt om een beknopt rapport op basis van een kort onderzoek naar de impact van de invoering van het ETS2 op A-B-C-leveringsconstructies van transportbrandstoffen. Ook vraagt de opdrachtgever om geen expliciete aanbevelingen of adviezen te geven over oplossingsrichtingen voor de geschetste mogelijke gevolgen.

Het doel en de functie van dit rapport is daarom beperkt tot het documenteren van de praktijk van A-B-C-brandstofleveringen en een verkenning van mogelijke gevolgen van de implementatie van ETS2 op deze leveringen en op het functioneren van de markt.

Aangezien er geen of nagenoeg geen openbare literatuur beschikbaar is over de leveringsconstructies binnen de brandstoffensector, is de analyse in dit onderzoek grotendeels gebaseerd op informatie die is verkregen uit interviews met negen relevante marktpartijen, uit een werksessie met meerdere leden van de brancheorganisatie NOVE (zie Bijlage A), en uit een overleg met NEa. Bij de werksessie en interviews lag de nadruk op het verzamelen van informatie over praktijkervaringen, ideeën en zorgen van zowel grote brandstofleveranciers met blendmogelijkheden als kleinere marktpartijen zonder deze mogelijkheid.

Omdat het rapport vooral is gebaseerd op inzichten van verschillende marktpartijen, presenteren we op sommige aspecten verschillende inzichten, die we naast elkaar laten bestaan, omdat we die binnen het bestek van dit onderzoek niet volledig kunnen beoordelen.

Bij dit onderzoek is dus geen modelering of scenario-analyse uitgevoerd voor het beoordelen van de mogelijke effecten.

We brengen eerst in Hoofdstuk 2 in kaart hoe A-B-C-leveringen in de praktijk werken, en hoe men in dit kader voldoet aan de Jaarverplichting. We onderzoeken wat de directe gevolgen van de invoering van het ETS2 zijn voor deze leveringsconstructies. We beschrijven in Hoofdstuk 3 dat we verwachten dat een groot deel van de brandstofhandel gaandeweg verschuift van exclusief-accijns naar inclusief-accijns.

Dit heeft, op zijn beurt, mogelijk gevolgen voor liquiditeit, prijstransparantie, kosten en marktwerking, en als gevolg daarvan weer voor logistiek. Deze trein van mogelijke gevolgen analyseren we in Hoofdstuk 4.

2 Oorsprong en werking van A-B-C-leveringen

Voordat we kunnen analyseren wat de mogelijke gevolgen zijn van de introductie van het ETS2 – voor (onder andere) leveringen van brandstoffen aan het wegvervoer en de binnenvaart – moeten we eerst goed begrijpen hoe de levering van transportbrandstoffen in het algemeen werkt, en hoe het beleid rondom hernieuwbare brandstoffen aangrijpt op de aanleverketen.

Het beleid heeft daarbij een meetpunt en stuurpunt nodig: een locatie (fysiek of administratief) waar men kan vaststellen hoeveel fossiele en hernieuwbare brandstoffen in transport terechtkomen. Dit punt is in de Europese regelgeving (de Richtlijn Hernieuwbare Energie en de EU ETS-richtlijn) gelegd op de plek waar brandstoffen worden “uitgeslagen” naar de markt en waar doorgaans controle plaatsvindt door de douane. Op dit punt is de Jaarverplichting vastgepind. Op dit punt rapporteert men ook in het kader van het ETS2.

Optimalisaties in de brandstoflogistiek en samenwerking tussen partijen in de leveringsketen zorgen ervoor dat er veel verschillende mogelijkheden zijn waar en, met name, door wie dit uitslaan tot verbruik plaatsvindt. Het is niet altijd de partij die de brandstof fysiek aan een eindgebruiker levert die uitslaat tot verbruik. Dit uitslaan tot verbruik kan gebeuren vanuit een administratieve locatie (administratieve accijnsgoederenplaats of AGP).

Daarom beschrijven we eerst beknopt hoe het leveren van brandstoffen aan transport in Nederland plaatsvindt, en hoe dit werkt in de accijnsadministratie. Uitgaande van een basissituatie zijn er verschillende variaties die van belang zijn voor de analyse in deze studie.

2.1 Uitslaan van brandstoffen naar de Nederlandse markt

Het leveren van brandstoffen aan transport in Nederland is gebonden aan de Wet op de Accijns. Benzine, diesel en hernieuwbare brandstoffen, voor gebruik in het wegvervoer en de binnenvaart, zijn zogenaamde accijnsgoederen in de categorie “minerale oliën”. Dit betekent dat er accijns (belasting) over moet worden betaald.

In Hoofdstuk III van deze wet is geregeld hoe accijnsgoederen worden uitgeslagen tot verbruik. In Figuur 1 laten we een eenvoudige basissituatie zien. In dit geval is de accijnsgoederenplaats (AGP) een fysiek depot, waar de brandstoffen fysiek aanwezig zijn.



Figuur 1. Uitslag tot verbruik, door een leverancier van een brandstof, vanuit een accijnsgoederenplaats (AGP) naar de markt (klant). De leverancier is de “vergunninghouder” van de AGP.

De depots voor brandstoffen zijn regionaal enigszins beperkt, zie Figuur 2. De meeste opslagcapaciteit is in handen van een beperkt aantal marktspelers. In het zuiden en midden van het land zijn de grotere depots waar zowel benzine als diesel kunnen worden opgeslagen vooral in handen van VARO Energy. In het noorden en oosten van het land zijn zulke depots in handen van FincoEnergies, Varo Energy, EG Group en Shell. Samen beheren deze vier bedrijven in Nederland meer dan de helft van de opslagcapaciteit voor diesel en benzine. Daarnaast zijn er nog ongeveer 15 spelers die een eigen depot hebben waar meestal alleen diesel kan worden opgeslagen en die vaak, vanwege een kleinere opslagcapaciteit, geen mogelijkheid hebben om hernieuwbare brandstoffen te blenden. In totaal zijn er 33 AGP-brandstofdepots in Nederland.

Depots voor diesel komen vaker voor dan depots voor benzine. Dit is omdat benzinedepots aan strengere veiligheidseisen gebonden zijn.



Figuur 2. Overzicht van 33 AGP-brandstofdepots in Nederland, voor levering aan het wegtransport, op basis van openbaar toegankelijke informatie van brandstofleveranciers. De opslagcapaciteit varieert tussen depots, van 2 tot 66 miljoen liter.

2.2 Oorsprong van A-B-C-leveringsconstructies

Leveranciers willen graag vanaf verschillende AGP's kunnen leveren, in verband met wisselende leveringsmogelijkheden of voordelen qua logistiek of brandstofprijzen.⁶ Vanaf 2008 is het accijnstechnisch mogelijk gemaakt om rechtstreeks vanaf een depot van een andere vergunninghouder te leveren.⁷

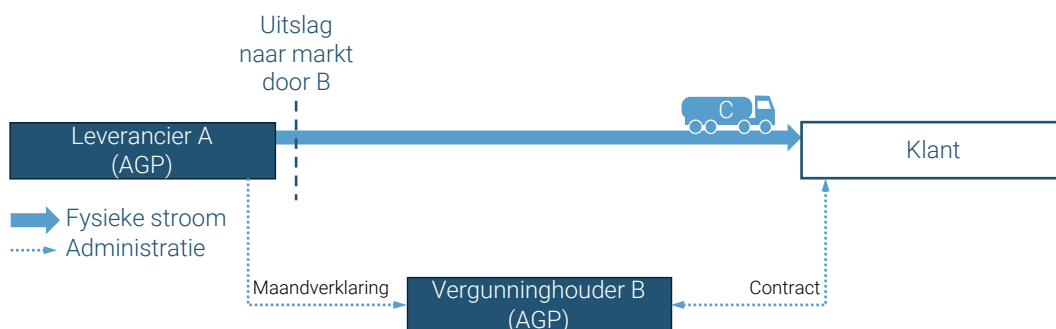
Dit worden A-B-C-leveringen genoemd, zie Figuur 3. Vergunninghouder B koopt hierbij de brandstof onder schorsing van accijns in bij Partij A, slaat daarna uit tot verbruik, int de accijns bij de klant en draagt de accijns af aan de douane. In het voorbeeld wordt de brandstof opgehaald door een derde partij, vervoerder C, uit naam van B. Het is ook mogelijk dat B het

⁶ Op sommige momenten zijn depots niet geheel gevuld, en moet men uitwijken naar andere depots. Dit gebeurt bijvoorbeeld bij de wisseling tussen het zomer- en winterseizoen, waarvoor verschillende brandstofsamenstellingen gelden. Depots met het "oude" product worden dan zover mogelijk geleegd, voordat ze worden gevuld met het "nieuwe" product. In de tijd tussen legen en vullen is er korte tijd geen levering vanaf de betreffende depots. Ook vanwege de waterstand zijn depots, die per boot worden beleverd, niet altijd voldoende gevuld. Als het mogelijk is (en het prijsaantrekkelijk is) wordt van een dichtbij gelegen depot afgenomen, om logistieke kosten te beperken. Verder reageren en anticiperen afnemers op veranderende prijzen door tijdelijk meer of minder af te nemen.

⁷ Dit werd in eerste instantie geregeld met [Beleidsregel 1.2 aangaande Rechtstreekse aflevering van goederen die onder schorsing van de accijns worden vervoerd, in publicatie CPP2007/3285M, Staatscourant 10 april 2008, nr. 70](#). De details van de beleidsregel zijn nog enkele keren veranderd. Vanaf 2021 is de optie weer officieel opgenomen, nu via [Beleidsregel 1.4 aangaande A-B-C transacties tussen vergunninghouders van een AGP voor minerale oliën voor afhaaltransacties per truck bij depots en raffinaderijlaadpunten, in het besluit van 12 mei 2021, nr. 2021-10632, Staatscourant 28 mei 2021](#).

vervoer zelf regelt met eigen tankwagens. Vervoerder C in het voorbeeld heeft geen formele rol in de brandstoffenhandel en wordt op geen moment eigenaar van de brandstof. De meest simpele A-B-C-constructie verloopt dus eigenlijk slechts tussen twee partijen (A en B). C kan ook vergunninghouder en uitslaande partij zijn. Variaties hierop waarbij wel meerdere partijen betrokken zijn worden in de volgende paragraaf toegelicht.

De controle over wie waar mag ophalen vindt plaats via elektronische badges. A ziet dus direct dat er een volume brandstof is opgehaald "op badge van B". Op basis van de badge-administratie stuurt A na afloop van elke maand een "maandverklaring" aan B. Zowel A als B tonen dit in hun accijnsboekhouding. Het volume brandstof is hiermee, onder schorsing van accijns administratief verplaatst van AGP A naar AGP B, en vervolgens direct door B uitgeslagen tot verbruik. De precieze gang van zaken wordt voorgeschreven door de Wet op de Accijns en uiteengezet in het Handboek Accijns van de douane.



Figuur 3. Rechtstreekse levering vanaf A, door vergunninghouder B, aan een klant. De klant heeft een contract met B. B haalt de brandstof op bij A, of laat de brandstof ophalen door een vervoerder C (die geen vergunninghouder hoeft te zijn). Vergunninghouder B int de accijns en draagt deze af aan de douane.

2.3 Variaties op A-B-C

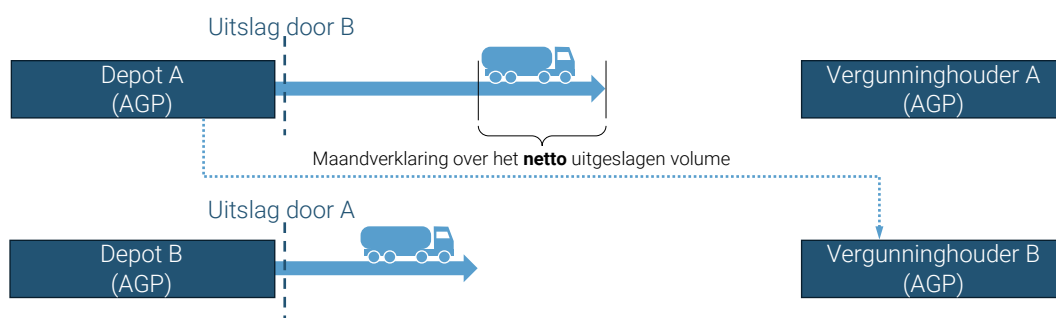
In sommige gevallen is er alleen sprake van een partij A en B, als er geen vervoerder C wordt ingeschakeld. Het kan anderzijds ook voorkomen dat een volume meermaals wordt doorverkocht onder schorsing van accijns, en dat er bijvoorbeeld A-B-C-D-E partijen bij betrokken zijn en de brandstof meermaals van eigenaar verandert. Constructies met meer dan drie partijen zijn meer gangbaar in de bunkering (voor binnenvaart) dan in het wegvervoer, omdat bij bunkering zowel depots, bunkerwinkelschepen als leurschepen betrokken kunnen zijn.

Alle variaties kunnen worden samengevat als A-B-C-leveringen, en de in dit rapport beschreven problematiek verandert niet wezenlijk als er veel partijen betrokken zijn.

Het is ook gangbaar dat vergunninghouders vanaf elkaars depot uitslaan naar markt, zie Figuur 4. Dit kan dan voor beide partijen een logistiek voordeel opleveren. Bijvoorbeeld, omdat een klant van A dicht bij een depot van B zit, en andersom, maar ook omdat de benodigde brandstof wel beschikbaar is op het ene depot, en niet op het andere. Dit zorgt voor optimalisatie in het systeem. Op maandbasis worden deze zogenoemde "exchanges" onderling verrekend. Dit is in feite ook een variatie op de A-B-C-levering: Vergunninghouders slaan uit vanaf depots die ze niet in eigendom hebben. De problematiek die we in Hoofdstuk 3 en 4 analyseren geldt ook voor deze constructie.

Verder hoeft de vergunninghouder die uitslaat via het depot van een andere partij, zelf geen fysiek eigen AGP te hebben: het AGP hoeft geen depot te zijn waar brandstoffen opgeslagen liggen, maar kan ook "fictief" (administratief) zijn.⁸

⁸ Zie bijvoorbeeld uitleg in [Hoofdstuk 3.5 van het Handboek Accijns](#).



Figuur 4. De werking van "exchanges" tussen vergunninghouders.

2.4 Huren van opslag- en blendcapaciteit op een depot

Sommige vergunninghouders huren capaciteit in op het depot van anderen. Dit gebeurt bijvoorbeeld als men een speciale blend wil leveren die de eigenaar van het depot niet (standaard) voor handen heeft, zoals een HVO20 of een HVO100. In dit geval kan men zelf de massabalans voeren over de tank waarin de brandstof tijdelijk is opgeslagen, en heeft men dus zelf de informatie over het gehalte biobrandstof en de duurzaamheid ervan. Daardoor kan men, bij het zelf rechtstreeks uitslaan naar de markt, ook zelf HBE's produceren.

Het is onduidelijk hoe vaak deze constructie wordt gebruikt. Sommige vergunninghouders melden dat ze er veel gebruik van maken. Anderen beschouwen dit als commercieel gevoelige informatie.

2.5 Omvang van A-B-C-leveringen in Nederland

De NEa stelt, op basis van de HBE-registraties in het NEa Register, vast dat ongeveer de helft van de biobrandstofleveringen aan de sector "land" in Nederland via A-B-C-constructies verloopt.

Leveranciers, verenigd in de branchevereniging NOVE,¹⁰ denken dat A-B-C-constructies in veel meer dan 50% van de totale brandstofleveringen gebruikt wordt. Over het precieze percentage lopen de meningen wel wat uiteen, maar ze menen dat dit ruim boven de 50% ligt. De NOVE-leden kijken naar het aantal transacties, waaronder ook puur fossiele leveringen, terwijl de schatting van de NEa is gebaseerd op de ingeboekte bio-volumes. NOVE-leden geven ook aan dat alle of nagenoeg alle leveranciers op dit moment met leveringen via andermans depot werken. Dit geldt zowel voor grote oliemaatschappijen als voor de onafhankelijke leveranciers. Leveringen vanuit eigen depot komen ook voor, maar uiteindelijk iedereen is afhankelijk van elkaars infrastructuur. De NOVE-leden benadrukken dat A-B-C-leveringen wat dat betreft een systeemfunctie hebben in de Nederlandse brandstofmarkt, waarbij iedereen klanten kan bedienen die zich niet per se nabij een eigen depot bevinden.¹¹

In het bestek van deze studie hebben we de A-B-C-leveringen aan binnenvaart niet helemaal in kaart kunnen brengen.

2.6 Complexiteit in het kader van de Jaarverplichting

De locatie en het moment van "uitslag naar de markt" is in principe de plek waar de Jaarverplichting wordt toegepast.

Dit betekent dat voor de leverancier in Figuur 1 (gewone levering) en vergunninghouder B in Figuur 3 (A-B-C-levering) de hoogte van de Jaarverplichting wordt vastgesteld op het

¹⁰ [NOVE \(Nederlandse Organisatie Voor de Energiebranche\)](#) is de brancheorganisatie van zelfstandige brandstofhandelaren.

¹¹ Informatie opgehaald tijdens consultatie met leden van brancheorganisatie NOVE.

moment van uitslag. Ook zou men elke levering van hernieuwbare brandstoffen (om aan die verplichting te voldoen) moeten aantonen op datzelfde punt van uitslag.

Alleen een hernieuwbare brandstof die bewezen duurzaam is,¹² kan worden ingeboekt.¹³ De inboeker moet dit bewijzen met behulp van een bewijs van duurzaamheid (Proof of Sustainability ofwel PoS), en (in principe) door fysieke levering aan te tonen. Daarvoor zijn nodig dat:

- De inboekers en de locaties vanaf waar men levert gecertificeerd moeten zijn door een door de Europese Commissie erkend duurzaamheidssysteem.
- De inboeker moet een massabalans¹⁴ voeren over de hernieuwbare brandstoffen op de locatie¹⁵ vanaf waar hij levert. Hij moet daartoe eigenaar van de biobrandstof zijn.

Volgens de massabalansregels in de Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie, reizen de duurzaamheidsbewijzen, de PoS'en, mee met fysieke volumes van hernieuwbare brandstoffen, bijvoorbeeld als ze (onder schorsing van accijns) fysiek van één depot naar een ander depot worden verplaatst.

Maar als hernieuwbare brandstoffen, als blend in standaardbrandstoffen,¹⁶ via een A-B-C-constructie naar de markt worden uitgeslagen, dan kan partij B of C deze hernieuwbare brandstoffen niet aantonen. B en C voeren immers niet de massabalans over de laatste fysieke locatie vanaf waar geleverd wordt.

In dit geval mag de AGP-vergunninghouder A een levering van hernieuwbare brandstoffen aan B wel inboeken, ook al slaat A de levering niet zelf uit naar de markt. Dit kan alleen onder de voorwaarden dat A aantoont dat:

- De hernieuwbare brandstof onderdeel uitmaakt van een "standaardbrandstof".
- Er wordt geleverd aan de sector "land" of aan binnenvaart.
- Er sprake is van een fysieke levering van de biobrandstof in de uitgeslagen brandstof (door monsternamen en analyse).
- De inboeking op basis van de PoS informatie is die A heeft over het hernieuwbare karakter en de duurzaamheid van de levering.
- De PoS wordt ingeleverd bij de NEa (en niet verder kan reizen).

Een leverancier B (of later) in een A-B-C-constructie kan dus meestal de levering van hernieuwbare brandstoffen niet zelf aantonen. Maar deze leverancier B heeft wel een Jaarverplichting. Hij moet daarom na afloop van een kalenderjaar voldoende HBE's¹⁷ (of straks ERE's¹⁸) inleveren. Leverancier B kan op twee manieren aan HBE's komen:

¹² De Richtlijn Hernieuwbare Brandstoffen stelt eisen aan de duurzaamheid van hernieuwbare brandstoffen, en certificering van de hele productieketen. De uiteindelijke bewijslast is in de vorm van "Proofs of Sustainability" of PoS'en. Hernieuwbare brandstoffen die in het kader van het ETS2 op de markt worden gebracht moeten zijn voorzien van dezelfde bewijslast. In beide systemen wordt geëist dat het om fysieke leveringen van biobrandstof gaat en dat dit wordt aangetoond, door monsternamen en analyse en door het voeren van een massabalans.

¹³ Zie: [NEa 2025. Inboeken vloeibare biobrandstoffen \(website\)](#) en [NEa 2022. inboeken biobrandstofleveringen aan de binnenvaart](#).

¹⁴ Massabalans: boekhouding die getrouwe weergave geeft van de in- en uitgaande stromen en voorraad van hernieuwbare brandstoffen van een onderneming op een locatie gedurende een bepaalde periode. De Richtlijn Hernieuwbare Brandstoffen (EU) 2018/2001 en de Uitvoeringsverordening (EU) 2022/996 stellen specifieke eisen aan de massabalans voor hernieuwbare brandstoffen.

¹⁵ Locatie: laatste opslaglocatie waar de hernieuwbare brandstof zich bevond (1) vóór het moment van levering met uitslag tot verbruik, (2) vóór A-B-C-levering, of (3) vóór inschakeling van een bunkerdiensverlener.

¹⁶ Commerciële standaardbrandstoffen zijn bijvoorbeeld benzine volgens kwaliteitsstandaard EN228 (E5 en E10) en diesel volgens kwaliteitsstandaard EN590 (B0 en B7).

¹⁷ HBE's zijn Hernieuwbare BrandstofEenheden, een administratieve eenheid die 1 GJ aan hernieuwbare energie voor transport vertegenwoordigt. Er zijn verschillende soorten HBE's, die vanwege subdoelen of limieten een verschillende waarde hebben.

¹⁸ ERE's zijn Emissie ReductieEenheden. Vanaf 2026 wordt de Jaarverplichting Energie Vervoer omgezet naar een Brandstoftransitieverplichting om brandstoffen met een lagere emissie-intensiteit te leveren (Voetnoot 2). Het HBE-systeem (Voetnoot 17) wordt dan vervangen door een ERE-systeem. Waar in dit rapport over HBE's wordt gesproken, kan men ook ERE's lezen: de geschetste situatie, problematiek en mogelijke effecten zijn vergelijkbaar.

1. B koopt HBE's van A in combinatie met de geleverde brandstof. In dit geval weet B overigens nooit zeker of de meegeleverde HBE's overeenkomen met de fractie hernieuwbare brandstof in het geleverde brandstofvolume. Op de factuur kan B zien hoeveel HBE's hij heeft gekocht, van welk type en voor welk bedrag. De werkelijke overdracht van de HBE's vindt plaats via het Register Energie Vervoer van de NEa.
2. B kan de benodigde HBE's ook op de open markt kopen. Sommige partijen hebben een overschot aan (sommige typen) HBE's. Deze worden onderling of via brokers verhandeld. De overdracht van HBE's wordt in het bovengenoemde Register geregistreerd. In dit geval koopt B de brandstof van A dus zonder HBE's (en bedingt dan een korting).

Vergunninghouder B heeft op dit moment dus keuze om op verschillende manieren aan HBE's te komen, en bij voldoende aanbod, enige prijstransparantie¹⁹ en concurrentie, blijft de prijs van HBE's relatief dicht bij de productie- en blendkosten van de hernieuwbare brandstof.

Partij B zou ook zelf HBE's kunnen produceren. Sommige leveranciers huren capaciteit bij elkaar (zie Paragraaf 2.4), en kunnen zodoende hernieuwbare brandstoffen fysiek uitslaan (en HBE's produceren) via de AGP-locatie van anderen. Het gaat dan vooral om hogere blends die als zodanig worden aangeleverd. Men kan ook zelf HBE's produceren buiten AGP's om (zie Paragraaf 2.8).

Dus, samenvattend: de vergunninghouder B of C in de A-B-C-constructie heeft een verplichting in het kader van de Jaarverplichting, maar hij heeft niet de juiste informatie om de fysieke aanwezigheid van hernieuwbare brandstoffen aan te tonen in leveringen aan de markt en kan dus zelf geen HBE's creëren. Echter, binnen de Jaarverplichting wordt dit probleem opgelost door de verhandelbaarheid van HBE's die men los van de brandstofleveringen in de markt kan kopen. Merk op dat een deel van die vrije HBE's juist ontstaat door de A-B-C-handel, als A HBE's creëert over brandstoffen die ze niet zelf uitslaat en daarom wellicht deze HBE's ook niet zelf nodig heeft.²⁰ Partij A zal een eventueel overschot aan HBE's tegen een aantrekkelijke prijs op de relatief transparante markt moeten verkopen.

2.7 Complexiteit in het kader van het ETS2

In het geval van ETS2 moet partij B/C het biogene karakter plus de duurzaamheid aantonen om een nul-emissie te rapporteren. Dat kan partij B/C in een A-B-C-constructie niet en daarom moet hij dus emissierechten aankopen en inleveren voor alle emissies uit het geleverde volume, ongeacht het aandeel hernieuwbare energie.

Zowel partij A als partij B/C kunnen een levering van hernieuwbare energie niet benutten binnen het ETS2. Dat betekent dat er, ondanks dat er een emissiereductieprestatie geleverd is, er alsnog binnen ETS2 betaald wordt voor de fossiele emissie (die niet heeft plaatsgevonden). Dit levert voor het systeem als geheel extra kosten op.

Dit punt speelt ook bij de binnenvaart, wanneer een bunkerdienstverlener wordt ingeschakeld om de biobrandstof aan de eindklant te leveren. Alhoewel het accijnstechnisch gezien geen A-B-C-levering is maar een "normale" levering onder schorsing van betaling van accijns, speelt hier dezelfde problematiek.

2.8 Markt en productie van HBE's buiten AGP's om

Uit het NEa register blijkt dat 45 partijen een verplichting hebben, dit zijn dus partijen die op dit moment brandstoffen uitslaan naar de markt. Deze partijen slaan uit vanuit ongeveer 33 depots (zie Figuur 2). Niet al deze depots hebben met blendmogelijkheden voor hernieuwbare brandstoffen, en van de 45 partijen kunnen 17 partijen op dit moment zelf geen HBE's produceren; zij blenden dus niet zelf maar kopen hun HBE's op de markt. Anderzijds zijn er in

¹⁹ De handelsprijzen van HBE's worden op dit moment gerapporteerd door [brokers en handelaars](#) en door marktinformatieveranciers zoals Argus. Als de tussenhandel verdwijnt, dan verwachten wij dat er minder inzicht zal komen in de gemiddelde HBE-marktprijs.

²⁰ Echter, vaak slaan deze AGP's ook een deel van de brandstoffen zelf uit. In dat geval kunnen ze HBE's uiteraard inzetten voor hun eigen Jaarverplichting.

totaal 311 partijen die HBE's produceren. De meerderheid hiervan ($311 - 28 = 283$) heeft geen verplichting, en verkoopt al hun HBE's aan verplichte partijen.

Deze "vrije HBE's" worden vooral geproduceerd op basis van leveringen van hernieuwbare elektriciteit en biogas aan het wegtransport.²¹ Verder zijn er ook enkele waterstoftankstations waarmee vrije HBE's geproduceerd worden.

Sommige van deze opties zijn (op dit moment) ook interessant voor partijen die zelf geen Jaarverplichting hebben. De HBE's vormen dan een deel van de inkomsten van deze partijen. Wij vermoeden dat de invoering van het ETS2 een impact heeft op deze opties om HBE's te creëren (zie ook Paragraaf 4.2).²²

²¹ Informatie afgeleid uit het [Overzicht rekeninghouders in het Register Energie voor Vervoer \(REV\) per maart 2025](#), in combinatie met de [Rapportage per inboekjaar 2023, gepubliceerd door NEa, december 2024](#). De volumes elektriciteit en biogas zijn op dit moment overigens relatief klein.

²² Het op de markt brengen van hernieuwbare energie via een partij met een Jaarverplichting brengt meer op (HBE's + uitsparing ETS2 kosten) dan via een opt-in partij zonder Jaarverplichting (alleen HBE's).

3 A-B-C-constructies veranderen onder het ETS2

3.1 Complexiteit bij introductie van het ETS2

Alle partijen die brandstof uitslaan naar de markt hebben ook een verplichting in het kader van het ETS2. De B en C partijen hebben echter vaak niet de juiste informatie om de (fysieke aanwezigheid en duurzaamheid van) hernieuwbare brandstoffen aan te tonen in hun leveranties aan de markt.

We zagen in Paragraaf 2.6 dat dit binnen de Jaarverplichting min of meer wordt opgelost door de handel in HBE's (of straks: ERE's¹⁸) die men (los van brandstofleveringen) in de markt kan kopen, en waarmee een leverancier kan aantonen dat ze (indirect) een hoeveelheid hernieuwbare brandstof op de Nederlandse markt heeft geplaatst. Dit sluit aan bij de gangbare brandstoflogistiek terwijl de fysieke levering van biobrandstof wordt gewaarborgd.

Binnen de regels van de Jaarverplichting wordt een massabalans gevoerd op het depot van waaruit de brandstoffen worden uitgeslagen, ook als de uitslag administratief gezien door een andere partij B of C wordt gedaan. Zoals in Paragraaf 2.6 uitgelegd, worden op basis hiervan alleen door partij A HBE's geproduceerd.

De blends die (nu nog onder schorsing van accijns) worden doorverkocht in A-B-C-constructies worden daarom niet vergezeld door PoS'en. Omdat vergunninghouder B in Figuur 3 (A-B-C-levering) geen PoS'en ontvangt, kan hij de duurzaamheid niet aantonen van eventueel hernieuwbare brandstoffen in de levering die hij uitslaat.

Binnen het ETS2 moet Partij B daarom waarschijnlijk voor het volledige volume brandstof emissierechten overleggen, als betrof het alleen fossiele brandstoffen. Deze emissierechten zal partij B op de Europese markt moeten kopen. Enerzijds heeft Partij A alle informatie om de door hem geleverde biobrandstof aan te tonen, maar hij is niet de uitslaande partij en kan het ETS2 voordeel dus niet zelf te gelde maken. Maar A houdt deze informatie wel zelf, om hij het nodig heeft om uitslag in het kader van de Jaarverplichting aan te kunnen tonen, zelfs als dit door B gebeurt (vanuit A's depot). Anderzijds is het eventueel doorverkopen van de informatie, samen met de werkelijke biobrandstof, aan B zinloos in het kader van de ETS2, want B kan deze informatie niet gebruiken omdat hij immers geen massabalans over het depot voert en dus de fysieke levering niet kan aantonen. Het ETS2-voordeel van een biobrandstoflevering, waarvoor geen emissierechten zouden moeten worden betaald, gaat in deze situatie dus verloren.

3.2 Hogere ETS2-kosten dan nodig voor B en C leveranciers

Dit betekent dat, vanwege een gebrek aan bewijslast als gevolg van de massabalansregels rondom uitgaande blends en de regels voor inboeking van HBE's, de hernieuwbare brandstoffen die via A-B-C-constructies door B- en C-partijen aan de markt worden geleverd, de facto als fossiel worden aangemerkt voor het ETS. Dan worden er dus onnodig emissierechten betaald voor fossiele emissies die niet plaatsvinden.

Maar, als grotere leveranciers met blendmogelijkheden (A-partijen) zelf fysiek een hoeveelheid hernieuwbare brandstof op de markt plaatsen (dus niet via een A-B-C constructie), dan kunnen zij dit wél aantonen. Zij hebben dan een kostenvoordeel ten opzichte van de kleinere leveranciers die dit, in een A-B-C constructie, niet kunnen aantonen. Dit benadeelt B- en C-partijen. Bij een aangenomen prijs voor ETS2-rechten van 45 euro/ton CO₂ in de eerste jaren,²³ wordt dit kostenvoordeel ongeveer 13 eurocent per liter hernieuwbare benzine of diesel.

²³ In het ETS2-systeem zitten enkele corrigerende maatregelen die ervoor moeten zorgen dat de prijs voor emissierechten niet te ver en niet te snel oploopt. Als in de eerste jaren (tot 2030) de prijs enige tijd hoger dan 45 euro/ton CO₂ is, dan komen er extra ETS2-rechten op de markt die de prijs (tijdelijk) zullen drukken. Bij aanblijvende schaarste, en als de voorraad aan extra rechten uitgeput is, zal de prijs weer stijgen. Na 2030 verdwijnt deze specifieke maatregel. Er wordt in het algemeen verwacht dat de prijs dan verder zal stijgen.

3.3 Verdwijnen A-B-C-leveringsconstructies

Afhankelijk van de werkelijke prijs van emissierechten in het ETS2-systeem, zal het kostenverschil niet lang houdbaar zijn en wij verwachten dat de A-B-C constructies in veel gevallen niet meer aantrekkelijk zullen zijn. Zeker naarmate het aandeel hernieuwbaar vanwege de Jaarverplichting groter wordt.

In dat geval slaat alleen nog partij A (in Figuur 3) uit tot verbruik. Minder dan de helft van de 45 partijen met een Jaarverplichting heeft de mogelijkheid om zelf biobrandstoffen bij te blenden in diesel (en daarmee partij A te zijn). Voor benzine zijn er maar ongeveer 10 partijen die zelf kunnen blenden. Dit betekent dat er nog slechts door een beperkt aantal partijen met blendcapaciteit zal worden uitgeslagen tot verbruik: maximaal 10 à 20 partijen waarvan bovendien slechts vier partijen samen meer dan de helft van het volume leveren (zie Paragraaf 2.1). Zij leveren voortaan inclusief accijns aan tussenhandelaar B.

4 Gevolgen van verschuivingen in de leveringsconstructies

Als A-B-C-leveringen afnemen, dan heeft dit mogelijk gevolgen voor marktwerking, logistiek, kosten, milieu en administratieve last. Hierbij is het belangrijk om het verschil in handelingsperspectief tussen spelers te begrijpen.

Voor grote spelers met een depot is het over het algemeen geen probleem als A-B-C-leveringen verdwijnen. Kleinere spelers, die voornamelijk uitslaan vanaf depots die niet van henzelf zijn, vrezen dat hun informatie- en onderhandelingspositie verslechtert.

Het merendeel van de geconsulteerde marktpartijen kan niet overzien wat de mogelijke gevolgen van de introductie van de ETS2-systematiek voor hun leveringen en positie in de markt betekent. Enkele partijen hebben hier goed zicht op. Anderen vermoeden een verschuiving van het "level playing field", maar kunnen dit niet nader toelichten. Sommige kleinere partijen geven aan nog niet goed te weten welke informatie ze nodig zullen hebben om over hernieuwbare brandstoffen te rapporteren voor het ETS2 – ondanks dat zij wel een ETS2-vergunning hebben aangevraagd en NEa al veelvuldig over de ETS2-introductie heeft gecommuniceerd.

4.1 Afname van marktwerking

Spelers verwachten dat door het verdwijnen van de A-B-C-leveringen (Paragraaf 3.3) en door gevolgeffekten die hieronder nog besproken worden, marktconcentratie zal optreden.

Buiten de Randstad, waar meerdere grotere en kleinere spelers actief zijn en verschillende raffinaderijen en depots te vinden zijn, zijn er op dit moment in de rest van Nederland vooral twee grote spelers in de distributie van brandstoffen, waarbij VARO Energy een grote rol speelt in het zuiden en midden van Nederland, en FincoEnergies in het noordoosten.

Kleinere spelers die in die regio's leveren, maken veelvuldig gebruik van de depots van deze grotere spelers. Deze kleinere spelers kunnen maar beperkt kiezen van wie ze hun brandstoffen afnemen als het aantal depothouders beperkt is. Vooral de keuze in benzinedepots is beperkt.

Bij het verdwijnen van de A-B-C-leveringen zouden sommige kleinere leveranciers B alsnog kunnen leveren vanaf een eigen depot, als ze dit hebben voor zowel benzine als diesel, en als ze blendcapaciteit hebben. Hierdoor kan de transportafstand echter toenemen,²⁴ of de flexibiliteit van leveringen afnemen,²⁵ en dat zal minder kostenefficiënt zijn dan het ophalen van brandstoffen bij het depot van A. Omdat die grote spelers geen nadeel ondervinden van deze verandering, zullen zij een gunstiger prijs kunnen bieden aan de klanten van de kleinere spelers. Daarom vrezen de kleinere spelers dat zij steeds vaker gepasseerd zullen worden en daarmee uiteindelijk uit de markt gedrukt zullen worden. Dit concurrentienadeel kan het effect van marktconcentratie verder versterken.

Het is niet helemaal duidelijk of dit effect van marktconcentratie ook zou optreden in afwezigheid van het ETS2 en of de A-B-C-leveringen ook om andere redenen onder druk kunnen komen staan bijvoorbeeld omdat de grote spelers (steeds) meer controle hebben over de typen brandstoffen die ze kunnen aanbieden aan klanten. Het is echter om bovenstaande redenen aannemelijk dat de positie van kleinere leveranciers sneller verslechtert in een nieuwe situatie waarin A-B-C-leveringen niet meer concurrerend zijn.

²⁴ Sommige leveranciers bedienen klanten die zich veel dichterbij een depot van andere leveranciers bevinden, dan bij hun eigen depot. Als ze deze klanten voortaan vanaf hun eigen depot zouden bedienen, verwachten sommige spelers dat ze tot twee of drie keer zo ver zullen gaan rijden.

²⁵ In verband met wisselende leveringsmogelijkheden of voordelen qua logistiek of brandstofprijzen willen leveranciers graag vanaf verschillende AGP's kunnen leveren, zie voetnoot 6.

Voor een goed begrip van de mogelijke gevolgen moet men wellicht op regionaal niveau de gevolgen analyseren. In sommige regio's blijft er misschien voldoende te kiezen, maar in andere regio's kan er een afhankelijkheid van één speler ontstaan.

Vervolgens is het niet aannemelijk dat er regionaal "nieuwe" spelers bij zullen komen met eigen blendcapaciteit. Het is vanwege de strenge eisen en lange doorlooptijd van vergunningsaanvragen en logistieke uitdagingen een grote uitdaging om nieuwe depots te ontwikkelen. Met name het ontwikkelen van nieuwe depots die (ook) benzine doorvoeren is lastig door de hogere veiligheidseisen die hiervoor gelden vanwege de hogere ontvlambaarheid van benzine, in vergelijking met diesel.

Marktconcentratie is dus waarschijnlijk blijvend. Een speler die eenmaal een sterke logistieke positie in een regio heeft, kan hogere prijzen vragen voor de geleverde producten, en hun positie zal niet snel worden bedreigd door nieuwe spelers.

4.2 Afname werking van HBE- of ERE-systematiek

Het is onduidelijk wat de marktconcentratie zou betekenen voor de werking van de HBE- of ERE-systematiek. Deze systematiek is ingericht voor het kostenefficiënt implementeren van de verplichtingen uit de Richtlijn Hernieuwbare Energie.

De huidige vrije handel in HBE's geeft aan verplichte partijen de keuzemogelijkheid tussen zelf hernieuwbare brandstoffen bijblenden (indien ze die mogelijkheid hebben), en HBE's kopen in de markt. Door deze vrije keuze is er marktwerking en wordt de Jaarverplichting op een efficiënte manier door de markt ingevuld.

Wanneer de A-B-C-brandstofleveranties grotendeels verdwijnen en er vooral nog inclusief accijns wordt gehandeld, dan valt het aantal partijen met een Jaarverplichting ver terug. De resterende partijen zullen hun verplichting voor het grootste deel willen invullen door middel van eigen blending, omdat dit hen tegelijkertijd ook een kostenvoordeel oplevert door het uitsparen van het aankopen van emissierechten. Voor hen wordt het kopen van HBE's van anderen minder aantrekkelijk omdat men dan dit ETS2-voordeel mist. Als minder partijen HBE's nodig hebben, en de overblijvende partijen bovendien een extra voordeel hebben bij het zelf produceren van deze HBE's dan krimpt mogelijk de vrije handel in HBE's.

De productie van vrije HBE's door partijen die zelf geen verplichting hebben wordt vervolgens minder aantrekkelijk. Want, als zij op eigen initiatief hernieuwbare brandstoffen op de markt brengen, dan sparen ze weliswaar ETS2-kosten uit,²⁶ maar als ze de HBE's (die ze zelf niet kunnen gebruiken) minder goed kunnen verkopen (omdat de grotere leveranciers ze liever zelf produceren), dan kunnen ze niet concurreren met partijen die hernieuwbare brandstoffen via zowel ETS2 als HBE kunnen verwaarden.

Dit is vooral een nadeel voor opt-in aanbieders van hernieuwbaar methaan (LNG, CNG), hernieuwbaar waterstof, en hernieuwbare elektriciteit aan transport, ten opzichte van partijen die een verplichting én blendmogelijkheden hebben.

Dit kan tot gevolg hebben dat een deel van de innovatiekracht uit de markt zal verdwijnen en dat de ontwikkeling van alternatieve brandstofpaden vertraagd wordt, omdat deze meer afhankelijk zal worden van een beperkt aantal leveranciers.

Binnen het bestek van deze studie kan dit effect niet voldoende begrepen worden.

4.3 Verdwijnen van inzicht in de kostenopbouw en optimalisatieopties

Vergunninghouder B heeft op dit moment de keuze om bij leverancier A brandstoffen met of zonder HBE's af te nemen. Zoals beschreven in Paragraaf 2.6 kan hij die HBE's ook in de markt kopen. Omdat er een redelijk open handel in HBE's is, los van fysieke brandstoffen, kan vergunninghouder B op dit moment de kosten van deze HBE's beperken. De open handel in

²⁶ Deze partijen hebben geen ETS2-verplichting en voor de hernieuwbare energie/brandstoffen die ze verkopen zijn geen emissierechten nodig.

HBE's geeft ook inzicht in de kosten van hernieuwbare brandstoffen, en daarmee een goede onderhandelingspositie voor B ten opzichte van alle partijen die HBE's aanbieden, zowel A als anderen.

Onder het ETS2, als men alleen nog inclusief accijns gaat handelen, heeft B geen HBE's meer nodig. Hij is niet langer vergunninghouder, maar slechts tussenhandelaar zonder AGP. De HBE's blijven bij de leverancier A. Als B brandstoffen van A koopt, dan is dat altijd inclusief de kosten voor hernieuwbare brandstoffen, die A immers in toenemende mate moet blenden. Maar omdat B van A afhankelijk is geworden (want uitwijken is lastig, zie Paragraaf 4.6), kan A meer rekenen dan nodig is.

Geconsulteerde partijen verwachten dat de grotere leveranciers niet altijd, of steeds minder inzicht zullen geven in de samenstelling en kostenopbouw van de geleverde brandstoffen, waardoor het een stuk moeilijker voor hen wordt om te kunnen beoordelen of de gevraagde prijs realistisch is voor het geleverde product.

4.4 Minder informatie over hernieuwbare brandstoffen voor eindgebruikers

Diverse vergunninghouders B en C in de A-B-C-constructie informeren hun klanten, eindgebruikers van de brandstof, over de samenstelling van de brandstof. Dat kan gaan over de fractie hernieuwbare brandstoffen, maar ook over het type gebruikte grondstof en de specifieke broeikasgasemissieprestatie van de brandstof.

Dit doen ze (onder andere) op basis van de HBE's, waar ze immers voor betaald hebben. Klanten gebruiken deze informatie soms voor rapportage in vrijwillige schema's. Ook kan het zo zijn dat klanten specifieke wensen hebben over de grondstof (bijvoorbeeld niet van gebruikt frituurvet of niet op basis van dierlijk vet) of de emissieprestatie.

Als de leveranciers A straks wel informatie hebben over het gehalte hernieuwbare brandstoffen, maar tussenhandelaren B en C niet, dan ontstaat ook hier een ongelijke informatiepositie. Sommige kleinere spelers vrezen dat ze ook op dit aspect zullen worden gepasseerd door grotere spelers. Zij kunnen een klant die graag hernieuwbare brandstoffen wil hebben niet van informatie voorzien als ze de HBE's niet hebben, terwijl de leverancier A dit wel kan, zelfs als die informatie is gebaseerd op de levering die eigenlijk door B aan de klant is gedaan.

4.5 Gevolgen voor liquiditeit en debiteurenrisico

Verschillende spelers hebben gewezen op de gevolgen die een verschuiving van het accijnspunt heeft voor de liquiditeit van handelaren. Hierbij is een verschillend effect voor leveranciers aan het wegverkeer, en die aan de binnenvaart.

Op dit moment is er bij A-B-C-leveringen aan het wegvervoer een zeker liquiditeitsvoordeel. Leverancier B koopt brandstof exclusief accijns in, en verkoopt deze brandstof inclusief accijns. Hij int de accijns dus vóórdat hij het moet afdragen aan de douane, wat in de volgende maand kan zijn. Deze gang van zaken geeft Leverancier B een korte tijd extra liquiditeit.

Op het moment dat een handelaar inclusief accijns moet inkopen, dan verdwijnt het liquiditeitsvoordeel, of kan het zelfs in een nadeel veranderen, afhankelijk van de tijd die zit tussen het betalen van de factuur aan Leverancier A, en de betalingen door klanten.

Als men bij leveringen aan de binnenvaart overgaat van exclusief naar inclusief accijns leveringen, dan is het gevolg waarschijnlijk groter. Bij leveringen aan de binnenvaart geldt een 0-accijnstarief. Echter, in een situatie waarin inclusief accijns wordt gehandeld, zal men de accijns moeten voorschieten. Hierbij moet Leverancier A aannemen dat de brandstof naar het wegverkeer gaat (hij heeft geen verdere informatie) en hij brengt dit in rekening. Pas aan het eind, wanneer de brandstof is geleverd, kan de bunkerbrandstofhandelaar de accijns terugvorderen bij de douane. Hier gaat waarschijnlijk iets langere tijd overheen.

Wij denken dat het financieren van het liquiditeitsverschil een klein effect heeft. Als 51 cent (diesel) tot 79 cent (benzine) één maand moet worden voorgefinancierd tegen zeg 1% rente (per maand), dan zou dit de prijs van de brandstof met nog niet één cent per liter verhogen.

Voor de Leverancier A, die bij een inclusief-accijns levering een hogere factuur stuurt, neemt het debiteurenrisico toe. Dit zal in het algemeen verzekerd zijn, maar dan nemen mogelijk de verzekeringskosten iets toe. We verwachten dat ook dit effect, uitgedrukt per liter brandstof, klein zal zijn.

4.6 Toename logistieke bewegingen

De kleinere leveranciers met beperkte of geen blendcapaciteit verwachten hogere kosten voor hun brandstoffen wanneer ze inclusief accijns gaan handelen. Dit zou het cumulerende effect kunnen zijn van de kleine toenames in kosten geschetst in de vorige paragraaf, en de mogelijke verhoging van de prijs door leveranciers met een sterkere machtspositie zoals geschetst in Paragraaf 4.1.

Sommige van deze kleinere leveranciers hebben wel een eigen depot, maar maken op dit moment veel gebruik van depots van anderen. Zij kunnen, om hun klanten te kunnen beleveren en ook het voordeel van rapportage van 0-emissies te kunnen behalen, overwegen om meer leveringen van blends met hernieuwbare brandstoffen te doen vanaf hun eigen depot. Dit kan leiden tot transport over grotere afstanden. Sommige spelers verwachten dat ze tot twee of drie keer zo ver zouden moeten rijden als ze alle brandstoffen vanuit een eigen depot zouden gaan leveren.

Dit zou leiden tot hogere kosten, hogere transportemissies en toename transportrisico's.²⁷

De kleinere spelers met eigen blendcapaciteit verwachten dat hun extra kosten voor de optie om uit te wijken naar een verderaf gelegen eigen depot, mede zou kunnen bepalen hoeveel de grotere spelers met een dominante positie als depothouder in een bepaalde regio de prijs van producten maximaal zou verhogen.

Dit betekent dat er een zekere balans is tussen ofwel hogere kosten gerekend door de grotere spelers, ofwel langere transportafstanden vanuit verder weg gelegen depots van de kleinere spelers (mits ze eigen depots met blendoptie hebben).

4.7 Afnemen van (ver)huur van depotruimte

Momenteel zijn er verschillende partijen in de markt actief die depotruimte/blendcapaciteit huren van andere depothouders.

Men verhuurt depotruimte uiteraard alleen als daar bepaalde voordelen aan te behalen zijn, zoals extra inkomsten of als men omgekeerd ook bij de ander kan huren.

Een mogelijk gevolg van de invoering van ETS2 is dat depothouders meer waarde zullen hechten aan het hebben van eigen blendcapaciteit. Het ETS2-voordeel van nul-emissies rapporteren en daarvoor dus een vrijstelling van het kopen van emissierechten kan alleen verkregen worden wanneer de uitlaande partij de brandstof ook fysiek door zijn depot laat gaan.

Wanneer de handel via A-B-C-constructies wegvalt, heeft de depothouder, met name in de gebieden waar weinig depots zijn, een strategisch en financieel voordeel ten opzichte van de inclusief-handelaren. Dit voordeel zal de depothouder graag willen benutten en het zal daarom minder geneigd zijn om depotruimte/blendcapaciteit te verhuren aan concurrenten. Dit kan het effect van marktconcentratie verder versterken.

²⁷ Om risico's rondom vervoer van (onder andere) brandstoffen te beperken, stelt de [Regeling basisnet](#) grenzen aan vervoersbewegingen en/of grenzen aan bebouwing nabij infrastructuur. Dit betekent waarschijnlijk dat de risico's niet echt toenemen, maar dat de opties voor toename van logistieke beweging beperkt zijn.

5 Conclusies

Met dit verslag hebben we inzichtelijk gemaakt hoe A-B-C-leveringen van fossiele en hernieuwbare brandstoffen aan de transportmarkt werken, en wat de mogelijke impact is van de introductie van het ETS2. De A-B-C-constructie creëert een grotere flexibiliteit in de markt voor brandstofleveranciers zonder eigen depot, en maakt het mogelijk om logistiek te optimaliseren door administratief fysieke volumes te kunnen koppelen aan leveringen elders in het land. Dat spaart vervoersbewegingen uit, vergroot leveringszekerheid van brandstoffen en biedt liquiditeitsvoordelen voor handelaren. Meer dan de helft van de brandstofleveringen in Nederland verloopt via A-B-C-leveringsconstructies.

Het ETS2 vereist dat leveringen van hernieuwbare brandstoffen aan transport fysiek bewezen kunnen worden op het punt van uitslag naar de markt. Omdat partijen B en C in een A-B-C-constructie niet fysiek vanuit een eigen depot uitslaan, kunnen zij leveringen van hernieuwbare brandstoffen niet aantonen op de manier die de ETS-regelgeving voorschrijft. Deze partijen moeten daarom voor uitgeslagen hernieuwbare brandstoffen alsnog emissierechten overleggen, als waren het fossiele brandstoffen. Ook partij A kan voor de door hem geleverde hernieuwbare brandstof in dat geval geen voordeel halen in het ETS2-systeem, omdat zij niet de uitslaande partij is en dan ook emissierechten moet kopen. Maar partij A behaalt dit voordeel wél als ze zelf uitslaat tot verbruik en de brandstof inclusief accijns aan B of C of rechtstreeks aan een eindgebruiker verkoopt. Partij A heeft dus een relatief voordeel ter hoogte van de waarde van ETS2-emissierechten, ten opzichte van partij B en C.

Bij een aangenomen prijs van 45 euro/ton CO₂ binnen het ETS2-systeem, betreft dit kostenvoordeel ongeveer 13 cent per liter hernieuwbare brandstof.

Wij verwachten daarom dat A-B-C-leveringen hierdoor zullen afnemen en dat B en C steeds meer inclusief accijns zullen kopen van A. Zij zijn dan niet meer een uitslaande partij, en hebben geen verplichtingen meer in het kader van Jaarverplichting of ETS2. Dit betekent dat in de prijs van de brandstoffen de kosten voor Jaarverplichting en ETS2 zullen worden verrekend.

De partijen B en C kopen op dit moment (deels) hun benodigde HBE's op een open markt. Als ze inclusief accijns leveren, hebben ze deze vrije HBE's niet meer nodig. Ze verliezen daarmee onderhandelingsmogelijkheden voor het inkopen van het hernieuwbare deel. Hier hebben de leveranciers die wel zelf kunnen blenden een voordeel. Wij verwachten dat door het verdwijnen van de A-B-C-leveringsconstructies flexibiliteit voor de markt verdwijnt en er daarmee gaandeweg meer marktconcentratie zal optreden.

De partijen B en C verliezen ook opties om hun klanten te bedienen met hernieuwbare brandstoffen. Zij kunnen een klant die graag hernieuwbare brandstoffen wil hebben niet van informatie voorzien als ze de HBE's niet hebben, terwijl de leverancier A dit wel kan, zelfs als die informatie is gebaseerd op de levering die eigenlijk door B aan de klant is gedaan.

Tegelijkertijd verwachten we dat de productie van vrije HBE's door partijen die geen verplichting hebben minder aantrekkelijk zal worden. Op dit moment zijn er meer dan 280 partijen die zulke vrije HBE's produceren, meestal op basis van elektriciteit of groen gas, sommige op basis van groene waterstof. In de ETS2-systematiek hebben deze partijen weliswaar geen ETS2-kosten (want ze leveren geen fossiele brandstoffen), maar we verwachten dat ze de HBE's (die ze dus zelf niet nodig hebben) minder goed zullen kunnen verkopen. Immers, de partijen mét verplichting kunnen de hernieuwbare brandstoffen die ze zélf op de markt zetten via zowel ETS2 als HBE verwaarden. Als zij HBE's uit de vrije markt zouden kopen, dan moeten ze alsnog ETS2-rechten betalen. Vrije HBE's krijgen dus minder waarde dan zelfgeproduceerde HBE's.

Dit kan tot gevolg hebben dat de markt voor HBE's (of straks ERE's) minder dynamisch en minder innovatief wordt.

Bijlage A Geconsulteerde organisaties

Wij hebben de onderstaande partijen één op één telefonisch geïnterviewd.

Tabel 1. Geconsulteerde organisaties.

Organisatie	
FincoEnergies	• Meerdere grote doorstroomdepots • Blend mogelijkheden
VARO Energy	• Meerdere grote doorstroomdepots • Blend mogelijkheden
Total Energies	• Eigenaar Zeeland Refinery (Vlissingen) • AGP zonder depot
Avia Vollenhoven	• Depot te Tilburg – tijdelijk niet in gebruik
Catom	• Depot te 's Hertogenbosch
Van Kessel	• Geen depot
Achilles	• Geen depot
Future Fuels	• Klein HVO depot te Oudehaske • Betrekt benzine bij derden
CZAV	• Dieseldepot zonder blendcapaciteit te Wemeldinge • Betrekt benzine bij derden

Daarnaast hebben we op dinsdag 13 mei bij [NOVE](#) (Nederlandse brancheorganisatie van brandstofleveranciers aan wegvervoer en binnenvaart) onze inzichten besproken met een groep van NOVE-leden.



Copyright studio Gear Up B.V. 2025

www.studiogearup.com