



STRATELLIGENCE

decision support



Financiële implicaties Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR)

Eindrapportage

Mei 2023

Financiële implicaties Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR)

Eindrapportage

Stratelligence

Leiden, mei 2023

Opgesteld in opdracht van
Rijkswaterstaat Water, Verkeer en Leefomgeving

Colofon:

Samenstelling, tekst en redactie: Stratelligence, mei 2023

Illustraties: Stratelligence

Foto voorblad: adobe stockphotos

Voor meer informatie over de inhoud:

Gigi van Rhee
Stratelligence
Rijnsburgerweg 161
2334 BP Leiden
Nederland
+31 71 573 08 20
info@stratelligence.nl

SAMENVATTING

De Europese Unie en alle EU-landen hebben het klimaatakkoord van Parijs ondertekend en zich daarmee verplicht de CO₂-uitstoot te reduceren naar het pre-industriële tijdperk. Hiervoor is een overstap van de mobiliteitssector nodig naar koolstofarme energiedragers, zoals elektriciteit en waterstof. De Europese wetgeving verplicht de lidstaten een passende laad- en tankinfrastructuur te realiseren in de Europese *Alternative Fuels Infrastructure Directive* – AFID, richtlijn (2014/94/EU).

In het kader van het Fit-for-55-pakket heeft de Europese Commissie (EC) het voorstel gedaan om de uit het jaar 2014 stammende AFID te herzien door middel van een verordening: de richtlijn infrastructuur alternatieve brandstoffen (*Alternative Fuels Infrastructure Regulation - AFIR*). Deze herziening heeft als doel de uitrol binnen de EU van de alternatieve tank- en laadcapaciteit te versnellen door onder andere bindende doelen op te nemen.

In het AFIR-voorstel zijn capaciteitsdoelen voor de laadinfrastructuur opgenomen. Het gaat om minimum capaciteitseisen op het Trans-European Transport Network (TEN-T) netwerk en afstandseisen voor de laadinfrastructuur voor lichte en zware voertuigen. Ook stelt de EC doelen voor de waterstofinfrastructuur, de infrastructuur voor liquified natural gas (LNG), walstroom en het stationair laden voor de luchtvaart. De LNG-infrastructuur en het stationair laden op luchthavens zijn geen onderdeel van de opdracht.

De Raad, het Europees Parlement en de Europese Commissie werken aan een politiek akkoord over de inhoud. De verwachting is dat dit akkoord in 2023 bereikt zal worden.¹ Tijdig inzicht in de financiële impact van de AFIR voor Nederland is nodig om ook tijdig budget vrij te kunnen maken om de verplichtingen van de AFIR te realiseren.

DOEL ONDERZOEK

Er ontbreekt in Nederland een totaaloverzicht waarin de gecombineerde kosten voor laadinfrastructuur voor personenvervoer, laadinfrastructuur voor zwaar wegvervoer, tankinfrastructuur voor waterstofwegvervoer en walstroom voor de scheepvaart inzichtelijk worden gemaakt. Dit ondanks het feit dat er verschillende onderzoeken zijn uitgevoerd.

Het doel van deze rapportage is daarom het bieden van inzicht in de financiële implicaties die de AFIR heeft voor Nederland. Gekozen is om inzicht te geven in de financiële consequenties voor drie scenario's: een laag, midden en hoog ambitieniveau. Achtergrond daarvan is dat tijdens uitvoering van de studie het nog onduidelijk is welk compromis tussen de Raad en het Parlement zal worden bereikt en welke uitrolverplichtingen daarmee gemoeid zijn. Per scenario zijn twee verschillende werkzaamheden uitgevoerd:

- a) Het maken van een overzicht van de doelstellingen per scenario (laag, midden, hoog) voor de verplichtingen op de volgende segmenten: elektrisch *light duty vehicles* (LDV),

¹ Bron begeleidingsteam opdracht.

elektrisch *heavy duty vehicles* (HDV), waterstof voor gebruik in *fuel cell electric vehicles* (FCEV) en walstroom voor de scheepvaart.

- b) Het koppelen van de kosten voor de realisatie van de infrastructuur aan de gestelde doelstellingen per scenario en per segment. Het gaat hierbij in eerste instantie om de kosten voor de realisatie van laad- en tankinfrastructuur en niet om de kosten die gepaard gaan met energietoevoer (zoals de kosten voor netverzwaring) en de kosten voor de acquisitie van land.

De kosten zijn uitgebreider in kaart gebracht dan gevraagd. Naast de investeringen is ook een inschatting gemaakt van de publieke bijdrage en onrendabele top. Indicatieve kosten voor het netwerk tussen een transformatorstation en de laadpunten zijn meegenomen voor HDV en walstroom voor de zeevaart, maar niet voor LDV, walstroom binnenvaart en waterstoftankstations. Diepere netinvesteringen vanaf een transformatorstation zijn evenmin meegenomen. Naar de benodigde kosten om het elektriciteitsnetwerk geschikt te maken voor de energietransitie hebben de netbeheerders meerdere onderzoeken gedaan.

Disclaimer:

De kosteninschattingen in deze studie zijn omgeven met veel onzekerheden en moeten ook als zodanig worden geïnterpreteerd. Het gaat om indicaties, niet om harde cijfers of verplichtingen.

De uitkomsten zijn gevoelig voor de onzekere aannames waaronder de gemiddelde bezettingsgraad en de gemiddelde verkoopmarge per kWh elektriciteit en kg waterstof.

De bezettingsgraad is als gemiddelde over de gehele afschrijvingstermijn constant gehouden. Initieel kan een laadpaal of tankstation lagere bezettingsgraden hebben, omdat de laad- en tankinfrastructuur op het aantal voertuigen voorloopt. Daarmee wordt minder energie afgezet aan het begin van de levensduur en zijn de opbrengsten initieel lager. Dit effect is niet meegenomen in de berekeningen.

De kosten van netverzwaring en locatiekosten zijn beperkt meegenomen in de berekende investeringen en publieke bijdragen. Alleen voor HDV en walstroom voor de zeevaart zijn indicatieve kosten voor netverzwaring tussen transformatorstation en de laadpunten – dat wil zeggen de directe investeringen die de exploitant maakt - in de berekening betrokken. De diepere netinvesteringen vanaf het transformatorstation zijn niet meegeteld, evenmin de kosten voor netverzwaring voor een laadpaal voor *light duty vehicles*, walstroom voor binnenvaart of een waterstoftankstation. Dit betekent dat de financiële implicaties onderschat zijn. Er is geen inschatting gemaakt van de haalbaarheid van tijdige netverzwaring gezien de congestieproblematiek.

De studie maakt voor zover mogelijk gebruik van eerder uitgevoerde studies en bronnen aangeleverd door RWS. De resultaten zijn gebruikt zonder een uitgebreide review van deze bronnen.

AANPAK

Scenario's

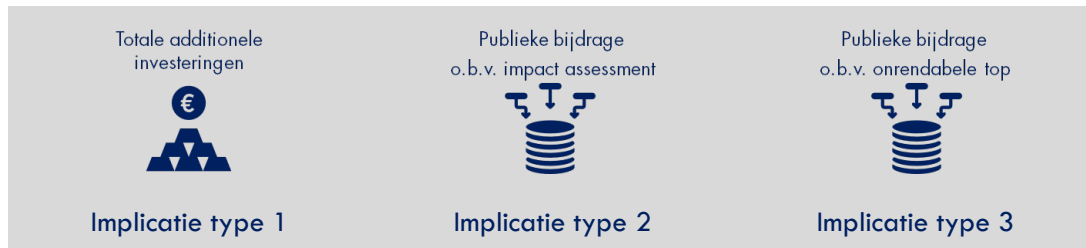
Dit rapport beschrijft de *financiële implicaties van de AFIR* voor drie scenario's, zie Tabel 1. Het scenario Laag komt overeen met het Raadsakkoord zoals bereikt op de Transportraad van 2 juni 2022 (Raad van de Europese Unie, mei 2022). Het scenario Midden is het Commissievoorstel uit 2021 (Europese Commissie, juli 2021). Het scenario Hoog komt overeen met de positie van het Europees Parlement. Omdat deze positie bij aanvang van de studie nog formeel wordt gevormd, wordt uitgegaan van de beschrijving van de rapporteur (Ertug, september 2022).

Tabel 1: gebruikte scenario's

Scenario	Voorstel
Laag	Voorstel Europese Raad, juni 2022
Midden	Voorstel Europese Commissie, juli 2021
Hoog	Concept voorstel Europees Parlement, september 2022

Berekening financiële implicaties

De financiële implicaties van de AFIR worden in dit rapport op drie manieren uitgedrukt.



Eerst wordt het totale (additionele) investeringsbedrag genoemd om de reeds bestaande infrastructuur uit te bouwen tot de geëiste capaciteit. Dit is de optelsom van de benodigde investeringen van de markt voor laad- en tankinfrastructuur in de periode 2024-2035 en van de publieke bijdragen hieraan.

Vervolgens worden de benodigde publieke bijdragen per sector geschat. Dit gaat om indicaties, niet om harde cijfers of verplichtingen. De publieke bijdragen schatten we op twee manieren.

1. Als eerste wordt de publieke bijdrage berekend als een percentage van de totale investeringen voor laad- en tankinfrastructuur in de periode 2024-2035. Dit is een methodiek die gebruikt is in de impact assessment voor de AFIR (Ricardo, juli 2021). Voor elke sector is een vast percentage voor investeringen tot en met 2030 en na 2030 gebruikt.
2. Vervolgens bepalen we de onrendabele top over de afschrijvingstermijn van de additionele tank- en laadinfrastructuur in de Nederlandse situatie. Deze onrendabele top geeft een indicatie van de *benodigde* publieke bijdrage. Hiervoor berekenen we het exploitatieresultaat over de afschrijvingstermijn van de tank- en laadinfrastructuur bij de gemiddelde verwachte bezettingsgraad. Een negatief resultaat betekent dat er sprake is van een onrendabele top die gelijk is aan dit negatieve resultaat. Als het resultaat positief is, is er *gemiddeld* geen onrendabele top.

Belangrijke notie is dat de kosten van netverzwaring *beperkt* en locatiekosten *niet* zijn meegenomen. Alleen voor HDV en walstroom voor de zeevaart zijn indicatieve kosten voor netverzwaring tussen transformatorstation en de laadpunten in de berekening betrokken, maar niet voor LDV, walstroom binnenvaart en waterstofstations. Diepere netinvesteringen vanaf een transformatorstation zijn evenmin meegenomen. Dit betekent dat de financiële implicaties onderschat zijn.

Implicatie berekend ten opzichte van referentie

De AFIR-eisen die volgen uit deze Europese scenario's zijn vergeleken met de *huidige* situatie in Nederland (de *referentie*). Wanneer een AFIR-eis lager uitkomt dan de infrastructuur die al in de referentie aanwezig is, zijn de meerkosten voor de AFIR nihil. Indien er 20 tankstations nodig zijn, en nu al 15 aanwezig, zijn de meerkosten van de AFIR de kosten en/of onrendabele top van

5 tankstations. De referentie bestaat uit reeds aanwezige infrastructuur en harde afspraken hiervoor.

Nederlandse prognoses voor de benodigde toekomstige tank- en laadinfrastructuur, zijn niet betrokken in deze studie. Deze prognoses zijn onzeker en nog niet gefinancierd. Voor de realisatie van deze prognoses zal ook steun nodig zijn bijvoorbeeld in de vorm van subsidie op investeringen. Een hogere prognose voor Nederland dan de AFIR-eisen heeft geen gevolgen voor de in deze studie berekende kosten van de AFIR, maar wel implicaties voor de totale investering en publieke bijdragen om de voor Nederland gewenste vervoersprognoses te realiseren.

Verkoopmarge op elektriciteit en waterstof

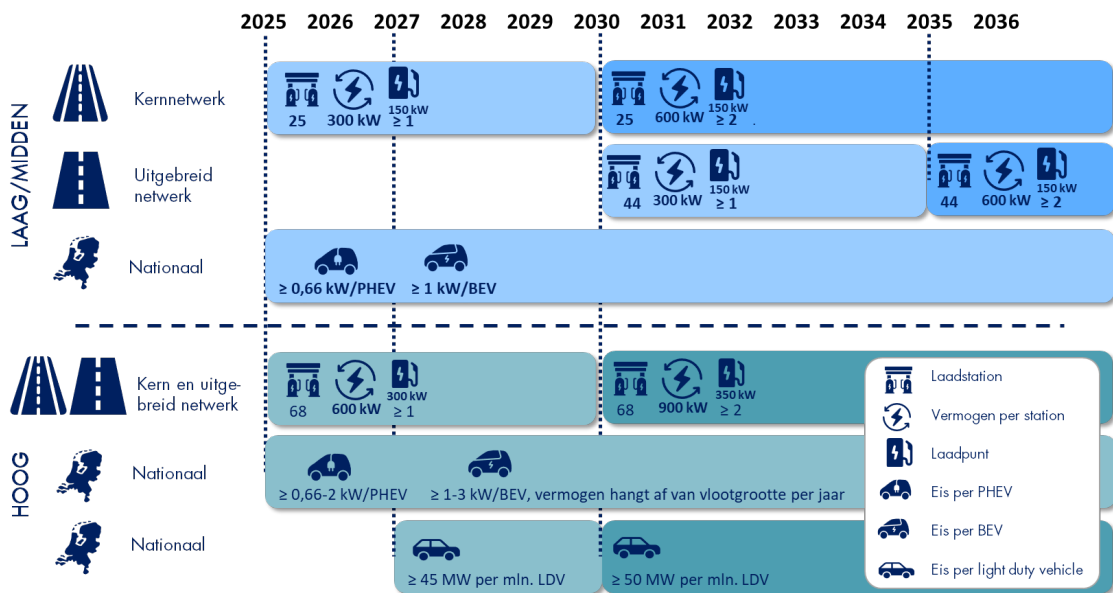
De berekening van het exploitatiesaldo en de onrendabele top hangt sterk af van de inkoop- en verkoopprijzen van elektriciteit (per kWh) en waterstof (per kg). De grote prijsstijgingen in 2022 maken de beschikbare prognoses die dateren van voor de energiecrisis onrealistisch. Daarnaast is het lastig een betrouwbare prognose te maken van de ontwikkeling in de komende jaren. We gebruiken daarom geen expliciete inkoop- en verkoopprijzen (per kWh of kg), maar veronderstellen een vaste verkoopmarge voor de exploitant: de gemiddelde verkoopprijs exclusief belastingen is de inkoopprijs exclusief belastingen plus de verkoopmarge (per kWh of kg). De verkoopmarge voor elektriciteit stellen we gelijk aan de verkoopmarge per sector zoals die voor de energiecrisis gemiddeld werd geprognosticeerd voor de periode 2025-2030 (TNO, december 2021). Voor waterstof is de verkoopmarge bepaald op basis van literatuur en input uit de markt.

Gebruik van gemiddelde verwachtingen

De berekening van de financiële implicaties voor drie mogelijke beleidsscenario's vraagt veel aannames over kosten van infrastructuur, verkoopmarges, en de marktontwikkeling van elektrisch vervoer en vervoer op waterstof. Er wordt daarom gerekend met gemiddelde verwachtingen en bezettingsgraden en niet met specifieke data voor elk wegsegment en elke mogelijke locatie. Dit heeft als consequentie dat de financiële implicaties voor een gemiddelde laadpaal of tankstation worden bepaald, terwijl in werkelijkheid sprake zal zijn van een bandbreedte in de resultaten. Bijvoorbeeld: als gemiddeld geen sprake is van een onrendabele top zullen laad- en tankstations langs dunnere vervoersstromen in werkelijkheid wel een onrendabele top kunnen hebben, terwijl andere stations meer winst zullen maken. Voor HDV is een verdieping uitgevoerd naar mogelijke spreiding in de bezettingsgraad en in de onrendabele top tussen laadstations. Deze laat zien dat er rondom het berekende gemiddelde van elk type laadstation langs het TEN-T netwerk ook stations met een 80% hogere of 70% lagere bezettingsgraad dan gemiddeld kunnen zijn.

LIGHT DUTY VEHICLES

De verschillende AFIR-eisen voor *light duty vehicles* zijn in Figuur 1 samengebracht. Er zijn geen verschillen tussen het scenario laag en midden. Alleen de Europese vermogens eis voor het TEN-T netwerk komt in het hoge scenario ook in 2035 hoger uit dan voor de andere twee scenario's. Het aantal laadpunten is in het hoge scenario juist iets lager doordat een hoger vermogen per laadpunt wordt verondersteld.



Figuur 1: ambities laadinfrastructuur light duty vehicles per scenario AFIR

De hiervoor genoemde Europese AFIR-eisen hebben we vertaald in de financiële implicaties voor de LDV's. Deze implicaties bestaan hoofdzakelijk uit investeringen en publieke bijdragen om te voldoen aan de eis voor het landelijk opgestelde laadvermogen in plaats van de eisen voor het TEN-T netwerk.

In het lage en midden scenario is in totaal 578 miljoen euro aan investeringen nodig voor het *landelijke netwerk*, en in het hoge scenario een investeringsbedrag van 712 miljoen euro door de eis voor een ander betaalsysteem. Voor de verplichte laadstations langs het TEN-T netwerk is geen aanvullende investering nodig in het voorstel van de Raad en van de Europese Commissie (Laag en Midden). Alleen als het voorstel van het Europees Parlement wordt overgenomen, is een beperkte aanvullende investering noodzakelijk: 20 miljoen euro.

De geschatte publieke bijdrage voor het landelijke netwerk ligt tussen de 111 en 157 miljoen euro en voor het TEN-T netwerk tussen de 0 en 8 miljoen euro uitgaande van de aannames uit de impact assessment.

In de Nederlandse situatie suggereert het ontbreken van een onrendabele top in het lage en midden scenario dat geen publieke bijdrage nodig is, anders dan voor netverzwaring en locatiekosten. In het hoge scenario is sprake van een onrendabele top voor de reguliere laders in het landelijke netwerk.

De hoogte van de financiële implicaties is afhankelijk van het succes van het elektrificeren van de vloot lichte voertuigen. Bij een langzamere uitrol zijn de financiële implicaties kleiner; is de uitrol sneller dan verwacht dan zijn de financiële gevolgen groter.

Belangrijke noties bij de cijfers zijn dat ze gevoelig zijn voor het uitroltempo van de elektrische vloot, de gemiddelde bezettingsgraad en verkoopmarge, en de opbouw qua vermogen en locatieverdeling van de laadpunten.² Verder zijn de locatiekosten en de kosten van netverzwaring niet meegenomen.



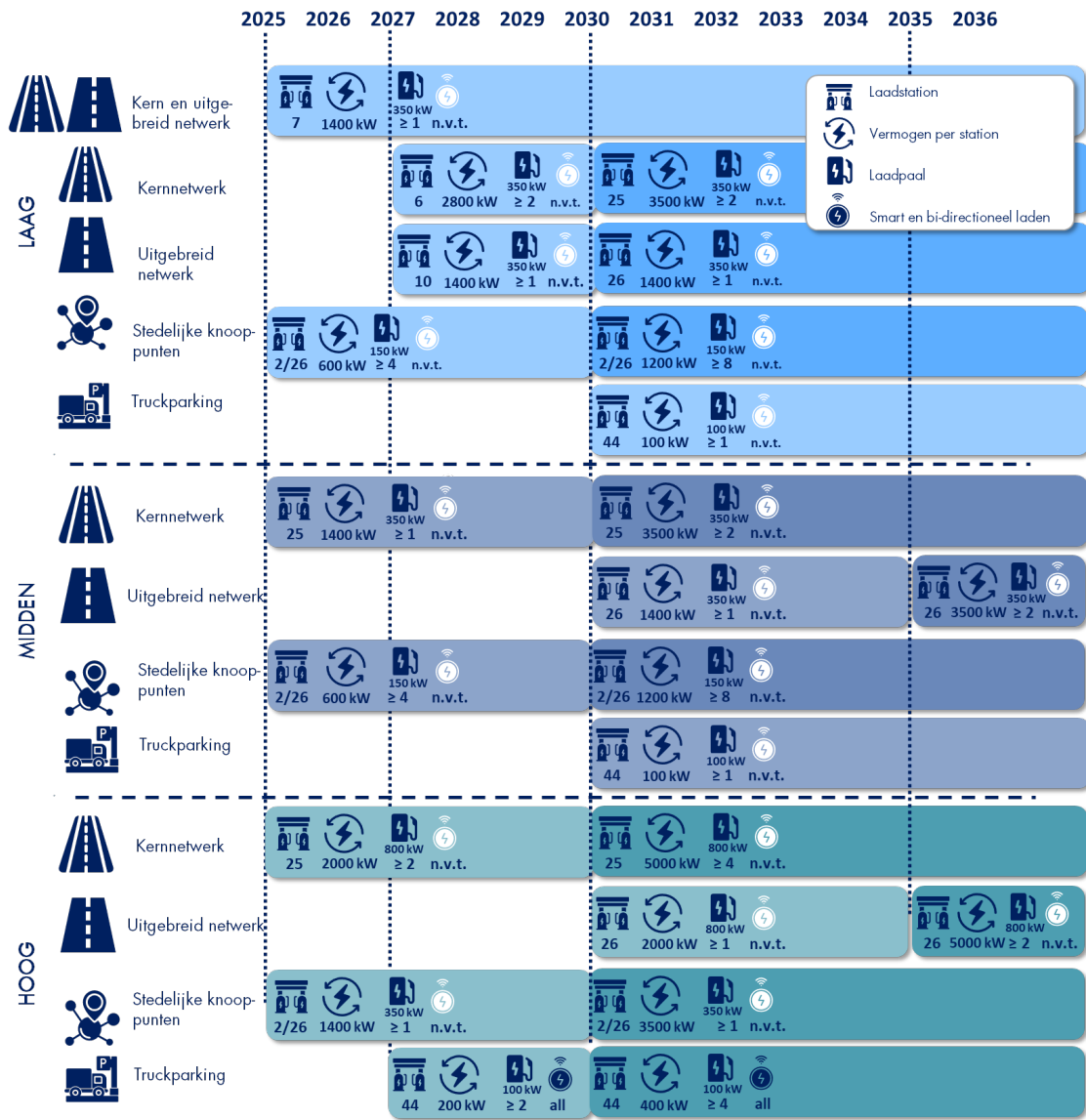
*Exclusief netverzwaringen

HEAVY DUTY VEHICLES

De AFIR-eisen zijn in Figuur 2 samengevat. De drie scenario's verschillen op diverse punten. Het lage scenario rolt relatief snel uit met als ingangsdata voor de verzwaring van de eisen: 2025, 2027 en 2030. De andere twee scenario's passen de eisen aan in 2025, 2030 en 2035.

Het aantal laadstations is uiteindelijk gelijk voor alle scenario's. Het vermogen per laadstation is in het hoge scenario duidelijk groter dan in de andere twee scenario's. Het aantal laders is in het hoge scenario ondanks het hogere vermogen juist iets lager dan in het midden scenario doordat een hoger vermogen per lader wordt verondersteld. Smart en bi-directionele laders zijn in de concept AFIR-teksten alleen in het hoge scenario nodig op de truckparkings.

² Bedoeld wordt welke vermogens gebruikt worden om aan eisen te voldoen en of laadpalen in pools worden neergezet zodat een betaalsysteem kan worden gedeeld of als individuele laadpunten verdeeld worden over het land.



Figuur 2: ambities laadinfrastructuur heavy duty vehicles per scenario AFIR

Voor de HDV's zijn langs de TEN-T nog geen geschikte laadstations beschikbaar; dit geldt ook voor stedelijke knooppunten en truckparkings. Hierdoor maakt de AFIR aanvullende investeringen noodzakelijk. De hoogte bedraagt naar schatting tussen de 166 en 278 miljoen euro. Het voorstel van het Europees Parlement leidt tot ruim 100 miljoen hogere investeringen (278 miljoen euro in plaats van 166 miljoen euro), als gevolg van veel hogere vermogens-eisen.

De publieke bijdrage hieraan wordt op 83 tot 122 miljoen euro geschat bij de aannames uit de impact assessment.

De publieke bijdrage op basis van de onrendabele top bedraagt 8 tot 43 miljoen euro bij de gebruikte aannames. De cijfers zijn gevoelig voor de gemiddelde bezettingsgraad, verkoopmarge en

het gebruik van HBE's. Locatiekosten zijn niet meegenomen voor de laadstations maar gemiddelde kosten voor netverzwaring tot het transformatorstation wel.³

De gemiddelde bezettingsgraad van 10% voor de laadpunten langs het TEN-T netwerk vraagt een ambitieuze uitrol van het aantal HDV's, vooral in het hoge scenario. Bij een lagere bezettingsgraad dan 10% neemt de onrendabele top snel toe. Een indicatieve analyse van de spreiding van de onrendabele toppen over verschillende wegsegmenten en type laadstations geeft aan dat de onrendabele top langs het kernnetwerk het grootst is. De reden is dat de verhouding tussen de verwachte laadbehoefte en de laadinfrastructuur daar het kleinst is. Op bewaakte truckparkings, stedelijke knooppunten en langs het uitgebreide netwerk ligt de gemiddelde bezettingsgraad voldoende hoog om een onrendabele top te voorkomen (>10%). Langs het kernnet ligt de gemiddelde de bezettingsgraad afhankelijk van de investeringsdatum gemiddeld lager dan 10% en zijn er bovendien wegsegmenten waarvan de bezettingsgraad ruim onder het gemiddelde zou liggen (zie bijlage). De precieze ligging van de laadstations is daarom belangrijk voor de berekening van de onrendabele top.

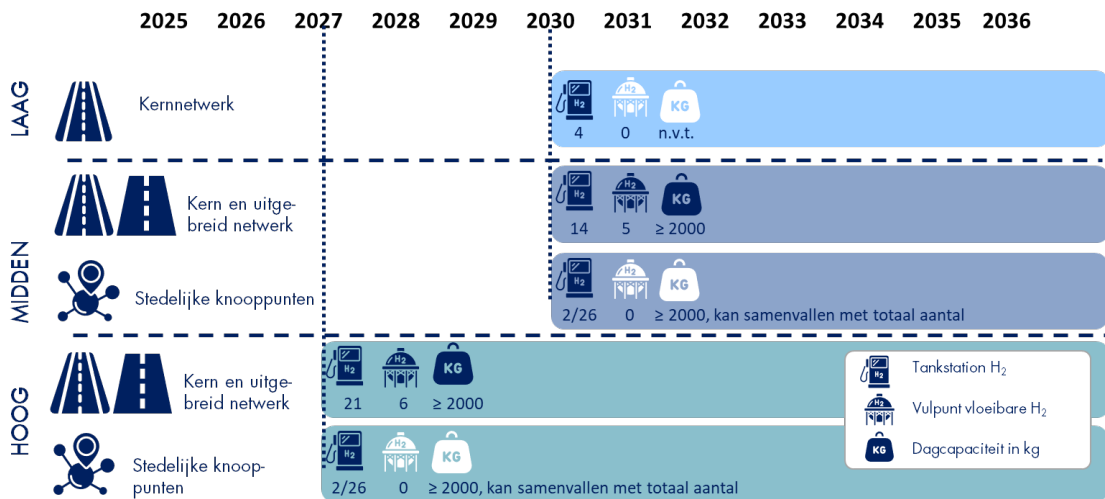


* Bij HDV is een post voor netverzwaring meegenomen, omdat de hoge vermogens netverzwaring vaak noodzakelijk maken.

WATERSTOF

De Europese AFIR-eisen voor waterstof zijn in Figuur 3 gecombineerd. De belangrijkste verschillen tussen de scenario's betreffen de ingangsdatum en het aantal tankstations. In het hoge scenario is de ingangsdatum van AFIR-eisen eind 2027, in de andere scenario's eind 2030. Het hoge scenario stelt langs het TEN-T netwerk minimaal 21 stations verplicht en het lage scenario slechts 4. Ook stellen het midden en hoge scenario eisen aan de aanwezigheid van een waterstoftankstation in een stedelijk knooppunt, de noodzaak voor vloeibare waterstof, en een minimum levercapaciteit van 2000 kg per dag.

³ Kosten voor diepere netinvesteringen zijn evenmin meegenomen.



Figuur 3: ambities waterstof per scenario AFIR

Voor de waterstofinfrastructuur zijn in alle scenario’s aanvullende investeringen nodig. Het verschil tussen de noodzakelijke investeringen voor het Raadsvoorstel (lage scenario 12 miljoen euro) versus het voorstel van het Europees Parlement (hoge scenario 120 miljoen euro) is aanzienlijk. De redenen zijn het grotere aantal tankstations, waarvan 6 met vloeibare waterstof, de eisen voor de stedelijke knooppunten en de maximale afstand tot de dichtstbijzijnde afrit van het TEN-T netwerk. In plaats van 9 bestaande waterstoftankstations langs het TEN-T netwerk die voldoen aan eisen in de het scenario Laag en Midden, blijven er 4 over die voldoen aan de eisen van het scenario Hoog, het voorstel van het Europees Parlement.

De publieke bijdrage berekend conform de aannames uit de impact assessment bedraagt 6 tot 60 miljoen euro. De publieke bijdrage op basis van de onrendabele top zonder HBE’s komt uit op 4 tot 79 miljoen euro.

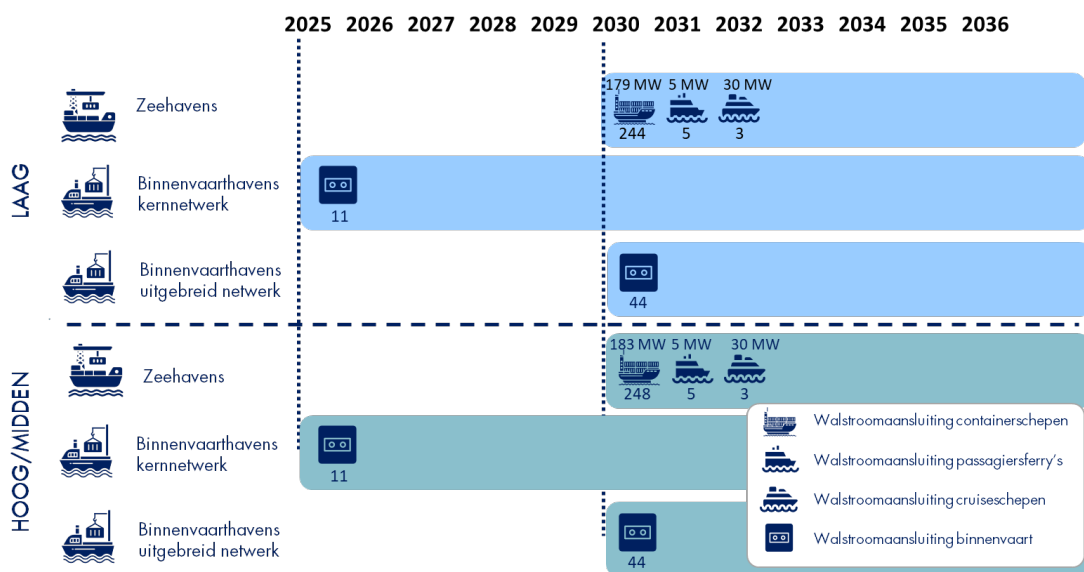
De waterstofcijfers zijn gevoelig voor de gemiddelde bezettingsgraad, verkoopmarge en het gebruik van HBE’s. Locatiekosten en netverzwaringskosten voor de tankstations zijn niet meegenomen in de analyse. Aandachtspunt is het aantal tankstations dat aanvullend op de huidige situatie nodig is om aan de eisen te voldoen. Deze kunnen iet lager uitvallen afhankelijk het aantal tankstations langs het TEN-T netwerk dat ook een stedelijk knooppunt kan bedienen en van de interpretatie van de AFIR-eisen. De maximale afstand tot de dichtstbijzijnde exit van het TEN-T netwerk is een beperkende voorwaarde in het hoge scenario. Hierdoor kwalificeren verschillende bestaande tankstations niet meer als *langs* het TEN-T netwerk.



*Exclusief netverzwaringen

WALSTROOM

De verschillende AFIR-eisen voor walstroomaansluitingen zijn in Figuur 4 samengevat. De drie scenario's zijn bijna gelijk. Alleen voor containerschepen in zeehavens is er een verschil. De eisen in het lage scenario vallen iets lager uit dan in het midden en hoge scenario.



Figuur 4: ambities walstroom per scenario AFIR

Er zijn substantiële investeringen voor walstroom in zeehavens nodig; tot 367 miljoen euro. Voor walstroom binnenvaart gaat het om minder dan 2 ton euro. De meeste havens zijn namelijk al voorzien en de investeringen per haven zijn beperkt.

Er zijn geen verschillen in de walstroomambities voor de binnenvaart tussen het voorstel van de Raad, de Europese Commissie en het Europees Parlement en beperkte verschillen voor zeehavens. De investeringen voor de zeehavens zijn in het midden en hoge scenario 7 miljoen euro hoger dan in het lage.

De publieke bijdrage voor walstroomvoorzieningen komt uit op 90 tot 92 miljoen euro, uitgaande van het percentage dat wordt verondersteld in de impact assessment (Ricardo, juli 2021). Dit percentage wordt in andere onderzoeken hoger ingeschat. De publieke bijdrage gebaseerd op de onrendabele top bedraagt 393 tot 403 miljoen euro.

Zonder HBE's is er voor alle segmenten en havens sprake van een onrendabele top in de exploitatie. Dit wordt veroorzaakt door de relatief lage bezetting van de voorgeschreven walstroomaansluitingen en de lage marges, terwijl de infrastructuurkosten juist relatief hoog zijn. Beide methoden komen daardoor tot uiteenlopende inschattingen voor de publieke bijdragen. Ook walstroom voor de binnenvaart heeft een onrendabele top. Het gaat voor de binnenvaart om relatief kleine bedragen (ongeveer 1500 euro per jaar per haven).

Aandachtspunten bij de cijfers zijn de gevoeligheid voor de verkoopmarges, de gemiddelde bezettingsgraad, de aannames over de kadelenkte die een walstroomaansluiting kan bedienen en de HBE-inkomsten. Of de bezettingsgraad in de zeehavens gerealiseerd kan worden, is afhankelijk van het aantal schepen dat zal zijn aangepast aan het gebruik van walstroom. Vanuit de *FuelEU Maritime* gaat vanaf 2030 een verplichting gelden voor schepen binnen de scope om walstroom

af te nemen. Dit gaat om substantiële investeringen die niet zijn meegenomen in de investeringen voor walstrooinfrastructuur. De locatiekosten en netverzwaringskosten voor binnenvaarthavens zijn niet meegeteld. De netwerkkosten tussen het transformatorstation en de walaansluiting in de zeehavens wel.



*Exclusief netverzwaringen in binnenvaarthavens, inclusief kosten elektriciteitsnetwerk tussen transformatorstation en walstroomaansluiting in zeehavens.

TOTALE INVESTERINGEN EN FINANCIËLE BIJDRAGEN

Gecombineerd komen de totale investeringen bij de gebruikte aannames uit op 1.117 tot 1.497 miljoen euro. De geschatte publieke bijdrage hieraan bedraagt 290 tot 438 miljoen euro over de periode 2024 tot en met 2035 op basis van de aannames uit de impact assessment, zie Tabel 2.

Tabel 2: additionele investeringen en publieke bijdrage per scenario en segment in miljoenen euro's

Periode 2024-2035	Laag	Midden	Hoog
Investerings cumulatief in mln. euro	€ 1.117	€ 1.206	€ 1.497
LDV TEN-T	€ 0	€ 0	€ 20
LDV landelijk	€ 578	€ 578	€ 712
HDV	€ 166	€ 198	€ 278
Waterstof	€ 12	€ 63	€ 120
Walstroom	€ 360	€ 367	€ 367
Publieke bijdrage cumulatief in mln. euro	€ 290	€ 320	€ 438
LDV TEN-T	€ 0	€ 0	€ 8
LDV landelijk	€ 111	€ 111	€ 157
HDV	€ 83	€ 86	€ 122
Waterstof	€ 6	€ 31	€ 60
Walstroom	€ 90	€ 92	€ 92
Publieke bijdrage op basis van onrendabele top in mln. euro	€ 440	€ 489	€ 591
LDV TEN-T	€ 0	€ 0	€ 0
LDV landelijk	€ 0	€ 0	€ 101
HDV	€ 43	€ 29	€ 8
Waterstof	€ 4	€ 57	€ 79
Walstroom	€ 393	€ 403	€ 403

Het grootste deel van de investeringen bestaat uit investeringen en publieke bijdragen om te voldoen aan het minimaal landelijk opgestelde laadvermogen voor LDV. De scenario's verschillen alleen in de kosten voor de betaalsystemen. Op basis van de onrendabele top lijkt gemiddeld geen publieke bijdrage nodig, behalve in het hoge scenario. De publieke bijdrage op basis van de onrendabele top in het hoge scenario is bij de gebruikte aannames 101 miljoen. De locatiekosten en kosten voor netverzwaring zijn niet meegenomen in de berekening van de onrendabele top voor LDV.

Voor HDV komt de geschatte publieke bijdrage conform de methode van de impact assessment uit op 83 tot 122 miljoen euro. De publieke bijdrage op basis van de onrendabele top en een gemiddelde bezettingsgraad van 10% bedraagt 8 tot 43 miljoen euro. Bij een lagere bezettingsgraad die voor het kernnet niet onwaarschijnlijk is, neemt de onrendabele top flink toe.

Voor walstroom en waterstof is ook sprake van een onrendabele top. De onrendabele top berekening leidt tot een bijdrage van 4 tot 79 miljoen euro voor waterstof en 393 tot 403 miljoen euro voor walstroom. De methode conform de impact assessment komt uit op een schatting van 6 tot 60 miljoen euro voor waterstof en van 90 tot 92 miljoen euro voor walstroom.



*Exclusief netverzwaringen m.u.v. kosten elektriciteitsnetwerk tussen transformatorstation en walstroomaansluiting in zeehavens en voor HDV.

AANBEVELINGEN

Gebruik resultaten

De berekende resultaten zijn indicatief; ze zijn gebaseerd op aannames over bezettingsgraden, verkoopmarges, de beschikbaarheid van HBE's en de ontwikkeling van de *light duty vehicle* vloot. Er is vanzelfsprekend geen zekerheid dat de financiële implicaties exact zo zullen uitpakken. Ook zijn de kosten van netverzwaring niet meegenomen voor LDV, walstroom voor binnenvaart en waterstoftankstations, en voor HDV en walstroom voor zeevaart indicatief. Deze kunnen een aanzienlijke impact hebben, afhankelijk van de locatie.

De resultaten moeten daarom met voorzichtigheid worden gebruikt en als indicaties worden beschouwd in plaats van harde cijfers. Dit geldt voor alle vergelijkbare toekomstverkenningen.

De aannames zijn voor zover mogelijk overgenomen van de impact assessment die ten grondslag ligt aan de huidige AFIR-conceptvoorstellen, de duiding van de AFIR van TNO (TNO, december 2021) en van door de opdrachtgever aangedragen achtergrondrapporten voor deelsegmenten gericht op de Nederlandse markt.

Netverzwaring

Een belangrijk uitgangspunt van dit onderzoek is dat netverzwaring en locatiekosten beperkt zijn meegenomen in de berekening van de financiële implicaties. Deze kosten zijn zeer locatieafhankelijk en vragen een grote extra onderzoeksinspanning van individuele cases die niet binnen de scope van dit onderzoek paste.

Wel is er gerekend met een *gemiddelde* kostenpost voor netverzwaring voor HDV, omdat de hoogte van het aangeboden vermogen per laadstation noodzaak van netverzwaring waarschijnlijk maakt. Deze kostenpost is afhankelijk van het geëiste laadvermogen. Gemiddelde kosten voor het netwerk tussen de walstroomaansluitingen voor de zeevaart en een transformatorstation zijn ook betrokken in de inschattingen.

De onrendabele top voor de exploitatie van laadinfrastructuur is sterk afhankelijk van de noodzaak en kosten van netverzwaring. Daarom wordt aanbevolen om te onderzoeken welke netverzwaringskosten er minimaal en maximaal verwacht mogen worden en hoe de verdeling is tussen deze uitersten per regio. Hierdoor kan een nauwkeurigere inschatting worden gemaakt van de totale financiële implicaties.

Spreiding resultaten / effect op onrendabele top

De onrendabele top is in deze studie bepaald voor een exploitant die een gemiddelde bezettingsgraad realiseert. In werkelijkheid zijn er grote verschillen tussen de bezettingsgraden in dichtbevolkte gebieden en langs grotere vervoersstromen in vergelijking met de bezettingsgraden in dunner bevolkte gebieden en langs kleinere vervoersstromen. Dit betekent dat er exploitanten zullen zijn met een onrendabele top, ook als er gemiddeld geen onrendabele top is. Dit zijn tank- en laadlocaties met een relatief lage bezettingsgraad. Deze zullen alsnog een publieke bijdrage nodig hebben omdat de winst van de laad- en tankstations met een hoger dan gemiddelde bezettingsgraad de onrendabele top van deze exploitanten niet automatisch compenseert.⁴

De vingeroefening die is uitgevoerd voor HDV laat zien dat er sprake is van een grote bandbreedte; in 2030 loopt de veronderstelde bezettingsgraad per wegsegment langs het TEN-T uiteen van 1,3% tot 29%. Voor de stedelijke knooppunten en truckparkings ligt de veronderstelde bezettingsgraad gemiddeld hoger dan 10%. Geadviseerd wordt om bij de keuze van locaties hiermee rekening te houden en een balans te zoeken tussen de maximale geëiste afstand tussen laadstations en locaties op de wegsegmenten met de hoogste laadvraag.

Samenhang ontwikkeling aantallen voertuigen en benodigde laad-en tankinfrastructuur

In deze studie is gekeken naar wat de eisen uit de Europese AFIR zullen betekenen voor de benodigde uitrol van de tank- en laadinfrastructuur in Nederland. Om de gebruikte Nederlandse vervoersprognoses te halen, kan het nodig zijn een uitgebreidere infrastructuur aan te leggen. De meerkosten van een uitgebreidere infrastructuur zijn niet begrepen in de berekende financiële implicaties. Het beperken van de infrastructuurinvesteringen tot de AFIR-eisen in plaats van wat de sector nodig acht zou kunnen leiden tot een langzamere uitrol dan verondersteld in de beleidsplannen (o.a. klimaatakkoord) en tot lagere bezettingsgraden en derhalve grotere onrendabele toppen dan berekend. Aanvullend onderzoek is nodig naar de samenhang tussen de vervoersaantallen en de capaciteit van de infrastructuur om hiervoor meer nauwkeurige uitspraken te kunnen doen.

⁴ Oplossing kan zijn om concessies/vergunningen in pakketten uit te geven, waarin zowel aantrekkelijke als minder aantrekkelijke locaties gecombineerd worden. De locaties met een hogere bezettingsgraad compenseren de minder goed lopende locaties voor de exploitant.

INHOUDSOPGAVE

Samenvatting	iii
Doel onderzoek.....	iii
Aanpak	iv
Light Duty Vehicles	vi
Heavy Duty Vehicles	viii
Waterstof.....	x
Walstroom.....	xii
Totale investeringen en financiële bijdragen	xiii
Aanbevelingen.....	xiv
Inhoudsopgave	xvi
HOOFDSTUK 1 Inleiding.....	1
1.1 Doel onderzoek	1
1.2 Aanpak.....	2
1.3 Leeswijzer.....	4
HOOFDSTUK 2 Light Duty Vehicles elektrisch.....	5
2.1 Ambitie	5
2.2 Referentie.....	11
2.3 Kosten laadinfrastructuur	14
2.4 Businesscase en onrendabele top.....	17
HOOFDSTUK 3 Heavy Duty Vehicles elektrisch	20
3.1 Ambitie	20
3.2 Referentie.....	24
3.3 Kosten laadinfrastructuur	24
3.4 Businesscase en onrendabele top.....	27
HOOFDSTUK 4 Waterstof.....	33
4.1 Ambitie	33
4.2 Referentie.....	36
4.3 Kosten tankinfrastructuur.....	40
4.4 Businesscase en onrendabele top.....	42
HOOFDSTUK 5 Walstroom	46
5.1 Ambitie	46
5.2 Referentie.....	50
5.3 Kosten laadinfrastructuur	51
5.4 Businesscase en onrendabele top.....	53
HOOFDSTUK 6 Financiële implicaties AFIR.....	58

6.1	Investerings in tank- en laadinfrastructuur	58
6.2	Publieke bijdrage op basis van impact assessment	59
6.3	Publieke bijdrage op basis van onrendabele top	60
6.4	Gevoeligheidsanalyse	61
HOOFDSTUK 7 Conclusies en aanbevelingen.....		64
7.1	Light Duty Vehicles.....	64
7.2	Heavy Duty Vehicles	65
7.3	Waterstof.....	66
7.4	Walstroom.....	67
7.5	Totale investeringen en financiële bijdragen	67
7.6	Aanbevelingen	68
Afkortingen		70
Literatuurlijst		71
Bijlage: Algemeen		73
Bijlage: Light Duty Vehicles.....		77
Bijlage: Heavy Duty Vehicles		82
Bijlage: Waterstof		88
Bijlage: Walstroom.....		92
Bijlage: Vingeroefening bezettingsgraad per wegdeel.....		100
	Verdeling tussen de verschillende type laadstations	101
	Verdeling per wegsegment	103

De Europese Unie en alle EU-landen hebben het klimaatakkoord van Parijs ondertekend en zich daarmee verplicht de CO₂-uitstoot te reduceren naar het pre-industriële tijdperk. Om hieraan te voldoen dient ook de mobiliteitssector de CO₂-uitstoot flink te laten afnemen. Hiervoor is een overstap nodig naar koolstofarme energiedragers, zoals elektriciteit en waterstof. Om voer- en vaartuigen van deze alternatieve energiedragers te voorzien, dient er voldoende tank- en laadinfrastructuur te zijn. De Europese wetgeving verplicht de lidstaten hiervoor een passende infrastructuur te realiseren in de Europese *Alternative Fuels Infrastructure Directive* – AFID, richtlijn (2014/94/EU).

In het kader van het Fit-for-55-pakket heeft de Europese Commissie (EC) het voorstel gedaan om de uit het jaar 2014 stammende AFID te herzien door middel van een verordening: de richtlijn infrastructuur alternatieve brandstoffen (*Alternative Fuels Infrastructure Regulation - AFIR*). Deze herziening heeft als doel de uitrol binnen de EU van de alternatieve tank- en laadcapaciteit te versnellen door onder andere bindende doelen op te nemen.

In het AFIR-voorstel zijn capaciteitsdoelen voor de laadinfrastructuur opgenomen. Het gaat om minimum capaciteitseisen op het Trans-European Transport Network (TEN-T) netwerk en afstandseisen voor de laadinfrastructuur voor lichte en zware voertuigen. Ook stelt de EC doelen voor de waterstofinfrastructuur, de infrastructuur voor liquified natural gas (LNG), walstroom en het stationair laden voor de luchtvaart. De LNG-infrastructuur en het stationair laden op luchthavens zijn geen onderdeel van de opdracht.

Onder het Franse voorzitterschap van de Europese Raad tijdens het eerste halfjaar 2022 is een Raadsakkoord bereikt in de Transportraad in juni. Op 17 oktober 2022 heeft het Europees Parlement gestemd over de herziening van de AFID en zijn positie hierin. Daarna zullen de Raad, het Parlement en de EC in de zogenaamde triloogonderhandelingen werken aan een politiek akkoord. De verwachting is dat dit akkoord in 2023 bereikt zal worden.⁵ Tijdig inzicht in de financiële impact van de AFIR voor Nederland is nodig om ook tijdig budget vrij te kunnen maken om de verplichtingen van de AFIR te realiseren.

1.1 DOEL ONDERZOEK

Door TNO (TNO, december 2021) is een duiding van de impact van de AFIR op de Nederlandse situatie gegeven. Ook zijn verschillende achterliggende onderzoeken naar deelsegmenten uitgevoerd. Er ontbreekt in Nederland echter een totaaloverzicht waarin de gecombineerde kosten voor laadinfrastructuur voor personenvervoer, laadinfrastructuur voor zwaar wegvervoer, tankinfrastructuur voor waterstofwegvervoer en walstroom voor de scheepvaart inzichtelijk worden gemaakt.

⁵ Bron begeleidingsteam opdracht.

Het doel van deze rapportage is daarom het bieden van inzicht in de financiële implicaties die de AFIR heeft voor Nederland. Gekozen is om inzicht te geven in de financiële consequenties voor drie scenario's: een laag, midden en hoog ambitieniveau. Achtergrond daarvan is dat tijdens uitvoering van de studie het nog onduidelijk is welk compromis tussen de Raad en het Parlement zal worden bereikt en welke uitrolverplichtingen daarmee gemoeid zijn. Per scenario zijn twee verschillende werkzaamheden uitgevoerd:

- a) Het maken van een overzicht van de doelstellingen per scenario (laag, midden, hoog) voor de verplichtingen op de volgende segmenten: elektrisch *light duty vehicles* (LDV), elektrisch *heavy duty vehicles* (HDV), waterstof voor gebruik in *fuel cell electric vehicles* (FCEV) en walstroom voor de scheepvaart.
- b) Het koppelen van de kosten voor de realisatie van de infrastructuur aan de gestelde doelstellingen per scenario en per segment. Het gaat hierbij in eerste instantie om de kosten voor de realisatie van laad- en tankinfrastructuur en niet om de kosten die gepaard gaan met energietoevoer (zoals de kosten voor netverzwaring) en de kosten voor de acquisitie van land. De kosten zijn uitgebreider in kaart gebracht dan gevraagd. Naast de investeringen is ook een inschatting gemaakt van de publieke bijdrage en onrendabele top.

1.2 AANPAK

Scenario's

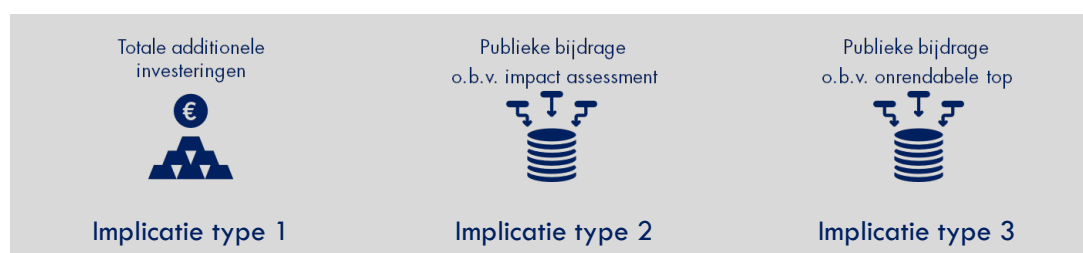
Dit rapport beschrijft de *financiële implicaties van de AFIR* voor drie scenario's, zie Tabel 3. Het scenario Laag komt overeen met het Raadsakkoord zoals bereikt op de Transportraad van 2 juni 2022 (Raad van de Europese Unie, mei 2022). Het scenario Midden is het Commissievoorstel uit 2021 (Europese Commissie, juli 2021). Het scenario Hoog komt overeen met de positie van het Europees Parlement. Omdat deze positie bij aanvang van de studie nog formeel wordt gevormd, wordt uitgegaan van de beschrijving van de rapporteur (Ertug, september 2022).

Tabel 3: gebruikte scenario's

Scenario	Voorstel
Laag	Voorstel Europese Raad, juni 2022
Midden	Voorstel Europese Commissie, juli 2021
Hoog	Concept voorstel Europees Parlement, september 2022

Berekening financiële implicaties

De financiële implicaties van de AFIR worden in dit rapport op drie manieren uitgedrukt.



Eerst wordt het totale (additionele) investeringsbedrag genoemd om de reeds bestaande infrastructuur uit te bouwen tot de geëiste capaciteit. Dit is de optelsom van de benodigde investeringen van de markt voor laad- en tankinfrastructuur in de periode 2024-2035 en van de publieke bijdragen hieraan.

Vervolgens worden de benodigde publieke bijdragen per sector geschat. Dit gaat om indicaties, niet om harde cijfers of verplichtingen. De publieke bijdragen schatten we op twee manieren.

1. Als eerste wordt de publieke bijdrage berekend als een percentage van de totale investeringen voor laad- en tankinfrastructuur in de periode 2024-2035. Dit is een methodiek die gebruikt is in de impact assessment voor de AFIR (Ricardo, juli 2021). Voor elke sector is een vast percentage gebruikt voor investeringen tot en met 2030 en voor investeringen na 2030.
2. Vervolgens bepalen we de onrendabele top over de afschrijvingstermijn van de additionele tank- en laadinfrastructuur in de Nederlandse situatie. Deze onrendabele top geeft een indicatie van de benodigde publieke bijdrage. Hiervoor berekenen we het exploitatieresultaat over de afschrijvingstermijn van de tank- en laadinfrastructuur bij de gemiddelde verwachte bezettingsgraad. Een negatief resultaat betekent dat er sprake is van een onrendabele top die gelijk is aan dit negatieve resultaat. Als het resultaat positief is, is er *gemiddeld* geen onrendabele top.

Belangrijke notie is dat de kosten van netverzwaring en locatiekosten *niet* zijn meegenomen. Alleen voor HDV en walstroom voor de zeevaart zijn indicatieve kosten voor het netwerk tussen transformatorstation en laadaansluiting in berekening betrokken, maar niet voor LDV, walstroom binnenvaart en waterstof tankstations. Diepere netinvesteringen vanaf een transformatorstation zijn evenmin meegenomen. Naar de benodigde kosten om het elektriciteitsnetwerk geschikt te maken voor de energietransitie hebben de netbeheerders meerdere onderzoeken gedaan. Dit betekent dat de implicaties gemiddeld onderschat zijn.

Implicaties ten opzichte van referentie

De AFIR-eisen die volgen uit deze Europese scenario's zijn vergeleken met de *huidige* situatie in Nederland (de *referentie*). Wanneer een AFIR-eis lager uitkomt dan de infrastructuur die al in de referentie aanwezig is, zijn de meerkosten voor de AFIR nihil. Indien er 20 tankstations nodig zijn, en nu al 15 aanwezig, zijn de meerkosten van de AFIR de kosten en/of onrendabele top van 5 tankstations. De referentie bestaat uit reeds aanwezige infrastructuur en harde afspraken hiervoor.

Nederlandse prognoses voor de benodigde toekomstige tank- en laadinfrastructuur, zijn niet betrokken in deze studie. Deze prognoses zijn onzeker en nog niet gefinancierd. Voor de realisatie van deze prognoses zal ook steun nodig zijn bijvoorbeeld in de vorm van subsidie op investeringen. Een hogere prognose voor Nederland dan de AFIR-eisen heeft geen gevolgen voor de in deze studie berekende kosten van de AFIR, maar wel implicaties voor de totale investering en publieke bijdragen om de voor Nederland gewenste vervoersprognoses te realiseren.

Verkoopmarge op elektriciteit en waterstof

De berekening van het exploitatiesaldo en de onrendabele top hangt sterk af van de inkoop- en verkoopprijzen van elektriciteit (per kWh) en waterstof (per kg). De grote prijsstijgingen in 2022 maken de beschikbare prognoses die dateren van voor de energiecrisis onrealistisch. Daarnaast is het lastig een betrouwbare prognose te maken van de ontwikkeling in de komende jaren. We

gebruiken daarom geen expliciete inkoop- en verkoopprijzen (per kWh of kg), maar veronderstellen een vaste verkoopmarge voor de exploitant: de gemiddelde verkoopprijs exclusief belastingen is de inkoopprijs exclusief belastingen plus de marge (per kWh of kg). De verkoopmarge voor elektriciteit stellen we gelijk aan de marge per sector zoals die voor de energiecrisis gemiddeld werd geprognosticeerd voor de periode 2025-2030 (TNO, december 2021). Voor waterstof is de verkoopmarge bepaald op basis van literatuur en input uit de markt.

Gebruik van gemiddelde verwachtingen

De berekening van de financiële implicaties voor drie mogelijke beleidsscenario's vraagt veel aannames over kosten van infrastructuur, verkoopmarges, en de marktontwikkeling van elektrisch vervoer en vervoer op waterstof. Er wordt daarom gerekend met gemiddelde verwachtingen en bezettingsgraden en niet met specifieke data voor elk wegsegment en elke mogelijke locatie. Dit heeft als consequentie dat de financiële implicaties voor een gemiddelde laadpaal of tankstation worden bepaald, terwijl in werkelijkheid sprake zal zijn van een bandbreedte in de resultaten. Bijvoorbeeld: als gemiddeld geen sprake is van een onrendabele top zullen laad- en tankstations langs dunnere vervoersstromen in werkelijkheid wel een onrendabele top kunnen hebben, terwijl andere stations meer winst zullen maken. Voor HDV is een verdieping uitgevoerd naar mogelijke spreiding in de bezettingsgraad en in de onrendabele top tussen laadstations. Deze laat zien dat er rondom het berekende gemiddelde van elk type laadstation langs het TEN-T netwerk ook stations met een 80% hogere of 70% lagere bezettingsgraad dan gemiddeld kunnen zijn.

1.3 LEESWIJZER

De resultaten voor de drie scenario's zijn gebaseerd op desk research van eerdere analyses, aanvullend onderzoek, en gesprekken met enkele experts. Op basis van deze informatie is een model ontwikkeld om de kosten voor de scenario's te kunnen schatten en deze af te zetten tegen de referentie. De resultaten voor LDV elektrisch, HDV elektrisch, waterstof en walstroom zijn te vinden in Hoofdstuk 2 tot en met 5. Hoofdstuk 6 beschrijft de gecombineerde resultaten. Hoofdstuk 7 vat de conclusies en aanbevelingen samen. De bijlagen geven extra informatie over het onderzoek, zoals achtergronden bij de kostenschattingen en de gebruikte methode. Ook is hier een nadere analyse van de spreiding in mogelijke bezettingsgraden voor HDV-laadstations te vinden.

In dit hoofdstuk gaan we in op de AFIR-eisen voor *light duty vehicles*. *Light duty vehicles* zijn personenauto's met niet meer dan acht zitplaatsen naast de bestuurderszitplaats en zonder ruimte voor staande passagiers (categorie M1), en bestelbusjes (categorie N1) met een maximummassa van niet meer dan 3,5 ton.

2.1 **AMBITIE**

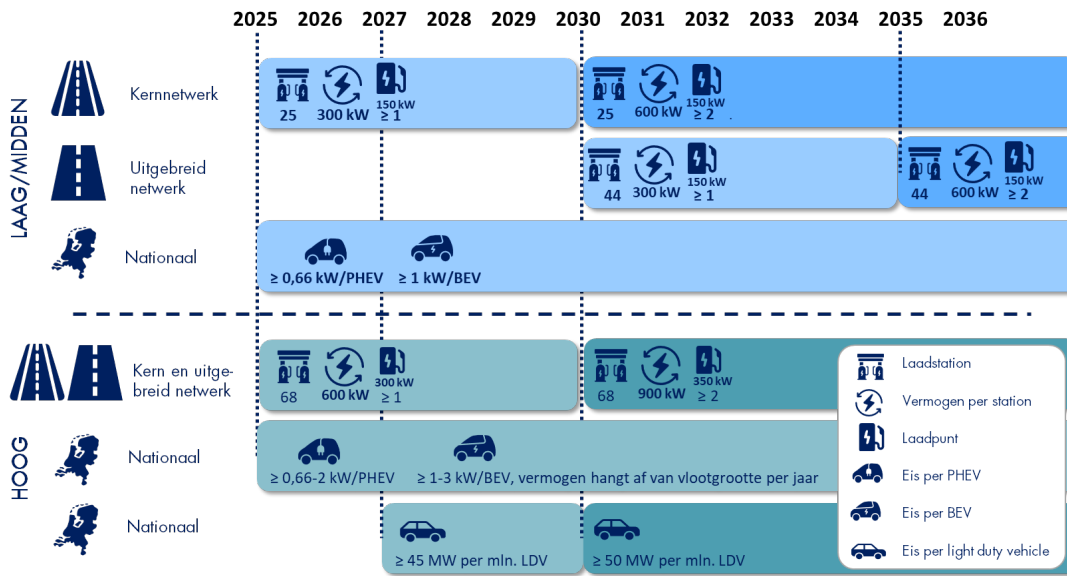
De eisen die in de verschillende ambitieniveaus voorkomen (zie Tabel 35, in de bijlage *Light Duty Vehicles*) voor het *light duty* segment betreffen minimumeisen voor het aantal laadstations⁶, het aangeboden laadvermogen en het aantal en vermogen van de laadpunten/laders⁷ op de TEN-T laadstations. Het aantal laadstations hangt af van de maximale afstand tussen laadstations voor *light duty vehicles* langs het TEN-T kern (*core*) en uitgebreide (*comprehensive*) netwerk.

Vermogenseisen zijn er voor het totale publieke laadvermogen dat beschikbaar is per lidstaat voor elektrische voertuigen en het totale vermogen dat wordt aangeboden langs het TEN-T netwerk. De eisen per lidstaat worden gebaseerd op het aantal batterij-elektrische en plug-in voertuigen dat elk jaar geregistreerd staat. In het hoge scenario wordt ook een eis gesteld aan het minimaal opgestelde vermogen, onafhankelijk van het aandeel elektrische voertuigen. Dit vermogen is gebaseerd op de vlootgrootte van alle *light duty vehicles* (personenauto's plus bestelauto's, elektrisch en niet-elektrisch). Aan het minimumaantal en het vermogen van individuele laders op stations langs het TEN-T netwerk worden eveneens eisen gesteld.

Deze eisen zijn terug te vinden in artikel 3 van de AFIR-conceptteksten. De resultaten voor de verschillende eisen voor Nederland zijn in Figuur 5 samengebracht. Voor LDV zijn het lage en midden scenario gelijk. Alleen de vermogenseis voor het TEN-T netwerk komt in het hoge scenario in 2035 hoger uit dan voor de andere twee scenario's. Het aantal laders is in het hoge scenario juist iets lager doordat een hoger vermogen per lader wordt verondersteld. Naast deze eisen zijn er ook algemene eisen aan betaalmogelijkheden en bewegwijzering gesteld (artikel 5).

⁶ Onder laadstation wordt verstaan een fysieke installatie op een specifieke locatie, bestaande uit een of meer laadpunten.

⁷ Onder een laadpunt of lader wordt verstaan een vaste of mobiele interface die de overdracht van elektriciteit naar een elektrisch voertuig mogelijk maakt. Een laadpunt/lader kan een of meer stopcontacten hebben voor verschillende typen connectoren, maar slechts één elektrisch voertuig tegelijk opladen en sluit apparaten uit met een vermogen kleiner dan of gelijk aan 3,7 kW die niet in de eerste plaats bedoeld zijn om elektrische voertuigen op te laden. Een laadpaal waaraan tegelijkertijd twee of meer voertuigen kunnen worden opgeladen bestaat dus uit twee of meer laders/laadpunten.



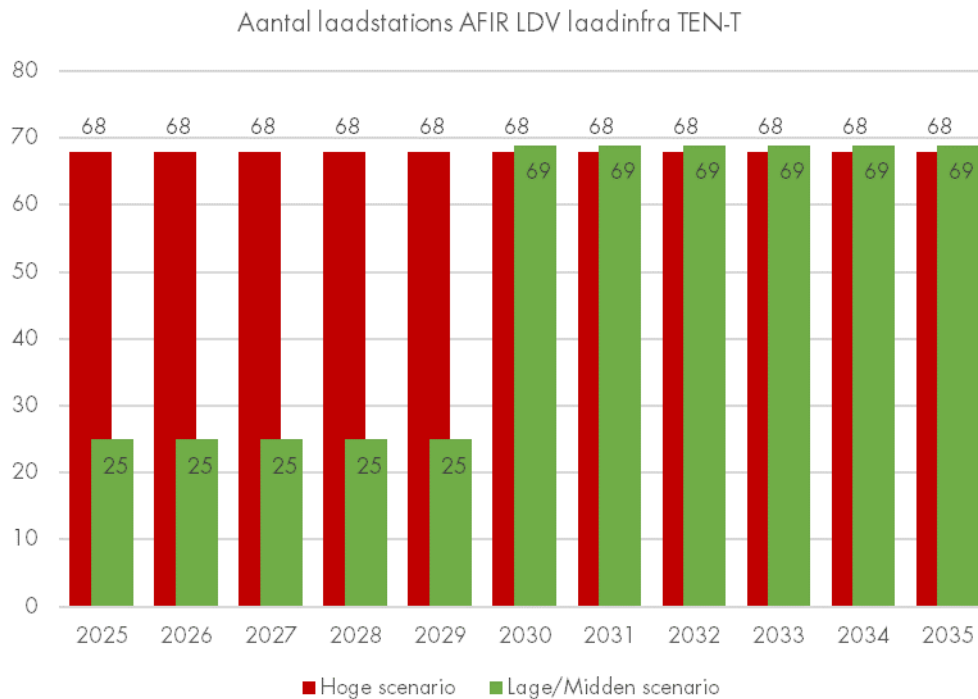
Figuur 5: ambities laadinfrastructuur light duty vehicles per scenario AFIR

Aantal laadstations

Voor wat betreft het *aantal* laadstations komt de eis uit op tussen de 25 (per 2025) en 68/69 laadstations in totaal langs het *kern* en *uitgebreide netwerk*. Deze aantallen laadstations zijn gebaseerd op een lengte van het kernnetwerk van 1457 km en van het uitgebreide netwerk (aanvullend) van 2604 km, zie Tabel 32 in de algemene bijlage. We ronden de minimumaantallen naar boven af om rekening te houden met inefficiënties vanwege het zoeken naar een passende locatie. In de praktijk zouden er ook efficiëntievoordelen kunnen optreden. Het is namelijk in bepaalde situaties en afhankelijk van het scenario toegestaan dat laadstations beide rijrichtingen bedienen. Het aantal laadstations komt in het hoge scenario, door de afronding, één station lager uit op 68.⁸

Het verloop van het aantal laadstations langs het TEN-T netwerk verschilt niet tussen het midden en lage scenario (Figuur 6). In het hoge scenario moet het aantal laadstations dat in het lage en midden scenario voorzien is voor 2030, al in 2025 zijn gerealiseerd.

⁸ Kernnetwerk + uitgebreid netwerk: 25 stations (1457 km/60 km = 24,3) + 44 stations (2604 km/60 km = 43,4) = 69. Bij een eis voor het gehele netwerk is aantal door afronding eentje lager: 68 stations (4061 km/60 km = 67,7).



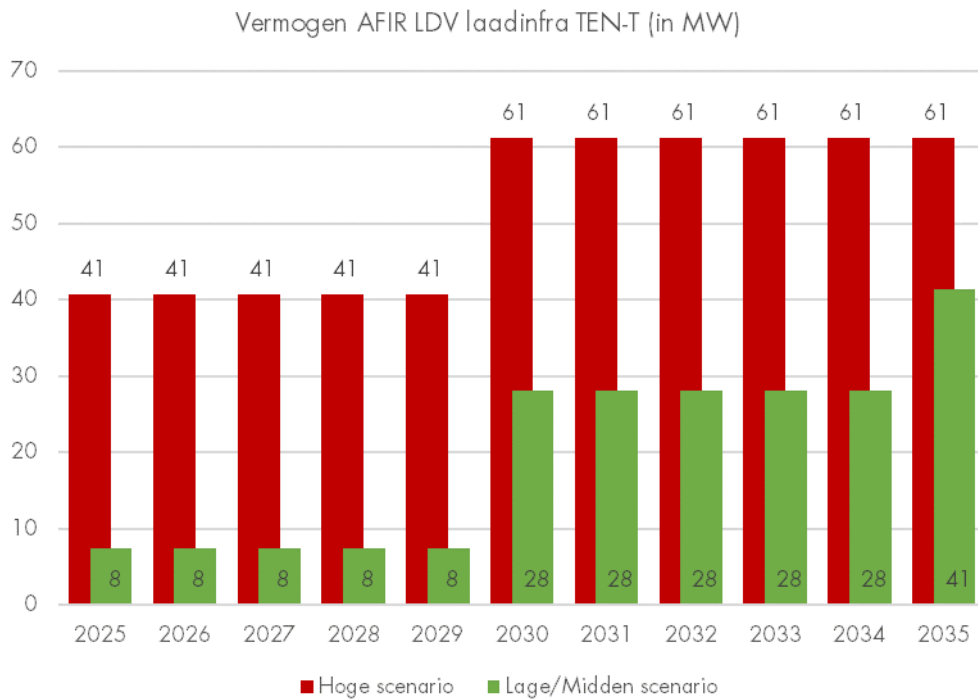
Figuur 6: verloop aantal laadstations per scenario

Vermogenseisen

De belangrijkste verschillen tussen de scenario's betreffen de geëiste vermogens die beschikbaar zijn op de TEN-T laadstations en de vermogenseis die geldt voor het totale vermogen per lidstaat per scenario.

Vermogenseis TEN-T laadstations

Het totale geëiste laadvermogen langs de TEN-T loopt sterk uiteen, met name in het begin (Figuur 7). De eisen uit het hoge scenario zijn tot 2029 5x zo hoog als in het lage en midden scenario. In 2035 is de verhouding afgenomen naar 1,5x. Er is geen verschil tussen het Raadsvoorstel en het Commissievoorstel (scenario Laag en Midden). De berekende vermogenseisen die hieruit volgen, zijn te zien in Tabel 36, in de bijlage LDV.



Figuur 7: verloop minimum geïnstalleerd vermogen TEN-T per scenario

Totale vermogensbehoefte per lidstaat

Om de landelijke eisen voor Nederland te kunnen kwantificeren, is inzicht nodig in de verwachte aantallen elektrische voertuigen (BEV's) en plug-in hybriden (PHEV's) van 2025 tot 2035, zie Tabel 4. Deze aantallen nemen we in overleg met opdrachtgever over van de Outlooks van ElaadNL (ElaadNL, oktober 2022) (ElaadNL, oktober 2021).⁹ De verwachting van ElaadNL is dat PHEV's tot 2030 een rol blijven spelen, maar men modelleert de aantallen PHEV's niet als aparte groep vanwege de onzekerheid en onduidelijkheid rondom verdere adoptie en het laadgedrag van PHEV's.¹⁰ Door het ontbreken van aparte prognoses veronderstellen we in deze studie dat het huidige aantal PHEV's personenauto's (zie Tabel 5) gelijk blijft tot 2030, Na 2030 neemt het aantal PHEV's af tot nul in 2035. Het aantal plug-in bestelauto's veronderstellen we op nihil gezien het lage aantal plug-in bestelauto's. Deze aannames leiden naar verwachting tot een conservatieve inschatting omdat het aantal PHEV's in werkelijkheid groter is en ze als BEV's zwaarder worden meegeteld in de vermogensbehoefte.

⁹ Deze prognoses liggen hoger dan de verwachtingen van Revnext, maar zijn ook gebruikt in de achtergrond studies bij deze opdracht.

¹⁰ Sinds 2020 is het aantal plug-in hybride voertuigen of PHEV's sterk toegenomen, nadat sinds 2016 het netto aantal PHEV's niet meer steeg in Nederland. Recente adoptiecijfers worden met name veroorzaakt door een ruimer aanbod van PHEV-modellen en de fiscale voordelen ten opzichte van vergelijkbare modellen zonder stekker.

Tabel 4: aantallen elektrische light duty voertuigen gebaseerd op ELaadNL

Personenauto's (M1)	2025	2030	2035
Elektrisch BEV (M1)	0,94 mln. (incl. PHEV's) ¹¹	2,30 mln. (incl. PHEV's) ⁸	4,06 mln. (incl. PHEV's) ⁸
PHEV (M1)	Niet bekend, inbegrepen in BEV's	Niet bekend, inbegrepen in BEV's	Niet bekend, inbegrepen in BEV's
Bestelauto's (N1)	2025	2030	2035
Elektrisch BEV (N1)	35.000 (incl. PHEV's) ¹²	225.000 (incl. PHEV's) ¹²	530.000 (incl. PHEV's) ¹²
PHEV (N1)	Niet bekend, inbegrepen in BEV's	Niet bekend, inbegrepen in BEV's	Niet bekend, inbegrepen in BEV's

Het hoge scenario stelt een tweede landelijke eis die afhangt van de omvang van de totale *light duty* vloot (elektrisch en niet-elektrisch). De omvang van de totale *light duty* vloot baseren we op de huidige vlootgrootte zoals geregistreerd door RVO (RVO, september 2022). Voor het totaal aantal bestelauto's nemen we de waarden uit ELaadNL over (ElaadNL, oktober 2022), zie Tabel 5.

Tabel 5: huidig aantal light duty voertuigen gebaseerd op RVO en ELaadNL

Aantallen	Personenauto's (M1) ¹³	Bestelauto's (N1) ¹⁴
BEV	296.522	11855
PHEV	170.551	123
Totaal aantal LDV	9,2 mln.	991,000

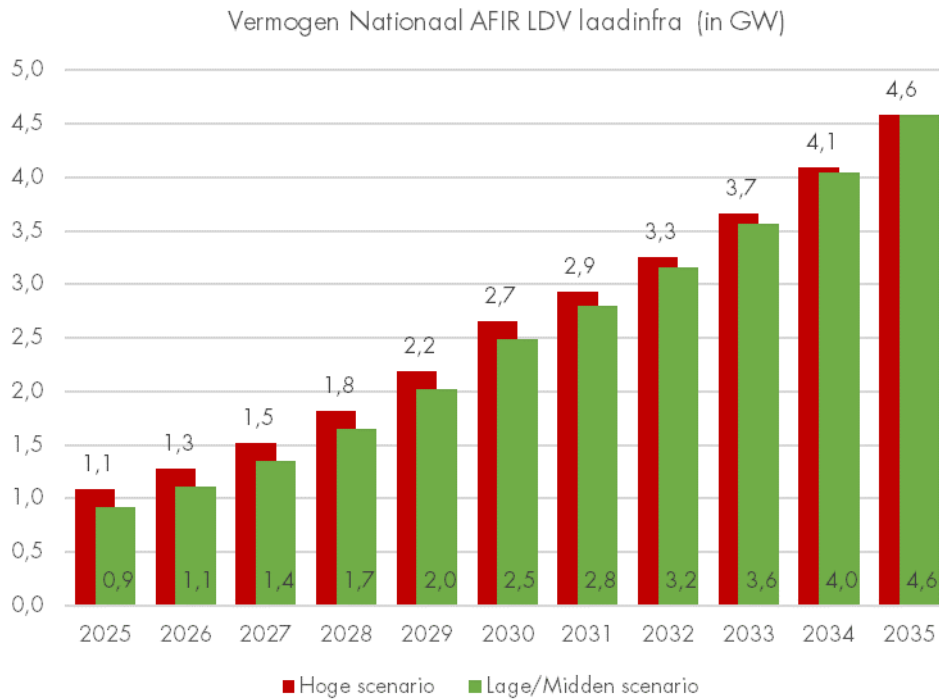
De landelijke vermogensvragen voor Nederland verschillen nauwelijks tussen de scenario's (Figuur 8). Enkel het hoge scenario stelt een beperkt hogere eis. In 2035 is het verschil verdwenen.

¹¹ (ElaadNL, oktober 2021)

¹² (ElaadNL, oktober 2022)

¹³ (RVO, september 2022)

¹⁴ (ElaadNL, oktober 2022)



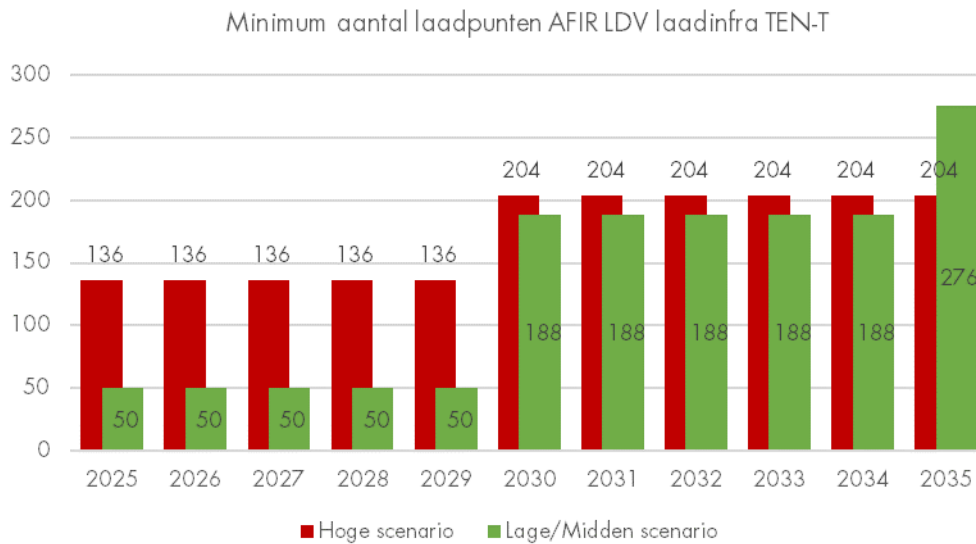
Figuur 8: verloop minimum totaal geïnstalleerd vermogen Nederland per scenario

In het hoge scenario is een extra landelijke vermogens eis gesteld. Deze extra eis moet borgen dat ook bij een klein aandeel elektrische voertuigen voldoende laadvermogen beschikbaar is. Deze eis is voor Nederland niet maatgevend. De eerste vermogens eis is zwaarder doordat nu al een groot deel van de vloot elektrisch is. De eerste eis komt in 2027 uit op 1,5 GW en de tweede eis op 0,6 GW als minimum voor het totale opgestelde laadvermogen in Nederland.

De berekende vermogens eisen, zijn te vinden in Tabel 36, in de bijlage LDV.

Aantal en type laders

In de scenario's zijn ook eisen gesteld aan het minimum aantal laders per station en de minimum capaciteit. Het lage en midden scenario gaan daarbij uit van laders met een vermogen van 150 kW. Het hoge scenario gaat uit van 300 kW en 350 kW. We veronderstellen dat alle laders op een laadstation dit vermogen hebben om het minimum aantal laders te bepalen. Het totaal aantal laders verschilt dan tussen het hoge scenario en de andere twee scenario's. Initieel is het minimum aantal laders groter in het hoge scenario door het hogere aantal stations. Uiteindelijk is het aantal laders iets lager doordat het veronderstelde vermogen per lader in het hoge scenario veel hoger ligt. (Figuur 9).

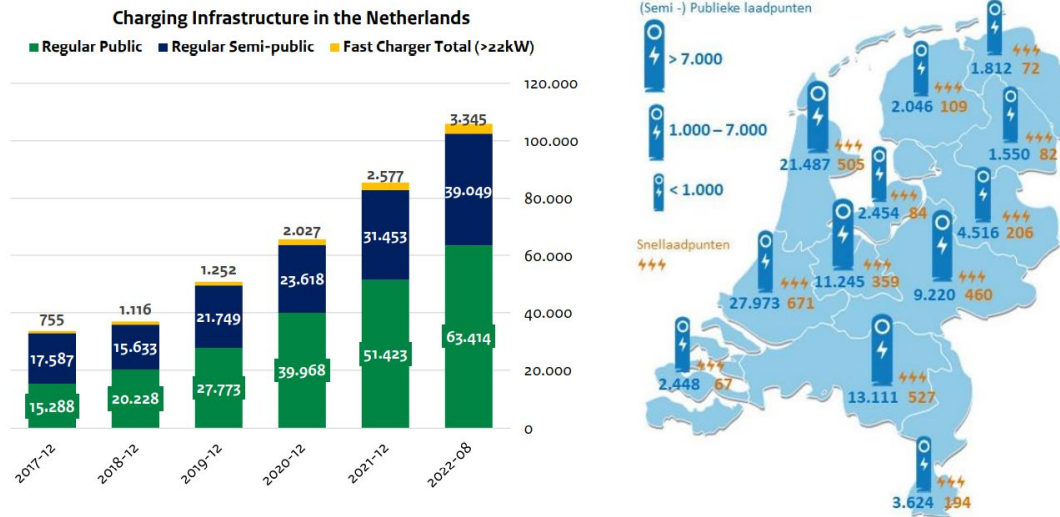


Figuur 9: verloop minimum aantal laders TEN-T per scenario (gem. vermogen Laag/Midden 150 kW en Hoog 300 kW)¹⁵

2.2 REFERENTIE

Het aantal reguliere publiek toegankelijke laadpunten in heel Nederland bedraagt na augustus 2022, 102.463 (Figuur 10). Het aantal snelladers bedraagt 3.345 (RVO, september 2022). Met vergelijkbare aannames als in de TNO-studie (TNO, december 2021) is het totale geschatte publieke vermogen ongeveer 1,6 GW. Deze aannames veronderstellen een gemiddeld vermogen van 110 kW voor snelladers en 12 kW voor reguliere laadpunten die (semi-)publiek beschikbaar zijn. Als we dit nationale laadvermogen vergelijken met Figuur 8 zijn er voorlopig landelijk voldoende laadpunten en geïnstalleerd vermogen. Tegen 2028 is het huidige laadvermogen onvoldoende voor de scenario's als het vermogen niet wordt uitgebreid.

¹⁵ In het hoge scenario wordt geëist dat er minimaal 900 kW per laadstation aangeboden wordt en minimaal 2 laders van 350 kW aanwezig zijn. Aangenomen is dat er dan 2 laders van 350 kW en 1x 200 kW aanwezig zijn.



Figuur 10: laadinfrastructuur voor LDV (RVO, september 2022)

In Nederland zijn er langs de TEN-T corridors voldoende laadstations met 150 kW (zie Figuur 11, links).



Figuur 11: trajecten die groen zijn hebben minder dan 60 km afstand tussen 2 laadstations met vermogen van 150 kW (links) en 350 kW (rechts). Blauwe stippen geven laadstations met 150 kW (links) of 350 kW (rechts) aan. (bron <https://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/map/maps.html> GAP-analysis onder kopje alternative fuels)

Op een beperkt aantal plekken zijn nog geen 150 kW laders:

- Vlissingen – Middelburg
- Begin A20 (de Lier) tot Rotterdam

- Maasvlakte A15 tot Rotterdam
- Verlenging A15 bij Nijmegen (weg nog niet aangelegd).

Deze delen zijn nog niet aangelegd of zijn het laatste traject van een corridor met een beperkte lengte, waardoor ze wel binnen 15 kilometer van een laadstation liggen. Ze voldoen dus aan de maximale afstand tot een laadstation. Voor 350 kW voldoet een beperkt aantal segmenten (zie Figuur 11, rechts).

De RVO-database van laadpunten op verzorgingsplaatsen laat een vergelijkbaar beeld zien. Het aantal laadpunten langs het hoofdwegenet bedraagt 1011. Langs het TEN-T netwerk liggen er 871.¹⁶ Het totale opgestelde vermogen op de verzorgingsplaatsen langs het TEN-T netwerk bedraagt 136,6 MW.

In het lage en midden scenario moet het vermogen per laadstation minimaal 600 kW zijn en ongeveer de helft van dit vermogen geleverd worden met laadpunten van minimaal 150 kW. Het aantal laadstations op de verzorgingsplaatsen dat hieraan voldoet, bedraagt 81, zie Figuur 12. Qua aantal lijkt de referentie voldoende voor de AFIR-eis (69 stations), en ook qua verdeling volgens de GAP-analyse (zie Figuur 11).

De RVO-database laat wel witte vlekken zien, bijv. in Groningen naar de grens. Deze RVO-database bevat echter geen laadpunten die niet op een verzorgingsplaats staan. Mits ze binnen 1,5 km van de dichtstbijzijnde afrit liggen mogen ze wel worden meegeteld voor de AFIR. Hierdoor laat Figuur 11 meer groene trajecten zien dan zou worden verwacht op basis van Figuur 12. Het laadstation bij het motel in Zuidbroek dekt zo het segment ten oosten van Groningen af (4 x 250 kW). Ook het segment ten oosten van Hoogeveen wordt door een laadstation bij een motel afgedekt.



Figuur 12: laadstations verzorgingsplaatsen TEN-T met meer dan 600 kW vermogen en minimaal 2 laders van 150 kW of hoger (bron data RVO, data per 18 april 2022)

¹⁶ Verzorgingsplaatsen in de brondata van RVO zijn opgedeeld over TEN-T en de rest van het hoofdwegenet.

In het hoge scenario worden er zwaardere eisen gesteld aan de vermogens van de individuele laadpunten. In 2025 moet minimaal de helft van het vermogen met laadpunten van 300 kW of meer worden geleverd. En in 2030 minimaal 78% met laadpunten van 350 kW of meer. Op dit moment zijn er 45 laadstations op de *verzorgingsplaatsen* langs het TEN-T netwerk die voldoen aan de eis voor 2025 en drie die voldoen aan de eis voor 2030 in plaats van de geëiste 68, zie Figuur 13. Langs het *hele netwerk* voldoen er 11 volledig aan de eis voor 2030.¹⁷ De huidige situatie voldoet dus nog niet voor de TEN-T eis die ingaat per 2030, en mogelijk ook niet voor 2025. Hoe groot het tekort is, kan niet exact worden vastgesteld. Het inzicht ontbreekt in de laadstations dichtbij het TEN-T netwerk die voldoen aan de AFIR-eisen. Ook is er geen kaart beschikbaar met een GAP-analyse voor laadstations met 300 kW laders. Het tekort is echter niet zo groot als het verschil tussen het aantal stations dat voldoet en het geëiste aantal maal de investering per laadstation. Stations die nu nog niet voldoen kunnen door uitbreiding sneller voldoen dan als alles nog aangelegd moet worden, bijvoorbeeld door één of twee 350 kW laadpunten toe te voegen.



Figuur 13: laadstations TEN-T; links minimaal 600 kW vermogen en minimaal 1 lader van 300 kW of meer, rechts laadstations met minimaal 900 kW vermogen en minimaal 2 laders van 350 kW of meer (bron data RVO, data per 18 april 2022)

2.3 KOSTEN LAADINFRASTRUCTUUR

De kosten voor de laadinfrastructuur baseren we op dezelfde bronnen als TNO (TNO, december 2021), dat wil zeggen Ecorys (Ecorys, april 2020) en Buck (Buck Consultants International, april 2021). Voor het *light duty* segment gaat het om reguliere laadpalen van gemiddeld 22 kW met twee laadpunten, en snelladers van 150 kW, 300 kW en 350 kW (langs TEN-T netwerk), zie Tabel 6.

¹⁷ Op basis van analyse 14 laadstations op Figuur 11, rechts.

De kosten zijn overgenomen zonder correctie voor inflatie of leereffecten. Door leereffecten en optimalisatie zouden de kosten kunnen afnemen. Anderzijds is mogelijk sprake van een onderschatting, omdat toekomstige ontwikkelingen als smart-charging en vehicle-to-grid oplossingen de complexiteit van een laadpaal doen verhogen en daarmee ook de kosten.

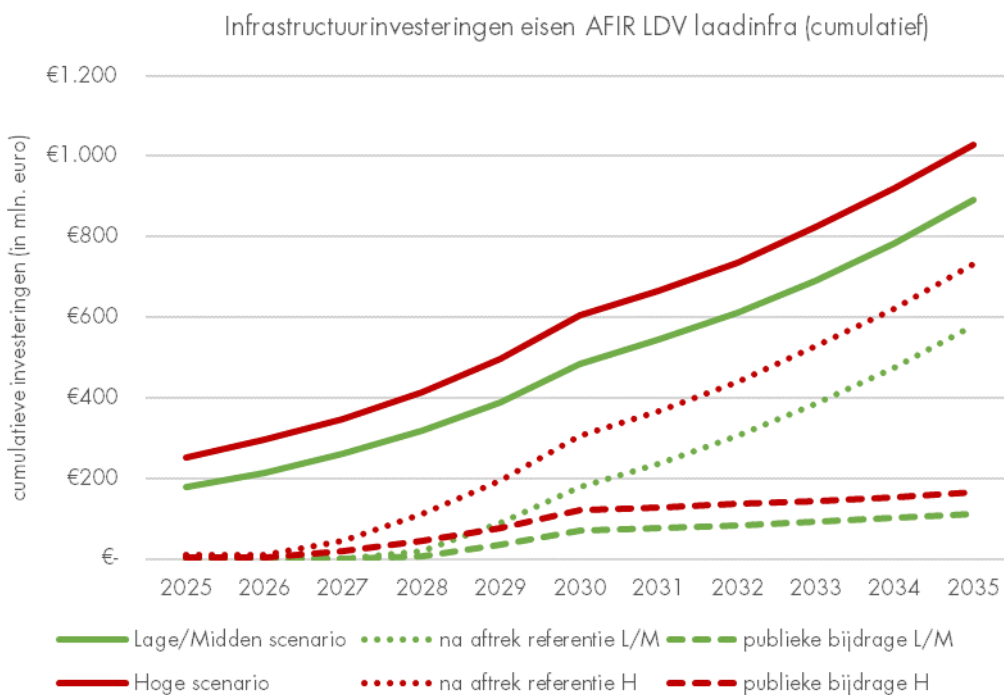
Tabel 6: Investeringskosten en operationele kosten laadpalen (Ecorys, april 2020) (Buck Consultants International, april 2021)

CAPEX, eenmalig, excl. btw	22 kW (2x11 kW connector)	50 kW	150 kW	350 kW
Inkoopprijs paal	€ 2.000	€ 17.500	€ 52.500	€ 122.500
Locatiebepaling, engineering, project management	€ 350	€ 1.600	€ 4.200	€ 4.200
Inrichting parkeervak	€ 1.000			
Civiele werken/plaatsing		€ 7.000	€ 21.000	€ 49.000
Graafwerk		€ 1.000	€ 1.500	€ 2.000
Aansluitkosten netbeheerder	€ 750	€ 450	€ 1.200	€ 3.000
Totaal	€ 4.100	€ 27.550	€ 80.400	€ 180.700
OPEX, kosten per jaar, excl. btw				
Periodieke kosten netaansluiting	€ 200	€ 2.000	€ 2.500	€ 5.000
Communicatiekosten	€ 70	€ 70	€ 70	€ 70
Verzekeringspremie (schade)	€ 25	€ 700	€ 2.100	€ 4.900
Onderhoud/replicatie	€ 200	€ 875	€ 2.625	€ 6.125
Service bij gebruikersproblemen	€ 50	€ 100	€ 100	€ 100
Kosten inboeken	€ 10			
Totaal	€ 555	€ 3.745	€ 7.395	€ 16.195

De kapitaalslasten (capital expenditure – Capex) en operationele kosten (operating expenses - Opex) voor laadpalen met een vermogen waarvoor geen kosten bekend zijn (100 kW en 300 kW), hebben we bepaald door interpolatie (zie bijlage LDV).

Kosten voor netverzwaring en locatieverwerving nemen we niet mee. Elke laadpaal moet voorzien zijn van de voorgeschreven betaalmogelijkheden.¹⁸ Per snellaadpaal voor LDV komt dit uit op een investering van 750 euro en een jaarlijkse bijdrage van 160,50 euro (TNO, december 2021). Voor reguliere laders voldoet een QR-reader in het scenario Laag/Midden. De bijdrage hiervoor bedraagt jaarlijks 10 euro naast een investering van 100 euro per lader (TNO, december 2021). In het hoge scenario is ook voor reguliere laadpalen eenzelfde betaalsysteem nodig als voor snelladers.

¹⁸ Verondersteld wordt dat de bestaande snellaadpalen voorzien zijn van de minimaal vereiste betaalmogelijkheden.



Figuur 14: cumulatieve laadinfrastructuurinvesteringen en publieke bijdragen LDV per scenario

De investeringen die nodig zijn om aan de AFIR-eisen te voldoen lopen uiteen van 891 miljoen euro in het lage en midden scenario tot 1030 miljoen euro in het hoge scenario, zie Figuur 14. Doordat er al een deel van de vereiste laadinfrastructuur is aangelegd, is de benodigde extra investering voor de drie scenario's veel lager: 578 miljoen euro tot 712 miljoen euro.

Voor het TEN-T netwerk wordt in het hoge scenario een totaal geïnstalleerd vermogen vereist van 61,2 MW. Op dit moment is er al meer dan 136,6 MW beschikbaar, hoewel niet alle stations voldoen aan het totale minimum vermogen en het minimum vermogen van de laders.¹⁹

In het lage en midden scenario moeten laadstations uiteindelijk een vermogen van minimaal 600 kW hebben en minimaal 2 laadpunten met een vermogen van 150 kW of hoger. Op dit moment voldoen al 81 laadstations op de verzorgingsplaatsen langs het TEN-T netwerk hieraan. De stations die vlak naast het netwerk liggen, maar niet op een verzorgingsplaats komen daar nog bij. De referentie voldoet dus qua aantal en is volgens de gapanalyse ook goed verdeeld over het netwerk.

In het hoge scenario worden er zwaardere eisen gesteld aan de vermogens van de individuele laadpunten. De huidige situatie voldoet hier nog niet, maar een deel van de bestaande laadinfrastructuur kan wel worden ingezet om aan de eisen te voldoen. De bijdrage hiervan schatten we op basis van het aantal laadstations dat voldoet aan de 2030-eisen (ongeveer 11 van de 14 laadstations met 350 kW laders) en de extra investering die nodig is om minimaal 57 extra bestaande laadstations aan de eisen te laten voldoen.

De huidige situatie biedt voorlopig voldoende laadvermogen voor *de landelijke eis* aan het opgestelde vermogen in alle scenario's. Door de verwachte groei van het aantal elektrische voertuigen

¹⁹ Laadstations in de buurt van TEN-T zijn niet meegeteld.

neemt de hoogte van deze eis toe. Per 2028 moet er landelijk meer publiek geïnstalleerd vermogen zijn dan nu beschikbaar. De extra investering hiervoor baseren we op uitbreiding met 22 kW laadpalen met twee connectoren.

De inschatting uit de AFIR impact assessment (Ricardo, juli 2021) is dat voor LDV een publieke bijdrage van 40% van de investeringen nodig is tot en met 2030 en daarna 10%. Dit betekent een publieke bijdrage van tussen de 111 en 165 miljoen euro, zie Tabel 7.

Tabel 7: investeringen en geschatte publieke bijdrage per scenario (exclusief netverzwaring, locatiekosten en bewegwijzering in miljoenen euro's)

scenario		Totale investering	Aftrek referentie	Additionele investering	Publieke bijdrage additionele investering	Contante waarde publieke bijdrage (1,6%) per 1-1-2025
laag	in mln. euro's	€ 891	€ -312	€ 578	€ 111	€ 100
midden	in mln. euro's	€ 891	€ -312	€ 578	€ 111	€ 100
hoog	in mln. euro's	€ 1.030	€ -298	€ 732	€ 165	€ 150

2.4 BUSINESSCASE EN ONRENDABELE TOP

De kosten van de AFIR kunnen ook worden berekend op basis van de potentiële onrendabele top van de businesscases voor de verschillende laadpalen. En in geval van een onrendabele top deze top te vermenigvuldigen met de laadpalen die nodig zijn voor de AFIR.

Per type snellaadpaal berekenen we de opbrengsten per jaar en de kosten per jaar over de afschrijvingsperiode van de laadpaal. Voor de opbrengsten gaan we uit van een veronderstelde gemiddelde bezettingsgraad van de laadpaal en een veronderstelde netto verkoopmarge per kWh.

Inkomsten

Elektriciteit

We gebruiken de verwachte bezettingsgraad van de laadpalen en de marge uit de verkoop van elektriciteit om de netto inkomsten per laadpaal te berekenen. Doordat we de verkoopmarge gebruiken is de businesscase niet afhankelijk van de huidige hoge elektriciteitsprijzen. We veronderstellen dat de absolute marge gelijk blijft aan de marge zoals die volgt uit de studie van TNO (TNO, december 2021). Voor een reguliere lader voor LDV is de gemiddelde verkoopmarge²⁰ 13,0 cent per kWh voor de periode 2025-2030, zie Tabel 38 in de bijlage. Voor een snellader voor LDV is de gemiddelde verkoopmarge²¹ 36,3 cent per kWh voor de periode 2025-2030, zie Tabel 39 in de bijlage. We veronderstellen dat deze verkoopmarge over de gehele periode gelijk blijft en niet afhangt van aanpassingen van belastingen en inkooprijzen van elektriciteit.

In de baselinesituatie veronderstellen we een gemiddeld bezettingspercentage van 10%. Dit is de waarde in 2025 voor het lage TNO-scenario (TNO, december 2021).²² Er is niet gekozen voor

²⁰ verkoop minus inkoopkosten en belastingen.

²¹ verkoop minus inkoopkosten en belastingen.

²² De bezettingsgraad van laadpalen is als gemiddelde over de gehele periode constant gehouden. Initieel kan een laadpaal lagere bezettingsgraden hebben, omdat de laadinfrastructuur op het aantal voertuigen voorloopt. Daarmee wordt

het centrale TNO-scenario omdat het lage scenario meer overeenkomt met werkelijke bezettingsgraden en volgens TNO het meest realistische scenario lijkt.

Hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's)

Naast de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit, mag een exploitant HBE's inboeken voor het aandeel elektriciteit dat duurzaam geproduceerd is, zie voor berekening algemene bijlage. HBE-inkomsten zijn onzeker.²³ De berekening van de onrendabele top zullen we daarom uitvoeren met en zonder HBE-inkomsten.

Saldo per lader

Voor het saldo per laadpaal trekken we de gemiddelde jaarlijkse kosten af van de jaarlijkse opbrengsten. De investeringen hebben we uitgedrukt in jaarkosten door de annuïteit van de investering te bepalen over de afschrijvingstermijn (10 jaar voor laders). Als rente nemen we een weighted average cost of capital (WACC) van 4,5%.²⁴ Onafhankelijk van het vermogen van de lader is bij een gemiddelde bezettingsgraad van 10%²⁵ gemiddeld een positief saldo te behalen. Er is dan geen sprake van een onrendabele top. Zonder HBE's is er bij een bezettingsgraad van 10% en de veronderstelde verkoopmarges ook geen sprake van een onrendabele top, zie Tabel 8. Alleen in het hoge scenario als ook alle reguliere laadpalen betaling met betaalkaarten moeten aanbieden, ontstaat er een onrendabele top.

Tabel 8: businesscase laadpalen (excl. netverzwaring en locatiekosten); investering op basis van annuïteit

Laadpaal (laadpunt)		Laag/Midden 22 kW (2x11 kW)	Hoog 22 kW (2x11 kW)	150 kW	300 kW	350 kW
Investering	Euro	€ 4.100	€ 4.100	€ 80.400	€ 155.625	€ 180.700
Bezettingsgraad	%	10% x 11 kW ²⁶	10% x 11 kW	10%	10%	10%
Opbrengsten	kWh/jaar	9.636	9.636	131.400	262.800	306.600
Elektriciteit (marge)	€/jaar	€ 1.253	€ 1.253	€ 47.698	€ 95.396	€ 111.296
HBE's	€/jaar	€ 902	€ 902	€ 12.299	€ 24.598	€ 28.698
Kosten						
Investering laadinfra	€/jaar	€ 518	€ 518	€ 10.161	€ 19.668	€ 22.837
Opex laadinfra	€/jaar	€ 555	€ 555	€ 7.395	€ 13.995	€ 16.195
Betaalsysteem	€/jaar	€ 23	€ 255	€ 255	€ 255	€ 255
Saldo	€/jaar	€ 1.059	€ 826	€ 42.186	€ 86.076	€ 100.707
Saldo zonder HBE's	€/jaar	€ 157	€ -76	€ 29.887	€ 61.478	€ 72.009

minder energie afgezet aan het begin van de levensduur van een laadpaal en zijn de opbrengsten initieel lager. Dit effect is niet meegenomen in de berekeningen.

²³ Vanaf 2025 wordt naar verwachting een nieuwe herziening van de Renewable Energy Directive (RED3) van kracht. Hierover zijn momenteel de onderhandelingen binnen de EU nog gaande. Voortzetting van deze inkomsten op exact dezelfde wijze als nu is daarom vanaf 2025 onzeker. Het lijkt wel waarschijnlijk dat zero-emissie energie geleverd aan vervoer op een manier beloofd zal blijven worden.

²⁴ Er is gekozen alle investeringen met eenzelfde WACC door te rekenen. De WACC gebruikt in de achtergrondstudies varieert tussen 4,5% in de walstroomstudie (CE Delft, februari 2022) en 5% in de waterstofstudie (Carbon clean-up CCU, april 2022).

²⁵ We passen de bezettingsgraad toe op een van de twee laadpunten van de laadpaal.

²⁶ Omdat reguliere laadpalen twee laadpunten hebben is de bezettingsgraad gehalveerd c.q. de bezettingsgraad op een van de laadpunten toegepast.

Kosten onrendabele top

Gemiddeld gezien is er geen onrendabele top als locatiekosten en kosten voor netverzwaring voor snellaadstations niet worden meegenomen. Zonder onrendabele top zijn er geen extra subsidies of hogere laadmarges nodig om de exploitatie winstgevend te maken. Alleen voor de reguliere laders in het hoge scenario ontstaat er zonder HBE's bij 10% bezettingsgraad een onrendabele top. De totale kosten van deze onrendabele top bedragen dan naar schatting 101 miljoen euro. Hierbij is verondersteld dat gemiddeld 70% van de bestaande laadpunten van een betaalsysteem moet worden voorzien.²⁷

Gevoeligheidsanalyse

We hebben als gevoeligheidsanalyse de resultaten berekend bij een 5 ct. hogere en lagere verkoopmarge op elektriciteit en een 5% hogere of lagere bezettingsgraad. Ook bij een 5 ct. lagere verkoopmarge, een 5% lagere bezettingsgraad en zonder HBE's zonder publieke bijdrage ontstaat voor de snelladers geen onrendabele top. De kosten voor netverzwaring zijn echter niet meegenomen. Voor de reguliere laadpunten ontstaat bij een lagere bezettingsgraad of lagere verkoopmarge wel een onrendabele top, zie Tabel 40 in de bijlage. Dit is het o.a. gevolg van de lagere verkoopmarge voor de reguliere laadpunten.

Financiële implicaties LDV:

- Totale cumulatieve investeringen 2024-2035: 578 tot 732 miljoen euro.
- Locatiekosten en netverzwaring zijn niet meegenomen in de kosten voor de laadinfrastructuur.
- Publieke bijdrage op basis van gemiddeld Europees percentage: 111 tot 165 miljoen euro.
- Publieke bijdrage op basis van onrendabele top in Nederland: nihil doordat het verwachte exploitatiesaldo gemiddeld positief is. Alleen in het hoge scenario is deze naar schatting 101 miljoen euro voor de nieuwe reguliere laadpunten bij de gebruikte veronderstellingen.
- Cijfers zijn gevoelig voor het uitroltempo van de elektrische vloot, de gemiddelde bezettingsgraad en verkoopmarge, en van de verdeling en gebruikte vermogens van laadpunten.

²⁷ De onrendabele top is bepaald door een gemiddeld negatief jaarlijks exploitatieresultaat te vermenigvuldigen met de afschrijvingstermijn. De onrendabele top bij een gedetailleerdere businesscase-analyse kan hiervan afwijken doordat investeringen al vooruitlopend op de exploitatie moeten worden gedaan (top wordt groter), de inkomsten in de latere jaren hoger zijn dan in de eerste jaren (top wordt groter), en de onrendabele top over gebruiksduur zou moeten worden verdisconteerd (top wordt lager).

Dit hoofdstuk gaat in op de AFIR-eisen voor *heavy duty vehicles* (HDV). Een HDV is een motorvoertuig van de categorie M2, M3, N2 of N3 zoals gedefinieerd in artikel 4 van regelgeving 2018/858. Het gaat om bussen voor personenvervoer en vrachtwagens (bakwagens en trekkeropleggers).

3.1 **AMBITIE**

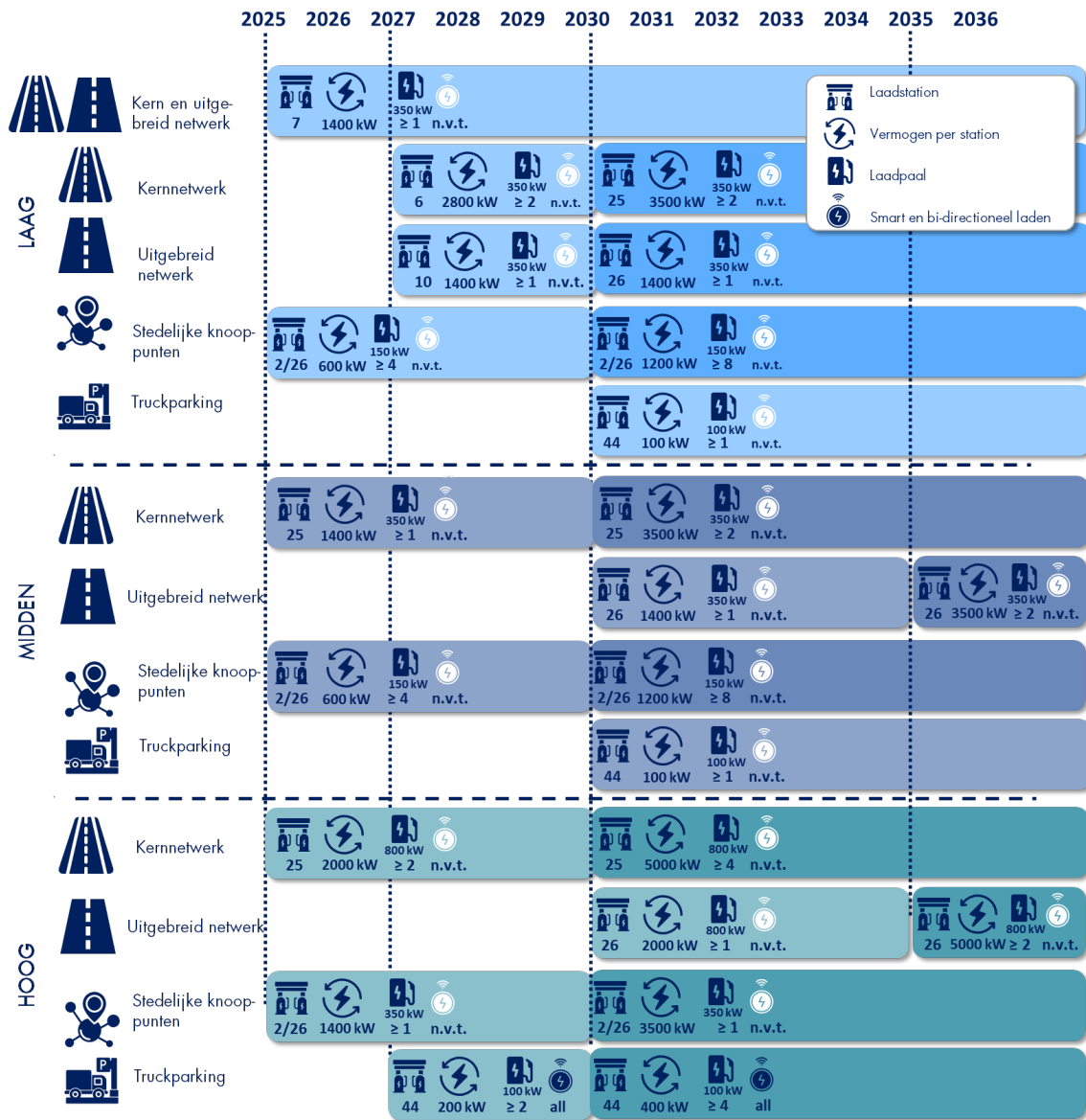
De eisen in de verschillende ambitieniveaus (zie Tabel 41, bijlage *Heavy Duty Vehicles*) bestaan uit eisen voor het minimum aantal laadstations, het aangeboden laadvermogen en het aantal en vermogen van de laders op de TEN-T laadstations. Het aantal laadstations hangt af van:

- de maximale afstand tussen laadstations voor *heavy duty vehicles* langs het kern en uitgebreide TEN-T netwerk; In het lage scenario is sprake van een ingroeiperiode waarin het percentage segmenten langs het kern- en uitgebreide TEN-T netwerk is gespecificeerd dat minimaal moet voldoen in plaats van de maximale afstand;
- de beschikbaarheid van laadpunten voor *heavy duty vehicles* per stedelijk knooppunt;
- de beschikbaarheid van laadpunten voor *heavy duty vehicles* voor beveiligde truckparkings.

Vermogenseisen zijn er voor het totale vermogen dat wordt aangeboden langs het TEN-T netwerk en het vermogen per individuele lader. Aan de laders op laadstations langs het TEN-T netwerk worden eveneens eisen gesteld: een minimum vermogen per lader en in het hoge scenario de mogelijkheid voor smart en bi-directioneel laden.

Deze eisen zijn terug te vinden in artikel 4 van de AFIR-conceptteksten. De resultaten voor Nederland zijn in Figuur 15 samengebracht. De drie scenario's verschillen op diverse punten. Het lage scenario rolt relatief snel uit met ingangsdata voor verzwaring van de eisen in 2025, 2027 en 2030, terwijl de andere twee scenario's de eisen aanpassen in 2025, 2030 en 2035.

Het aantal laadstations is uiteindelijk gelijk voor alle scenario's. Het vermogen in het hoge scenario ligt duidelijk hoger dan in de andere twee scenario's. Het aantal laders is in het hoge scenario ondanks het hogere vermogen juist iets lager dan in het midden scenario doordat een hoger vermogen per lader wordt verondersteld. Smart en bi-directionele laders zijn in de concept AFIR-teksten alleen in het hoge scenario nodig op de truckparkings. Naast deze eisen zijn er ook algemene eisen aan betaalmogelijkheden en bewegwijzering gesteld (artikel 5).



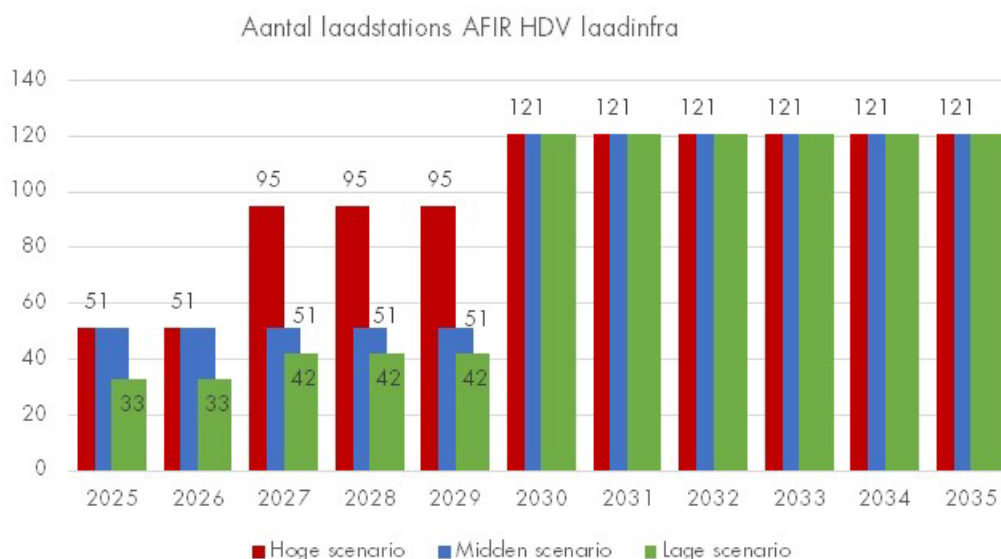
Figuur 15: ambities laadinfrastructuur heavy duty vehicles per scenario AFIR

Aantal laadstations

Het benodigd *aantal* laadstations is de optelsom van de laadstations langs de TEN-T corridors²⁸, de stedelijk knooppunten en de beveiligde truckparkings langs de corridors. Voor de TEN-T corridors komt de eis uit op 51 laadstations in totaal langs het *kern* en *uitgebreide netwerk*. In Nederland zijn twee stedelijke knooppunten en 44 beveiligde truckparkings langs de TEN-T corridor (TNO, december 2021). Momenteel vinden er onderhandelingen plaats over uitbreiding van het aantal stedelijke knooppunten naar mogelijk 26 (zie lijst in Tabel 33 in bijlage). In deze

²⁸ De lengte van het kernnetwerk bedraagt 1457 km en van het uitgebreide netwerk (aanvullend) van 2604 km (zie Tabel 32 in de bijlagen). De maximale afstand is 60 km langs het kernnet en 100 km langs het uitgebreide netwerk.

studie gaan we uit van deze 26 stedelijke knooppunten voor HDV vanwege de grote impact hiervan. Het totale aantal laadstations komt dan uit op 121.²⁹



Figuur 16: verloop aantal laadstations per scenario

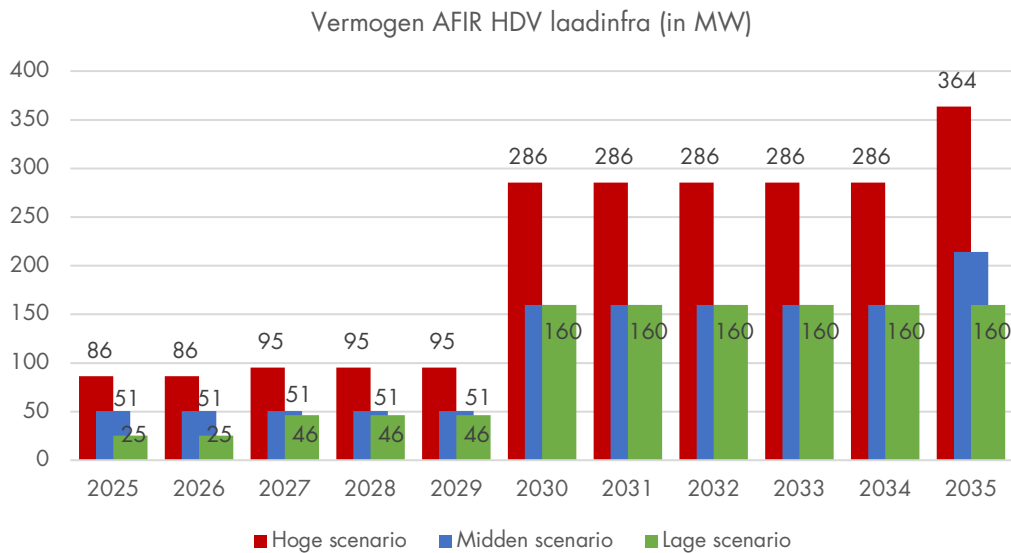
Figuur 16 laat zien dat het totaal aantal laadstations langs het netwerk op het eindniveau voor alle scenario's gelijk is: 26 laadstations voor de stedelijke knooppunten, 44 voor de beveiligde truckparkings en 25 voor het kernnet en 26 voor het uitgebreide netwerk. In het lage scenario wordt een periode toegestaan waarin slechts een deel van de wegsegmenten voldoet aan de eis. De formulering van deze eis zorgt ervoor dat er extra aannames nodig zijn voor de berekening, zie Kader 2 in de bijlage *heavy duty vehicles*. We veronderstellen dat de uitrol zo efficiënt mogelijk gebeurt. In dat geval is het berekende aantal laadstations juist.

Het midden en lage scenario staan een iets langzamere uitrol toe tussen 2025 en 2030. De berekening van het aantal stations is te vinden in Tabel 42 in de bijlage.

Vermogenseisen

Een belangrijk verschil tussen de scenario's betreft het geëiste vermogen dat beschikbaar moet zijn op de laadstations, zie Figuur 17. Het minimum te installeren laadvermogen is veel hoger in het hoge scenario dan in de andere twee scenario's. Dit wordt vooral veroorzaakt door een toename van het geëiste vermogen langs het uitgebreide netwerk in 2035 naar 5000 kW in plaats van 1400 kW per laadstation en langs het kernnetwerk naar 5000 kW in plaats van 3500 kW per laadstation vanaf 2030.

²⁹ 51 TEN-T + 44 truckparkings + 26 stedelijke knooppunten



Figuur 17: verloop minimum geïnstalleerd vermogen per scenario

De berekende vereiste laadvermogens die nodig zijn voor het Nederlandse TEN-T netwerk zijn te vinden in Tabel 42.

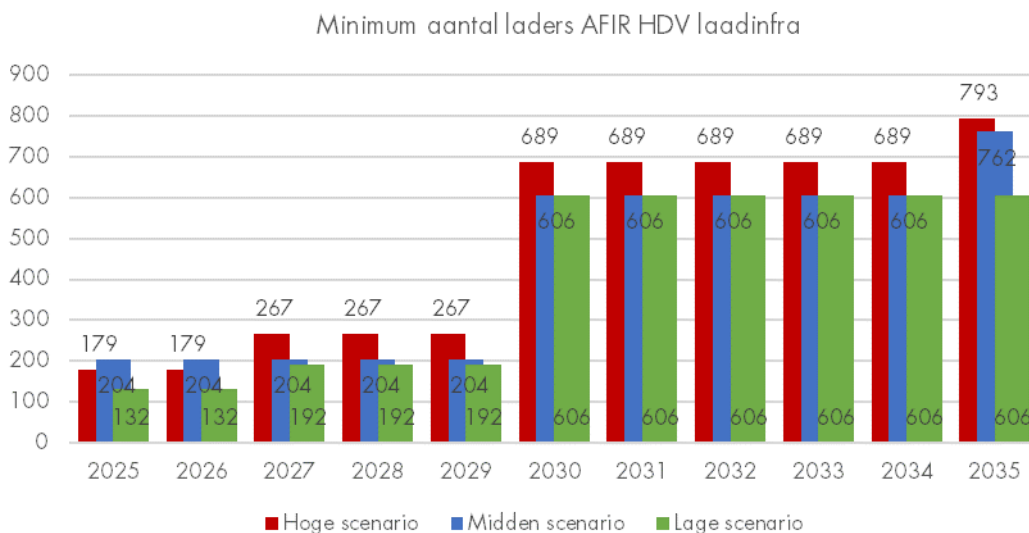
Aantal en type laders

In de scenario's zijn ook eisen gesteld aan het minimum aantal laders per station en de minimum vereiste capaciteit van dit minimum aantal laders. Het lage en midden scenario vereisen enkele laders met een vermogen van 350 kW langs het TEN-T netwerk en het hoge scenario enkele laders van 800 kW. De minimum eis op de beveiligde truckparkings is in alle scenario's één lader van 100 kW. Voor de stedelijke knooppunten is de minimum eis 150 kW per lader in het lage en midden scenario en 350 kW per lader in het hoge scenario.

Om het minimum aantal laders te kunnen bepalen, veronderstellen we dat alle laders het minimum vereiste vermogen hebben; dat wil zeggen 100 kW op de truckparkings, 150 kW of 350 kW per lader voor de stedelijke knooppunten en 350 kW of 800 kW³⁰ per lader voor de laadstations langs het TEN-T netwerk. Zo moeten er in het midden scenario per laadstation langs het TEN-T netwerk minimaal 2 laders van 350 kW zijn. Het totale vermogen moet 3500 kW per station zijn. We veronderstellen dan in de berekeningen dat er 10 laders per laadstation zijn (3500 kW/350 kW). In werkelijkheid kan een deel van het vermogen ook met kleinere capaciteiten en dus meer laders worden ingevuld.

Het totaal aantal laders verschilt tussen het hoge scenario en de andere twee scenario's. Het minimum aantal laders in het hoge scenario ligt soms iets lager dan het aantal in het midden scenario. Dit wordt veroorzaakt doordat het vermogen per lader in het hoge scenario hoger ligt voor de laders in stedelijke knooppunten en langs het TEN-T netwerk (Figuur 18).

³⁰ Het uiteindelijke minimumvermogen per laadstation is 5000 kW. Er moeten minimaal 4 laadpunten met een vermogen van 800 kW of hoger zijn langs het kernnetwerk. We veronderstellen voor het minimum aantal laders 6x een lader van 800 kW en 1x een lader van 200 kW.



Figuur 18: verloop minimum aantal laders TEN-T per scenario

3.2 REFERENTIE

Heavy Duty Vehicles maken gebruik van specifieke laadpunten die voor zwaar vervoer geschikt zijn. HDV-laadpunten langs het TEN-T-netwerk zijn er eind 2022 nog niet (bron RVO). In theorie kan een aantal reguliere laadpunten geschikt zijn voor vrachtwagens. Naar verluidt worden ze echter niet of nauwelijks voor *heavy duty vehicles* gebruikt. We veronderstellen daarom dat de laadstations en laadpalen die volgen uit de AFIR-eisen volledig moeten worden aangelegd.

In de laatste *Alternative Fuels Infrastructure Facilities Call* zijn het EXPAND-E en WHEEL-project³¹ gehonoreerd die een netwerk uitrollen van respectievelijk 3 en 48 elektrische oplaadstations voor zware voertuigen gelegen langs het Nederlandse TEN-T kern en uitgebreide netwerk.³² Het WHEEL-project omvat ook beveiligde truckparkings en de stedelijke knooppunten van Amsterdam en Rotterdam.

3.3 KOSTEN LAADINFRASTRUCTUUR

De kosten voor de laadinfrastructuur baseren we op dezelfde bron als TNO (TNO, december 2021), dat wil zeggen Buck (Buck Consultants International, april 2021). Voor het *heavy duty* segment gaat het om laadpalen van 100 kW (truckparkings), 150 kW (stedelijke knooppunten), 350 kW (langs TEN-T netwerk in het scenario Laag en Midden en stedelijke knooppunten in scenario Hoog) en 800 kW (langs TEN-T in scenario Hoog).

De kosten zijn overgenomen zonder correctie voor inflatie of leereffecten, zie Tabel 9 en Tabel 10. Door leereffecten en optimalisatie zouden de kosten kunnen afnemen. Anderzijds is mogelijk sprake van een onderschatting, omdat toekomstige ontwikkelingen als smart-charging en vehicle-to-grid oplossingen de complexiteit van een laadpaal doen verhogen en daarmee ook de kosten.

³¹ https://cinea.ec.europa.eu/system/files/2022-09/CEF-T-2021-AFIF_Cut-off%20_2022_Selected%20projects_0.pdf

³² waaronder 55 oplaadpunten op 360 kW en 29 op 350 kW met netaansluitingen van ten minste 600 kVA

Tabel 9: Investeringskosten laadpalen (Buck Consultants International, april 2021)

CAPEX, eenmalig excl. btw	150 kW	350 kW
Inkoopprijs paal	€ 52.500	€ 122.500
Locatiebepaling, engineering, project management	€ 4.200	€ 4.200
Civiele werken/plaatsing	€ 21.000	€ 49.000
Graafwerk	€ 1.500	€ 2.000
Aansluitkosten netbeheerder	€ 1.200	€ 3.000
Totaal	€ 80.400	€ 180.700

Tabel 10: Operationele kosten laadpalen per jaar (Buck Consultants International, april 2021)

OPEX, per jaar, excl. btw	150 kW	350 kW
Periodieke kosten netaansluiting	€ 2.500	€ 5.000
Communicatiekosten	€ 70	€ 70
Verzekeringspremie (schade)	€ 2.100	€ 4.900
Onderhoud/repairatie	€ 2.625	€ 6.125
Service bij gebruikersproblemen	€ 100	€ 100
Totaal	€ 7.395	€ 16.195

De kosten voor laadpalen met een vermogen van 300 kW en 800 kW zijn niet genoemd in deze bron. De kapitaalslasten (Capex) en operationele uitgaven (Opex) hiervoor zijn geschat door inter- en extrapolatie (zie bijlage LDV). Elke laadpaal moet worden voorzien van de voorgeschreven betaalmogelijkheden. Per snellaadpaal voor HDV komt dit uit op een investering van 750 euro en een jaarlijkse bijdrage van 160,50 euro (TNO, december 2021).

Netverzwaring kan een substantiële investering vragen en is vanwege de hoge vermogens bij HDV laadstations meestal noodzakelijk. De investering bestaat uit investeringen voor de aansluiting en voor het aantal meters kabel dat verzwaard moet worden. Ook kan een extra transformatorstation nodig zijn. Er is een beperkt aantal bandbreedtes waarbinnen met dezelfde aansluitkosten wordt gerekend. De kosten per meter voor zwaardere elektriciteitskabels variëren met de aansluitcapaciteit. Gemiddeld is in de studie van Buck Consultants zo'n 2 kilometer verzwaarde kabel nodig. Dit bedrag nemen we over. In de praktijk zullen de lengtes en investeringen verschillen.

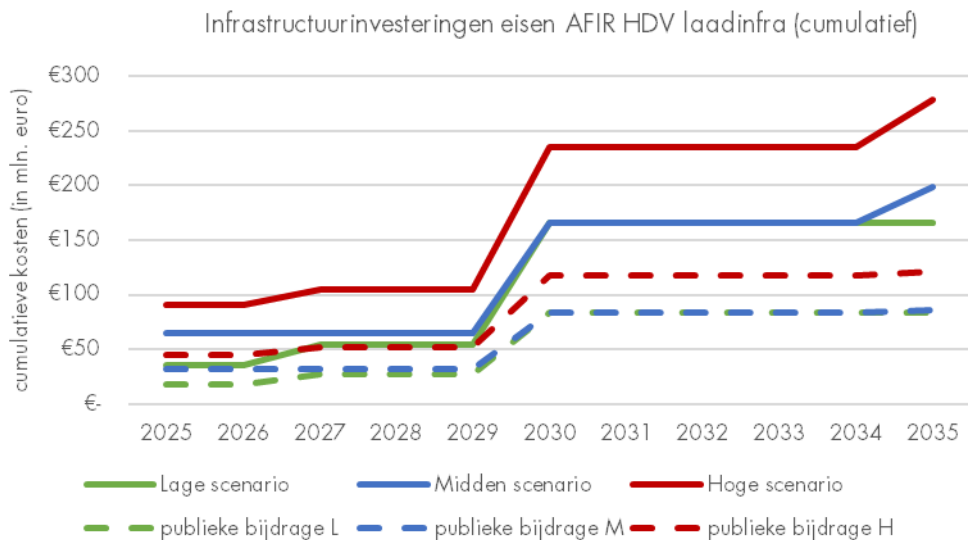
De kosten voor netverzwaring zijn niet vast per laadpaal maar hangen samen met de totale aansluitcapaciteit van het laadstation. Ze zijn daarom niet toegevoegd aan Tabel 9 en Tabel 10, maar vermeld in Tabel 11 voor alle vermogensisen in de AFIR-scenario's.

Tabel 11: Investering netverzwaring excl. eventueel extra transformatorstation en diepere netinvesteringen (Buck Consultants International, april 2021)

Aansluitcapaciteit	Max beschikbaar vermogen ³³	Laadstations AFIR-eis	Aansluitvergoeding per aansluiting	Tarief meerlengte per meter	Totaal bij 2 km meerlengte
3 x 80A t/m 3 x 125A	74 kW		€ 5.000	€ 50	€ 105.000
3 x 125A t/m 175 kVA	149 kW		€ 6.000	€ 55	€ 116.000
175 kVA t/m 630 kVA	536 kW	100 kW	€ 40.000	€ 90	€ 220.000
630 kVA t/m 1.000 kVA	850 kW	400 kW	€ 41.000	€ 100	€ 241.000
1.000 kVA t/m 1.750 kVA	1.488 kW	600 kW	€ 50.000	€ 270	€ 590.000
1.750 kVA t/m 3.000 kVA	2.550 kW	1200 kW 1400 kW 2000 kW	€ 215.000	€ 340	€ 895.000
3.000 kVA t/m 10.000 kVA	8.500 kW	3500 kW 5000 kW	€ 290.000	€ 380	€ 1.050.000

Kosten voor locatieverwerving nemen we niet mee. Er zijn geen aanvullende kosten voor smart en bi-directioneel laden verondersteld.

Alle investeringen in de laadinfrastructuur zijn additionele investeringen omdat er in de referentie nog geen voorzieningen voor HDV zijn, zie Figuur 19.



Figuur 19: cumulatieve investeringen in laadinfrastructuur en publieke bijdrage HDV (methode 1, impact assessment) per scenario

De inschatting in de impact assessment voor de AFIR (Ricardo, juli 2021) is dat voor HDV-laadinfrastructuur een publieke bijdrage van 50% nodig is voor de investeringen tot 2030; daarna is 10% nodig. Dit betekent een bijdrage van 83 miljoen euro in het lage scenario tot 122 miljoen euro in het hoge scenario, zie Tabel 12.

³³ Let op: de aansluiting wordt uitgedrukt in kVA ofwel Kilovolt maal Ampère. Het vermogen in Kilowatt (ook wel uitgedrukt in kW) komt in de praktijk neer op ongeveer 85% van het aantal KVA.

Tabel 12: investeringen en geschatte publieke bijdrage per scenario (exclusief netverzwaringkosten vanaf transformatorstation, locatiekosten en bewegwijzering in miljoenen euro's)

scenario		Totale investering	Totale publieke bijdrage	Contante waarde publieke bijdrage (1,6%) per 1-1-2025
laag	in mln. euro's	€ 166	€ 83	€ 77
midden	in mln. euro's	€ 198	€ 86	€ 81
hoog	in mln. euro's	€ 278	€ 122	€ 114

3.4 BUSINESSCASE EN ONRENDABELE TOP

De kosten van de AFIR worden ook berekend op basis van de potentiële onrendabele top van de businesscase naast de hiervoor gemaakte schatting.

Per type snellaadpaal voor HDV berekenen we de opbrengsten per jaar en de kosten per jaar over de afschrijvingsperiode van de laadpaal. Voor de opbrengsten gaan we uit van een veronderstelde gemiddelde bezettingsgraad van de laadpaal en een veronderstelde netto verkoopmarge per kWh.

Inkomsten

Elektriciteit

We gebruiken de verwachte bezettingsgraad van de laadpalen en de marge uit de verkoop van elektriciteit om de netto inkomsten per laadpaal te berekenen. Doordat we de verkoopmarge gebruiken is de businesscase niet afhankelijk van de huidige hoge elektriciteitsprijzen. We veronderstellen dat de absolute marge gelijk blijft aan de marge zoals die volgt uit de studie van TNO (TNO, december 2021). Voor een lader voor HDV is de gemiddelde verkoopmarge³⁴ 17,7 cent per kWh voor de periode 2025-2030, zie Tabel 43 in de bijlage. We veronderstellen dat deze verkoopmarge over de gehele periode gelijk blijft en niet afhangt van aanpassingen van belastingen en inkooprijzen van elektriciteit.

In de baselinesituatie veronderstellen we een bezettingspercentage van 10%.³⁵ Dit is de waarde in 2025 voor het lage TNO-scenario (TNO, december 2021).³⁶ Er is niet gekozen voor het centrale TNO-scenario (15%) omdat het lage scenario qua bezettingsgraden meer realistisch lijkt. In diverse studies (ElaadNL, oktober 2022), (REBEL, APPM, juli 2022) wordt verondersteld dat HDV's 7% van hun elektriciteitsbehoefte zullen laden op verzorgingsplaatsen langs het hoofdwegennet. Het TEN-T netwerk is hier onderdeel van.³⁷ De verwachting is dat 3% op de truckparkings wordt geladen. Als we deze percentages combineren met de geëiste vermogens langs het TEN-T netwerk en op de truckparkings dan is de bezettingsgraad op de truckparking eenvoudig haalbaar, het geëiste vermogen lijkt zelfs onvoldoende, maar op de verzorgingsplaatsen vraagt een

³⁴ verkoop minus inkoopkosten en belastingen.

³⁵ De bezettingsgraad van laadpalen is als gemiddelde over de gehele periode constant gehouden. Initieel kan een laadpaal lagere bezettingsgraden hebben, omdat de laadinfrastructuur op het aantal voertuigen voorloopt. Daarmee wordt minder energie afgezet aan het begin van de levensduur van een laadpaal en zijn de opbrengsten initieel lager. Dit effect is niet meegenomen in de berekeningen.

³⁶ De bezettingsgraad van laadpalen is als gemiddelde over de gehele periode constant gehouden. Initieel kan een laadpaal lagere bezettingsgraden hebben, omdat de laadinfrastructuur op het aantal voertuigen voorloopt. Daarmee wordt minder energie afgezet aan het begin van de levensduur van een laadpaal en zijn de opbrengsten initieel lager. Dit effect is niet meegenomen in de berekeningen.

³⁷ TEN-T vormt ongeveer 75% van hoofdwegennet qua lengte en 90% qua intensiteit van het vervoer.

gemiddelde bezettingsgraad van 10% een ambitieuze uitrol van HDV's, zeker in het hoge scenario.

Hernieuwbare brandstofeenheden

Naast de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit, mag een exploitant hernieuwbare brandstofeenheden inboeken voor het aandeel elektriciteit dat duurzaam geproduceerd is, zie voor berekening algemene bijlage. HBE-inkomsten zijn onzeker.³⁸ De berekening van de onrendabele top zullen we daarom uitvoeren met en zonder HBE-inkomsten.

Saldo per lader

Voor het saldo per laadpaal (één laadpunt) trekken we de gemiddelde jaarlijkse kosten af van de jaarlijkse opbrengsten. De investeringen hebben we uitgedrukt in jaarkosten door de annuïteit van de investering te bepalen over de afschrijvingstermijn (10 jaar). Als rente nemen we een weighted average cost of capital (WACC) van 4,5%.³⁹ Onafhankelijk van het vermogen van de lader is bij een gemiddelde bezettingsgraad van 10% gemiddeld een positief saldo te behalen, zie Tabel 13. Er is dan geen sprake van een onrendabele top. Zonder HBE's is er bij een bezettingsgraad van 10% en 17,7 ct. verkoopmarge ook geen sprake van een onrendabele top.

Tabel 13: businesscase laders (excl. netverzwaring en locatiekosten)

Lader		100 kW	150 kW	350 kW	800 kW
Investering	Euro	€ 55.325	€ 80.400	€ 180.700	€ 406.375
Bezettingsgraad	%	10%	10%	10%	10%
Opbrengsten	kWh/jaar	87.600	131.400	306.600	700.800
Elektriciteit (marge)	€/jaar	€ 15.505	€ 23.258	€ 54.268	€ 124.042
HBE's	€/jaar	€ 8.199	€ 12.299	€ 28.698	€ 65.595
Kosten					
Investering laadinfra	€/jaar	€ 6.992	€ 10.161	€ 22.837	€ 51.357
Opex laadinfra	€/jaar	€ 5.195	€ 7.395	€ 16.195	€ 35.995
Betaalsysteem	€/jaar	€ 255	€ 255	€ 255	€ 255
Saldo	€/jaar	€ 11.262	€ 17.746	€ 43.679	€ 102.029
Saldo zonder HBE's	€/jaar	€ 3.063	€ 5.447	€ 14.981	€ 36.434

Saldo per station

Voor het saldo per station combineren we de resultaten van de laadpalen met de kosten voor netverzwaring. De investeringen in netverzwaring hebben we uitgedrukt in jaarkosten door de annuïteit van de investering te bepalen over de afschrijvingstermijn van de laadpalen (10 jaar).⁴⁰

³⁸ Vanaf 2025 wordt naar verwachting een nieuwe herziening van de Renewable Energy Directive (RED3) van kracht. Hierover zijn momenteel de onderhandelingen binnen de EU nog gaande. Voortzetting van deze inkomsten op exact dezelfde wijze als nu is daarom vanaf 2025 onzeker. Het lijkt wel waarschijnlijk dat zero-emissie energie geleverd aan vervoer op een manier beloofd zal blijven worden.

³⁹ Er is gekozen alle investeringen met eenzelfde WACC door te rekenen. De WACC gebruikt in de achtergrondstudies varieert tussen 4,5% in de walstroomstudie (CE Delft, februari 2022) en 5% in de waterstofstudie (Carbon clean-up CCU, april 2022).

⁴⁰ De investering in netverzwaring gaat in principe langer mee, maar omdat de exploitant een kortere horizon heeft waarin business case wordt beoordeeld en onzeker is of de restwaarde na 10 jaar te gelde kan worden gemaakt, sluiten we aan bij afschrijvingstermijn van laadpalen.

Onafhankelijk van het vermogen van de lader is bij een gemiddelde bezettingsgraad van 10% een positief saldo zowel met als zonder HBE's, zie Tabel 14. Er is zonder kosten van netverzwaring geen sprake van een onrendabele top.

Als de kosten voor netverzwaring worden meegenomen is er alleen bij de hoge vermogens geen sprake van een onrendabele top. Probleem is echter dat juist bij de hoge vermogens de kans op een 10% bezettingsgraad kleiner is. We laten daarom ook het resultaat bij een 7,5% en 5% bezettingsgraad zien, zie Tabel 15 en

Tabel 16. Het saldo neemt met netverzwaring niet monotoon toe. Dit komt door de stappen in de aansluitkosten (bijvoorbeeld tussen 4 x 100 kW en 4 x 150 kW).

Tabel 14: jaarlijks resultaat businesscase laadstations (bij gemiddeld 10% bezettingsgraad excl. locatiekosten en excl. netverzwaringkosten vanaf transformatorstation)

Station, bezettingsgraad 10%		Saldo station met HBE's excl. netver- zwing	Saldo station zonder HBE's excl. netver- zwing	Saldo station met HBE's incl. netverzwa- ring	Saldo station zonder HBE's incl. netverzwa- ring
1 x 100 kW	€/jaar	€ 11.262	€ 3.063	€ -16.541	€ -24.740
2 x 100 kW	€/jaar	€ 22.525	€ 6.126	€ -5.279	€ -21.677
4 x 100 kW	€/jaar	€ 45.049	€ 12.252	€ 14.592	€ -18.205
4 x 150 kW	€/jaar	€ 70.983	€ 21.787	€ -3.581	€ -52.777
8 x 150 kW	€/jaar	€ 141.966	€ 43.573	€ 28.857	€ -69.536
4 x 350 kW	€/jaar	€ 174.716	€ 59.925	€ 61.607	€ -53.184
1 x 100 + 2 x 150 + 2 x 800 kW	€/jaar	€ 250.812	€ 86.825	€ 137.703	€ -26.284
8 x 350 kW	€/jaar	€ 349.432	€ 119.850	€ 236.323	€ 6.741
10 x 350 kW	€/jaar	€ 436.790	€ 149.813	€ 304.092	€ 17.115
1 x 100 + 2 x 150 + 4 x 350 + 4 x 800 kW	€/jaar	€ 629.586	€ 219.618	€ 496.888	€ 86.920

Tabel 15: jaarlijks resultaat businesscase laadstations (bij gemiddeld 7,5% bezettingsgraad excl. locatiekosten en excl. netverzwaringkosten vanaf transformatorstation)

Station, bezettingsgraad 7,5%		Saldo station met HBE's excl. netver- zwing	Saldo station zonder HBE's excl. netver- zwing	Saldo station met HBE's incl. netverzwa- ring	Saldo station zonder HBE's incl. netverzwa- ring
1 x 100 kW	€/jaar	€ 5.336	€ -813	€ -22.467	€ -28.617
2 x 100 kW	€/jaar	€ 10.672	€ -1.627	€ -17.131	€ -29.430
4 x 100 kW	€/jaar	€ 21.345	€ -3.253	€ -9.112	€ -33.710
4 x 150 kW	€/jaar	€ 35.426	€ -1.471	€ -39.138	€ -76.035
8 x 150 kW	€/jaar	€ 70.852	€ -2.942	€ -42.257	€ -116.051
4 x 350 kW	€/jaar	€ 91.750	€ 5.657	€ -21.359	€ -107.452
1 x 100 + 2 x 150 + 2 x 800 kW	€/jaar	€ 132.289	€ 9.299	€ 19.180	€ -103.810
8 x 350 kW	€/jaar	€ 183.500	€ 11.314	€ 70.391	€ -101.795
10 x 350 kW	€/jaar	€ 229.375	€ 14.142	€ 96.678	€ -118.556
1 x 100 + 2 x 150 + 4 x 350 + 4 x 800 kW	€/jaar	€ 333.279	€ 25.803	€ 200.581	€ -106.895

Tabel 16: jaarlijks resultaat businesscase laadstations (bij gemiddeld 5% bezettingsgraad excl. locatiekosten en excl. netverzwaringskosten vanaf transformatorstation)

Station, bezettingsgraad 5%		Saldo station met HBE's excl. netver- zwing	Saldo station zonder HBE's excl. netver- zwing	Saldo station met HBE's incl. netverzwa- ring	Saldo station zonder HBE's incl. netverzwa- ring
1 x 100 kW	€/jaar	€ -590	€ -4.690	€ -28.393	€ -32.493
2 x 100 kW	€/jaar	€ -1.180	€ -9.379	€ -28.983	€ -37.183
4 x 100 kW	€/jaar	€ -2.360	€ -18.758	€ -32.817	€ -49.216
4 x 150 kW	€/jaar	€ -131	€ -24.729	€ -74.694	€ -99.292
8 x 150 kW	€/jaar	€ -262	€ -49.458	€ -113.371	€ -162.567
4 x 350 kW	€/jaar	€ 8.784	€ -48.611	€ -104.325	€ -161.720
1 x 100 + 2 x 150 + 2 x 800 kW	€/jaar	€ 13.766	€ -68.227	€ -99.343	€ -181.336
8 x 350 kW	€/jaar	€ 17.568	€ -97.223	€ -95.541	€ -210.332
10 x 350 kW	€/jaar	€ 21.960	€ -121.528	€ -110.737	€ -254.226
1 x 100 + 2 x 150 + 4 x 350 + 4 x 800 kW	€/jaar	€ 36.972	€ -168.012	€ -95.726	€ -300.710

Kosten onrendabele top

Gemiddeld gezien is er geen onrendabele top⁴¹ als de locatiekosten en kosten voor netverzwing voor snellaadstations *niet* worden meegenomen en de bezettingsgraad van 10% wordt gerealiseerd (Tabel 14). Zonder onrendabele top zijn er geen extra subsidies of hogere laadmarges nodig om de exploitatie winstgevend te maken. In de praktijk zal vaak wel netverzwing nodig zijn. De onrendabele top ligt dan bij een gemiddelde bezettingsgraad van 10% tussen de 8 en 43 miljoen euro, zie Tabel 17.

Een gemiddelde bezettingsgraad van 10% is over de afschrijvingstermijn niet voor alle laadstations te realiseren. Voor de truckparkings lijkt de AFIR-eis minder dan wat nodig is om de vervoersverwachting te accommoderen. Een vingeroefening die in de bijlage is opgenomen, laat zien dat bij de gangbare aannames over de verdeling van de laadbehoefte de vraag groter is dan het aanbod van 100 kW per truckparking (bezettingsgraad gemiddeld > 100%). Voor de laadinfrastructuur op de verzorgingsplaatsen langs het TEN-T netwerk lijkt de veronderstelde bezettingsgraad van 10% met name voor het kernnetwerk gemiddeld te hoog.

De bezettingsgraad van laadinfrastructuur langs het kernnet ligt lager dan op het uitgebreide netwerk. Dit kan als volgt verklaard worden. Hoewel de verkeersintensiteit op het kernnet per kilometer iets hoger ligt dan op het uitgebreide netwerk (9% hoger), en daarmee ook de veronderstelde laadbehoefte, is het vereiste laadvermogen op elk moment veel hoger langs het kernnet dan langs het uitgebreide netwerk. Niet alleen het vermogen per laadstation moet hoger zijn, maar ook de minimale afstand tussen de laadstations (60 km in plaats van 100 km). De gemiddelde bezettingsgraad van alle laadstations ligt daardoor substantieel lager. Ter illustratie, in 2030 is de gemiddelde bezettingsgraad in de vingeroefening bij de gemaakte aannames voor een HDV-laadstation langs het TEN-T kernnet 5% en voor het uitgebreide netwerk 16% in het lage en midden

⁴¹ De onrendabele top is bepaald door een gemiddeld negatief jaarlijks exploitatieresultaat te vermenigvuldigen met de afschrijvingstermijn. De onrendabele top bij een gedetailleerdere businesscase-analyse kan hiervan afwijken doordat investeringen al vooruitlopend op de exploitatie moeten worden gedaan (top wordt groter), de inkomsten in de latere jaren hoger zijn dan in de eerste jaren (top wordt groter), en de onrendabele top over gebruiksduur zou moeten worden verdisconteerd (top wordt lager).

scenario. In het hoge scenario daalt de gemiddelde bezettingsgraad naar 3% en 11%. Over de hele periode tussen 2025 en 2035 is de gemiddelde bezettingsgraad hoger dan in 2030, omdat juist in 2030 de capaciteitseisen hoger worden.

Tabel 17: onrendabele top (excl. locatiekosten en diepere netinvesteringen)

Scenario	Stations	Vermogen	onrendabele top bij bezettingsgraad			
			5,0%	7,5%	10,0%	15,0%
Laag			€ 162,2	€ 100,3	€ 42,8	€ 7,5
Truckparkings	44	100 kW	€ 14,3	€ 12,6	€ 10,9	€ 7,5
Stedelijke knooppunten	26	1200 kW	€ 42,3	€ 30,2	€ 18,1	-
Kernnetwerk	25	3500 kW	€ 63,6	€ 29,6	-	-
Uitgebreid netwerk	26	1400 kW	€ 42,0	€ 27,9	€ 13,8	-
Midden			€ 186,2	€ 103,2	€ 29,0	€ 7,5
Truckparkings	44	100 kW	€ 14,3	€ 12,6	€ 10,9	€ 7,5
Stedelijke knooppunten	26	1200 kW	€ 42,3	€ 30,2	€ 18,1	-
Kernnetwerk	25	3500 kW	€ 63,6	€ 29,6	-	-
Uitgebreid netwerk	26	3500 kW	€ 66,1	€ 30,8	-	-
Hoog			€ 241,1	€ 100,2	€ 8,0	€ 0,0
Truckparkings	44	400 kW	€ 21,7	€ 14,8	€ 8,0	-
Stedelijke knooppunten	26	3500 kW	€ 66,1	€ 30,8	-	-
Kernnetwerk	25	5000 kW	€ 75,2	€ 26,7	-	-
Uitgebreid netwerk	26	5000 kW	€ 78,2	€ 27,8	-	-

Voor het aandeel dat zal laden op de stedelijke knooppunten hebben we geen specifieke inschatting kunnen vinden. We veronderstellen dat deze stedelijke knooppunten onderdeel zijn van de gedeelde laadhubs uit de Elaadstudie (ElaadNL, juli 2020), en dat 5% van de laadbehoefte wordt geladen op deze knooppunten. Dan lijkt een gemiddelde bezettingsgraad van 15% voor scenario Laag en Midden goed haalbaar. In dat geval is er geen onrendabele top. Voor het scenario Hoog is het niet zeker dat 10% gehaald kan worden. Bij een bezettingsgraad onder de 10% is er een onrendabele top.

In het geval de bezettingsgraad gemiddeld over alle laadstations 7,5% is, ligt de onrendabele top voor alle scenario's rond de 100 – 105 miljoen euro. Bij gemiddelde bezettingsgraden tussen de 5% en 15% ligt de bandbreedte tussen de 0 en bijna 250 miljoen euro.

Gemiddelden laten niet de grote spreiding zien die tussen de verschillende laadstations kan optreden. Om hiervan een indruk te krijgen, hebben we de bezettingsgraad ingeschat voor elk wegsegment van het TEN-T netwerk in geval er een laadstation conform de minimale AFIR-eisen wordt geplaatst. Deze analyse is te vinden in de bijlagen. Voor individuele laadstations kan de bezettingsgraad en onrendabele top zowel gunstiger als ongunstiger zijn dan berekend voor het gemiddelde laadstation langs het TEN-T netwerk.

Gevoeligheidsanalyse

In de veronderstelde baseline (10% bezettingsgraad) bestaat zowel met als zonder HBE's geen onrendabele top, mits de kosten voor netverzwaring en locatiewerwing niet meegeteld worden. Wanneer netverzwaring meegeteld wordt, is doorgaans wel sprake van een onrendabele top (8 -

43 miljoen euro). Deze varieert sterk met de bezettingsgraad en het type laadstation en scenario en de verkoopmarge.

Bij een 5 ct. lagere verkoopmarge en / of een 5% lagere bezettingsgraad kan een negatiever saldo ontstaan. Dit geldt voor alle HDV-vermogensklassen (zie bijlagen). Met name in het hoge scenario is het realiseren van minimaal 10% bezettingsgraad langs het TEN-T netwerk onzeker vanwege de hoge vermogensseisen. Bij een 5% bezettingsgraad loopt de onrendabele top snel op.

Financiële implicaties HDV:

- Totale additionele investeringen 2024-2035: 166 tot 278 miljoen euro, locatiekosten en diepere netinvesteringen zijn hierin niet meegenomen.
- Publieke bijdrage op basis van gemiddeld Europees percentage: 83 tot 122 miljoen euro
- Publieke bijdrage op basis van onrendabele top in Nederland is bij gemiddeld 10% bezettingsgraad nihil doordat het verwachte exploitatiesaldo gemiddeld positief is, zonder kosten voor netverzwaring. Met kosten voor netverzwaring (tot transformatorstation) ontstaat een onrendabele top van tussen de 8 (hoge scenario) en 43 miljoen euro (lage scenario). Bij gemiddeld 7,5% bezettingsgraad ligt onrendabele top rond de 100-105 miljoen euro.
- Bij een bezettingsgraad van gemiddeld 5% loopt onrendabele top op tussen de 162 en 246 miljoen euro.
- De benodigde publieke bijdrage zal in de praktijk sterk verschillen tussen laadstations. Voor beveiligde truckparkings lijkt een bezettingsgraad waarbij een positief saldo ontstaat makkelijk haalbaar. Dit geldt ook voor stedelijke knooppunten en het uitgebreide netwerk. Langs het kernnetwerk ligt de te verwachten bezettingsgraad lager dan 10% vanwege de hoge vermogensseisen, de maximale afstand tussen laadstations en het kleine deel van de laadvraag dat zal laden op verzorgingsplaatsen langs het TEN-T-netwerk.
- De publieke bijdrage op basis van de onrendabele top is gevoelig voor de gemiddelde bezettingsgraad, verkoopmarge, kosten voor netverzwaring en het gebruik van HBE's.

Dit hoofdstuk gaat in op de AFIR-eisen voor de waterstoftankinfrastructuur voor brandstofcel-elektrische voertuigen (*FCEV - fuel cell electric vehicles*) in het wegverkeer. De focus ligt op het zware verkeer, maar ook *light duty vehicles* moeten gebruik kunnen maken van de (700 bar) tankinfrastructuur.

4.1 **AMBITIE**

De eisen voor de drie ambitieniveaus (zie Tabel 48, bijlage waterstof) bestaan uit eisen voor het aantal stations en het type faciliteiten dat daar wordt aangeboden. Voor het aantal stations gelden eisen voor:

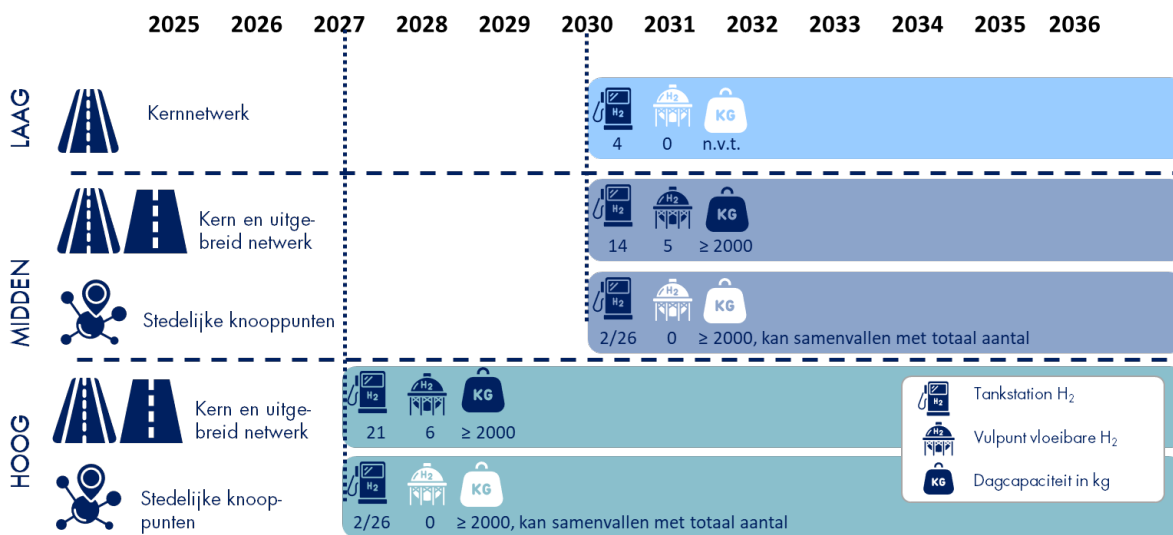
- De maximale afstand tussen waterstoftankstations langs het TEN-T netwerk⁴²;
- De beschikbaarheid per stedelijk knooppunt.

Voor het type faciliteit zijn de eisen:

- De aanwezigheid van een 700 bar vulpunt;
- Capaciteit van minimaal 2 ton per dag langs het TEN-T netwerk;
- Aanbod van vloeibare waterstof langs het TEN-T netwerk.

Deze eisen zijn terug te vinden in artikel 6 van de AFIR-conceptteksten. Voor Nederland zijn de resultaten in Figuur 20 samengebracht. De belangrijkste verschillen tussen de scenario's betreffen de ingangsdatum en het aantal tankstations. In het hoge scenario is de ingangsdatum van AFIR-eisen eind 2027, in de andere scenario's eind 2030. Het hoge scenario stelt minimum 21 stations langs het TEN-T netwerk verplicht en het lage scenario slechts 4. Ook stellen het midden en hoge scenario eisen aan de aanwezigheid van een waterstoftankstation in een stedelijk knooppunt, de noodzaak voor vloeibare waterstof, en een minimum levercapaciteit van 2000 kg per dag. Naast deze eisen zijn er ook algemene eisen aan betaalmogelijkheden en bewegwijzering gesteld (artikel 7).

⁴² De lengte van het kernnetwerk bedraagt 1457 km en van het uitgebreide netwerk (aanvullend) 2604 km.



Figuur 20: ambities waterstof per scenario AFIR

Aantal tankstations

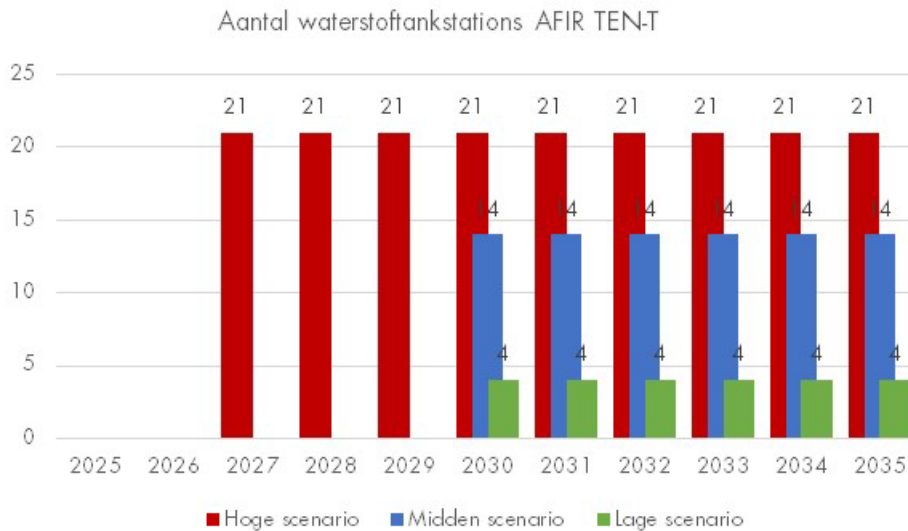
De concept regelgeving vermeldt voor waterstof niet dat de aantallen tankstations die volgen uit de afstandseis en de eis voor stations op stedelijke knooppunten bij elkaar moeten worden opgeteld. Bij de laadstations voor HDV is dit wel expliciet genoemd. We veronderstellen daarom dat de stations voor de stedelijke knooppunten onderdeel mogen zijn van het aantal dat nodig is om de afstandseis te voldoen. Ook veronderstellen we dat locaties waar vloeibare waterstof en waterstof op 700 bar kunnen worden getankt mogen samenvallen. De berekening van het aantal stations is te vinden in Tabel 49 in de bijlage.

Tankstations langs TEN-T netwerk

Voor wat betreft het aantal tankstations komt de afstandseis uit op tussen de 4 (Laag per 2030) en 21 (Hoog per 2027) tankstations in totaal langs het kern en uitgebreide netwerk, zie Figuur 21. We ronden de minimumaantallen naar boven af om rekening te houden met inefficiënties vanwege het zoeken naar een passende locatie. In de praktijk zouden er ook efficiënties in de plaatsing van tankstations kunnen optreden omdat het in het lage scenario is toegestaan tankstations die op minder dan 10 km afstand van de dichtstbijzijnde afrit van het TEN-T netwerk liggen mee te tellen. Een tankstation zou dan binnen het bereik van meerdere netwerkcorridors kunnen liggen en dan dubbeltellen. Omdat niet duidelijk is of de EU hierin mee zal gaan, berekenen we de aantallen conservatief. In het midden scenario is niet vermeld wat de maximale afstand tot de afrit mag zijn. In het hoge scenario is de maximale afstand 1,5 km.

Op de waterstoftankstations langs het TEN-T netwerk moet waterstof onder druk worden aangeboden (700 bar). In het hoge en midden scenario is de voorgeschreven minimumcapaciteit 2000 kg per dag. Dit is hoger dan de capaciteit die nu doorgaans aangeboden wordt.⁴³

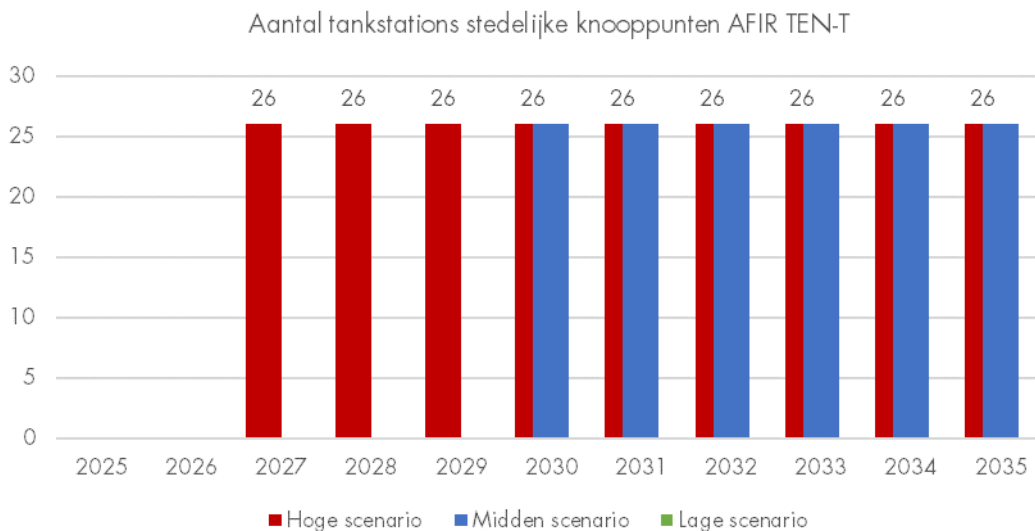
⁴³ Onduidelijk is of de 2000 kg eis vervuld mag worden door dagelijks waterstof aan te leveren of dat er een opslagcapaciteit van 2000 kg op het tankstation aanwezig moet zijn. In dat eerste geval kunnen veel van de huidige waterstoftankstations voldoen aan de eis. In het tweede geval zijn aanvullende investeringen nodig, behalve als er meerdere vulpunten zijn en de waterstof per pijpleiding wordt geleverd (Rhoon). Om bij een realistische bezettingsgraad 2000 kg per dag te kunnen afzetten moeten er ook voldoende vulpunten met een voldoende grote vulsnelheid zijn.



Figuur 21: verloop aantal waterstof tankstations TEN-T per scenario

Stedelijke knooppunten

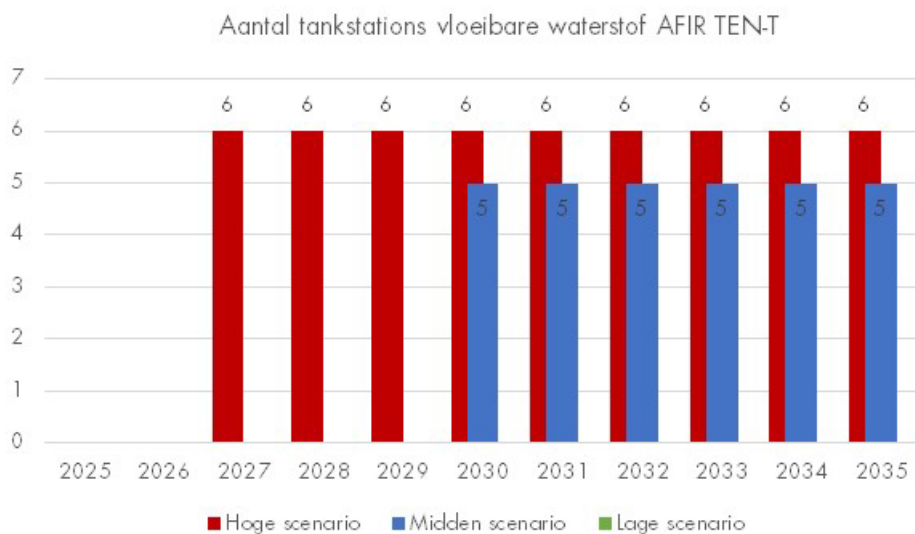
In Nederland zijn nu twee stedelijke knooppunten (Amsterdam en Rotterdam). In het hoge en middenscenario worden specifieke eisen gesteld aan de aanwezigheid van een waterstof vulpunt bij deze stedelijke knooppunten per 2027 (hoog) of 2030 (midden), zie Figuur 22. Mogelijk zal de definitie van stedelijke knooppunten in de toekomst worden aangepast waardoor er meer Nederlandse steden zullen worden aangemerkt als knooppunt. Momenteel vinden er onderhandelingen plaats over uitbreiding van het aantal stedelijke knooppunten naar mogelijk 26. In deze studie baseren we de inschattingen op dit aantal van 26.



Figuur 22: verloop aantal tankstations stedelijke knooppunten per scenario

Vloeibare waterstof

Tankstations met vloeibare waterstof worden in het midden en hoge scenario voorgeschreven. Het gaat in het midden scenario om 5 en in het hoge scenario om 6 tankstations langs het kern en uitgebreide netwerk, zie Figuur 23.



Figuur 23: verloop aantal tankstations vloeibare waterstof TEN-T per scenario (onderdeel aantal Figuur 21)

4.2 REFERENTIE

Op dit moment is er al een substantieel aantal waterstof-tankstations in operatie (zie Figuur 24). Van deze 12 stations liggen er negen langs het TEN-T kern of het uitgebreide netwerk⁴⁴ (of vier in het hoge scenario).⁴⁵ De aantallen liggen in het hoge scenario lager omdat de definitie van *langs het netwerk* strenger is. Ook is er voor 13 stations gestart met realisatie en zijn er voor zo'n 12 stations concrete plannen om deze te realiseren. Acht (of vier in het hoge scenario)⁴⁵ van de tankstations in realisatie liggen aan het kern of uitgebreide TEN-T netwerk. Soms is er wat vertraging opgetreden ten opzichte van de originele startdatum. Er wordt verwacht door het H₂-platform dat alle waterstofstations die nu op te lijst staan als in realisatie, waarschijnlijk binnen een jaar en dus zeker voor 2027 (de eerste datum dat aan een AFIR-eis moet worden voldaan) in bedrijf zijn. In totaal bestaat de referentie dus uit 17 tankstations (of 8 in het hoge scenario).⁴⁵

Ook zal waarschijnlijk een groot deel van de waterstof-tankstations waarvoor nu plannen bestaan operationeel zijn. Deze liggen waarschijnlijk allen langs het TEN-T netwerk, ten minste als de afstand van de afrit maximaal 10 km mag bedragen. In deze studie veronderstellen we voor de

⁴⁴ Daarnaast is een station in Delfzijl van Total Energies. Hier is alleen 350 bar beschikbaar. In Assen kan ook 700 bar slow fill vulpunt getankt worden bij OrangeGas. Dit betreft een situatie waar de vultijd langer dan gebruikelijk is. Omdat deze tankpunten niet gericht zijn op zwaar vervoer nemen we deze vulpunten niet mee in de referentie.

⁴⁵ De definitie van *langs het TEN-T netwerk* verschilt per scenario. In het lage scenario wordt maximaal 10 km van de dichtstbijzijnde afrit aangehouden. In het hoge scenario is de maximale afstand 1,5 km. Hierdoor vallen veel bestaande tankstations af. In het midden scenario is geen definitie gegeven. We veronderstellen dat daar de maximum afstand gelijk is aan het lage scenario.

bepaling van de financiële implicaties van de AFIR dat alleen de tankstations in realisatie ook operationeel zijn geworden.

Geen concrete plannen zijn er voor de aanleg van tankstations met vloeibare waterstof. De additionele investeringen hiervoor zullen dus volledig meegeteld moeten worden in de AFIR-investeringen.

In 11 van de 26 voorziene stedelijke knooppunten (zie Tabel 33 in de bijlage) zijn er al waterstof-tankstations in operatie of realisatie: Breda, Groningen, Den Haag, Arnhem, Amsterdam, Rotterdam, Dordrecht, Amersfoort, Utrecht, Emmen en Alkmaar. Er zijn dus nog 15 tankstations nodig in stedelijke knooppunten.

Operationeel (12):	
Rhoon	Den Haag**
Hoofddorp	Arnhem**
Breda**	Doetinchem*
Veldhoven**	Amsterdam-West
Pesse	(Shell)*
Groningen	Amsterdam-West
Nieuwegein**	(Orangegas)*
In realisatie (13):	
Dordrecht	Emmen**
Roosendaal**	Den Haag*
Botlek**	Anna-Paulowna*
Barneveld**	Amsterdam-West
Amersfoort	(H2-Waste)*
Capelle a/d IJssel	Alkmaar*
Utrecht	Oude Tonge*
Plannen (12):	
Nijmegen	Utrecht Lage Weide
Rotterdam Fountain	Nieuwegein Shell
Rotterdam Total	Veghel
Tegelen	Bleiswijk
Dordrecht	Ede
Asten	Tilburg



* Niet langs TEN-T netwerk, ** niet langs TEN-T netwerk in hoge scenario vanwege te grote afstand tot afrit

Figuur 24: Waterstof-tankstations (operationeel en in realisatie) met 700 bar vulpunt, per oktober 2022

Verzorgingsgebied en inefficiënties

Hoewel het aantal tankstations (17 voor scenario laag en midden) voldoende lijkt voor het aantal tankstations dat gevraagd wordt langs het TEN-T netwerk in het lage (4) of midden (14) scenario, is de locatie van de bestaande en voorziene tankstations niet automatisch optimaal voor een goede dekking van het TEN-T netwerk. In het hoge scenario is het aantal tankstations dat voldoet (8) lager dan de norm (21) en moeten er in ieder geval 13 tankstations bijgebouwd worden. Bij een ongunstige verdeling over het netwerk zijn er meer dan 13 nodig.

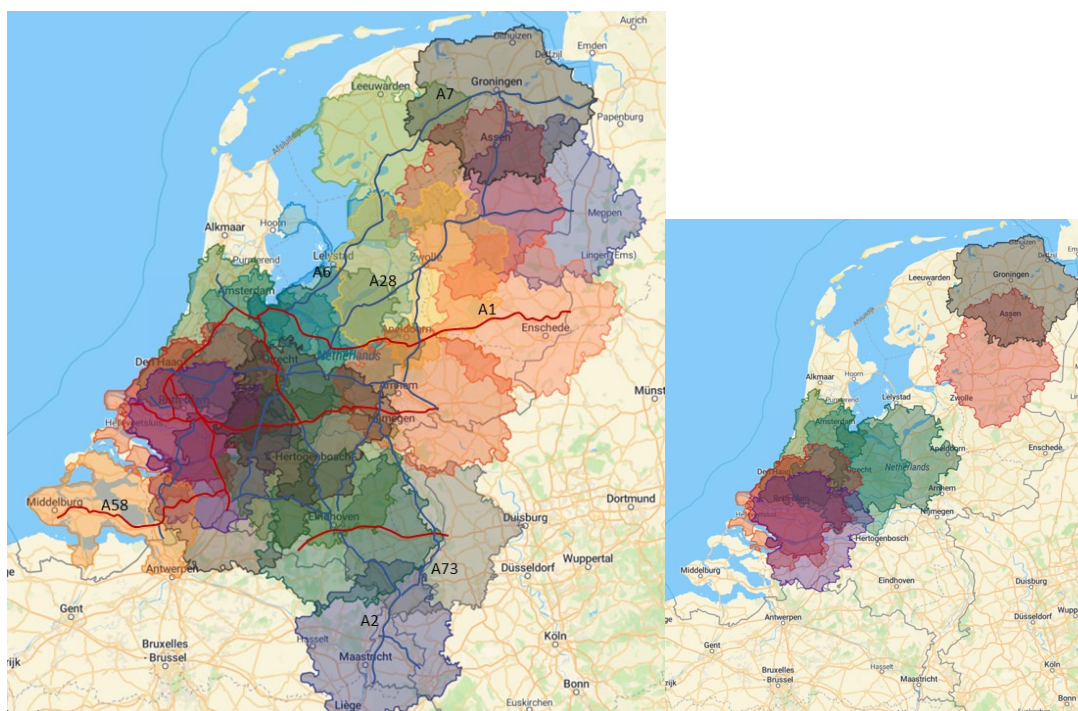
Om te verifiëren of sprake is van inefficiënties in locatie hebben we rondom de bestaande en voorziene tankstations een verzorgingsgebied bepaald ter grootte van de helft van de maximale afstand. In het hoge scenario mag de maximale afstand 100 km zijn, voor het midden scenario 150 km en voor lage scenario 200 km. Wanneer de verzorgingsgebieden elkaar raken, zal meestal aan de afstandseis worden voldaan. Wanneer er een gat tussen de verzorgingsgebieden optreedt waarin wel een deel van het TEN-T netwerk ligt, zal een extra tankstation nodig zijn om aan de AFIR-eis te voldoen. We veronderstellen ook dat de maximale afstand tot de Nederlandse grens

van het TEN-T netwerk maximaal de helft van de eis mag zijn, zodat de verantwoordelijkheid voor de tankinfrastructuur gelijk verdeeld wordt met de buurlanden.

Hoge scenario

In het hoge scenario zou op basis van een eenvoudig rekensommetje nog behoefte zijn aan 13 extra tankstations langs het TEN-T netwerk (21 – 8) als alle bestaande en in realisatie zijnde stations langs TEN-T meetellen. Deze 13 stations moeten de gaten vullen tussen de verzorgingsgebieden van de 8 stations die voldoen aan de AFIR-definitie.

Een volledige dekking van het TEN-T netwerk is mogelijk met 13 aanvullende tankstations (zie Figuur 25). Met de bestaande tankstations is een vulpunt in 11 stedelijke knopen aanwezig. Er zijn dus nog 15 tankstations in stedelijke knooppunten nodig. Een deel zou samen kunnen vallen met tankstations die nodig zijn langs het TEN-T netwerk (bijvoorbeeld Maastricht, Venlo, Zwolle), maar dit geldt niet voor alle locaties. Bijvoorbeeld Leeuwarden omdat deze stad niet langs het TEN-T netwerk ligt, of Leiden omdat Leiden in een gebied ligt met voldoende tankstations langs de A4 (Hoofddorp en Den Haag). In de berekening nemen we de mogelijke voordelen van het samenvallen niet mee.

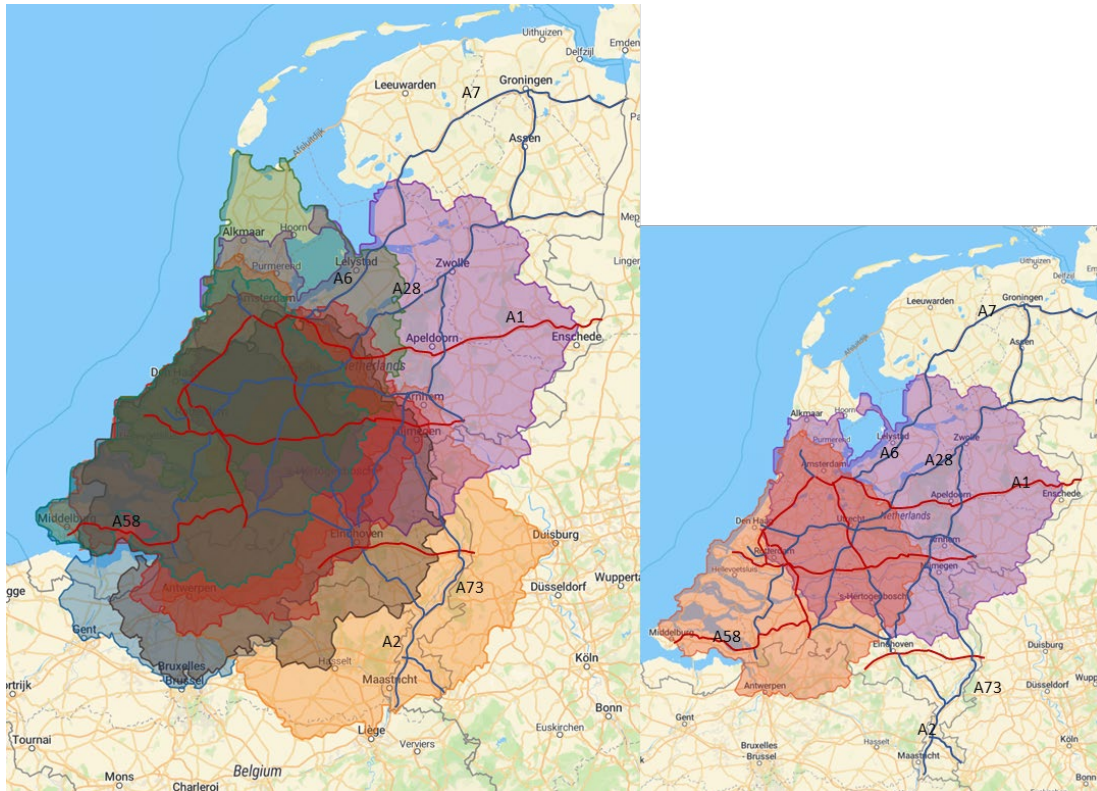


Figuur 25: Verzorgingsgebied (50 km) van 8 waterstof-tankstations met 700 bar vulpunt die voldoen aan eisen scenario hoog (rechts) en volledige dekking TEN-T met 13 extra tankstations (links)

Laag scenario

In het scenario Laag kan met de reeds operationele en binnenkort gerealiseerde tankstations het kernnetwerk bijna worden afgedekt, zie rode lijnen in Figuur 26. In totaal moeten er 4 tankstations zijn langs het TEN-T kernnetwerk met een maximale afstand tussen de tankstations van 200 km. Er zijn naar verwachting 8 tankstations langs het TEN-T kernnetwerk (operationeel en in realisatie). Ondanks het grotere aantal tankstations dan geëist, wordt het kernnetwerk in Twente

(A1) onvoldoende afgedekt.⁴⁶ Als er in Duitsland in de buurt van de grens een tankstation is, is dit geen probleem. Vanuit een tankstation in Rhoon kan ook niet de hele A15 worden afgedekt met een verzorgingsgebied met een straal van 100 km. Op de hele A15 is wel een tankstation binnen 100 km rijafstand te bereiken. Er moet echter voor om worden gereden naar A1 (Barneveld). De conceptteksten voor de AFIR maken niet duidelijk hoe in dit geval de afstandseis precies moet worden geïnterpreteerd.



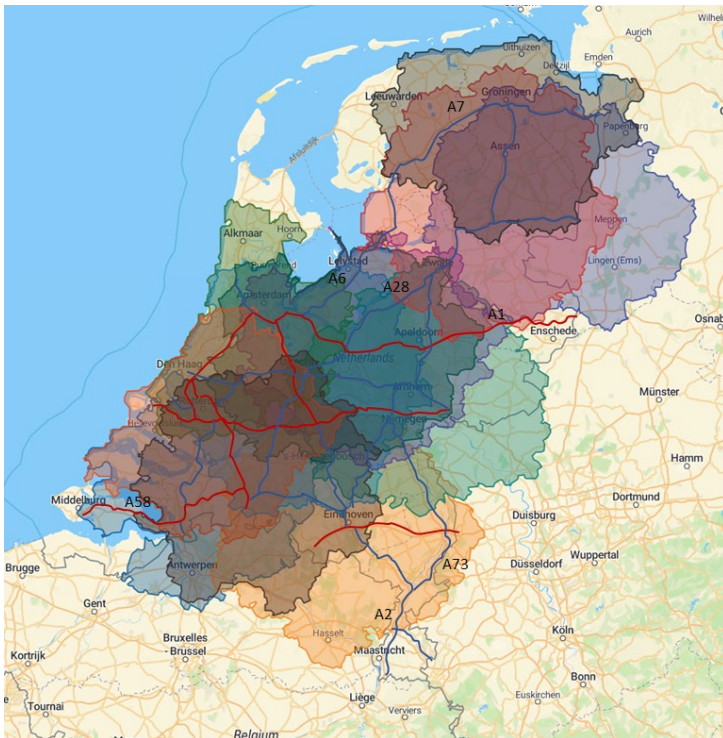
Figuur 26: Verzorgingsgebied (100 km) van waterstof-tankstations met 700 bar vulpunt die voldoen aan eisen scenario laag links; rechts een illustratie van afdekking A15

Midden scenario

Het midden scenario eist 5 tankstations langs het kernnet en 9 op het uitgebreide net. Nu zijn er 8 bestaande en 9 stations in realisatie. Qua aantallen wordt voldaan, maar de onderlinge afstand is niet optimaal, zie Figuur 27. Extra stations zijn nodig rond Hengelo, Vlissingen en Beek. Afhankelijk van de interpretatie is er ook in Lelystad of de Noordoostpolder een extra tankstation nodig, omdat een route die over de A6 en A7 naar Groningen voert langer is dan 150 km.

De stations rond Vlissingen en Beek zouden wellicht kunnen samenvallen met de tankstations in de stedelijke knooppunten Middelburg en Maastricht. Deze efficiëntie is niet meegenomen in berekeningen. Er zijn dus ook 15 tankstations in stedelijke knooppunten nodig.

⁴⁶ Met een straal van 100 km rond tankstation.



Figuur 27: verzorgingsgebieden ($150/2 = 75$ km) van waterstoftankstations met 700 bar vulpunt die voldoen aan eisen scenario midden

Benodigde uitbreiding ten opzichte van de referentie

Omdat er al waterstoftankstations zijn aangelegd (de referentie), zijn er minder nieuwe tankstations nodig om aan de AFIR-eisen te voldoen. In het lage scenario zijn netto nog 1-2 stations (Twente en optioneel A15) langs het TEN-T netwerk nodig om aan de eis van minimum vier waterstoftankstations te voldoen. In het midden scenario zijn 3-4 stations nodig om aan eis van 14 waterstoftankstations langs het TEN-T netwerk nodig te voldoen. Deze stations moeten liggen rond Vlissingen, Hengelo, en Beek en optioneel Lelystad. In het hoge scenario zijn er nog 13 aanvullende tankstations nodig langs het TEN-T netwerk. Met een indicatieve verdeling van 13 tankstations is het hele netwerk afgedekt (Figuur 25). In het midden en hoge scenario zijn er maximaal 15 extra tankstations in stedelijke knooppunten nodig.

4.3 KOSTEN TANKINFRASTRUCTUUR

De kosten voor de installatie en het beheer van de tankstations bestaan uit inschattingen voor stations met vulpunten van 700 bar en voor additionele investeringen en beheerkosten voor een extra vulpunt met vloeibare waterstof.

Door CCU is recent een studie (Carbon clean-up CCU, april 2022) gedaan naar de kosten voor stations met 700 bar vulpunten langs de TEN-T corridor en de kosten van tankstations geschikt voor een stedelijk knooppunt (Tabel 51 in bijlage). De investerings- en operationele kosten zijn gebaseerd op deze CCU-studie. Voor de kosten van vloeibare waterstof is nog weinig informatie bekend. In Nederland zijn er nog geen vloeibare waterstoftankstations. In Duitsland hebben Linde Gas en Daimler Truck plannen voor het in 2023 tanken van vloeibare waterstof door een prototypetruck bij een proefstation. Men voorziet een hogere opslagdichtheid en grotere actieradius, sneller tanken en een hogere energie-efficiëntie. In de impactstudie voor de AFIR (Ricardo,

juli 2021) zijn meerkosten voor een tankstation dat vloeibare waterstof aanbiedt begroot. Deze nemen we over. De kosten zijn overgenomen zonder correctie voor inflatie of leereffecten, zie Tabel 18 en Tabel 19. Door leereffecten en optimalisatie zouden de kosten kunnen afnemen. Kosten voor netverzwaring nodig om elektriciteit voor druk en koeling van waterstof te realiseren, zijn net als de locatiekosten niet meegenomen in de investeringen.

Tabel 18: Investeringskosten waterstof tankstations (Carbon clean-up CCU, april 2022), (Ricardo, november 2021)

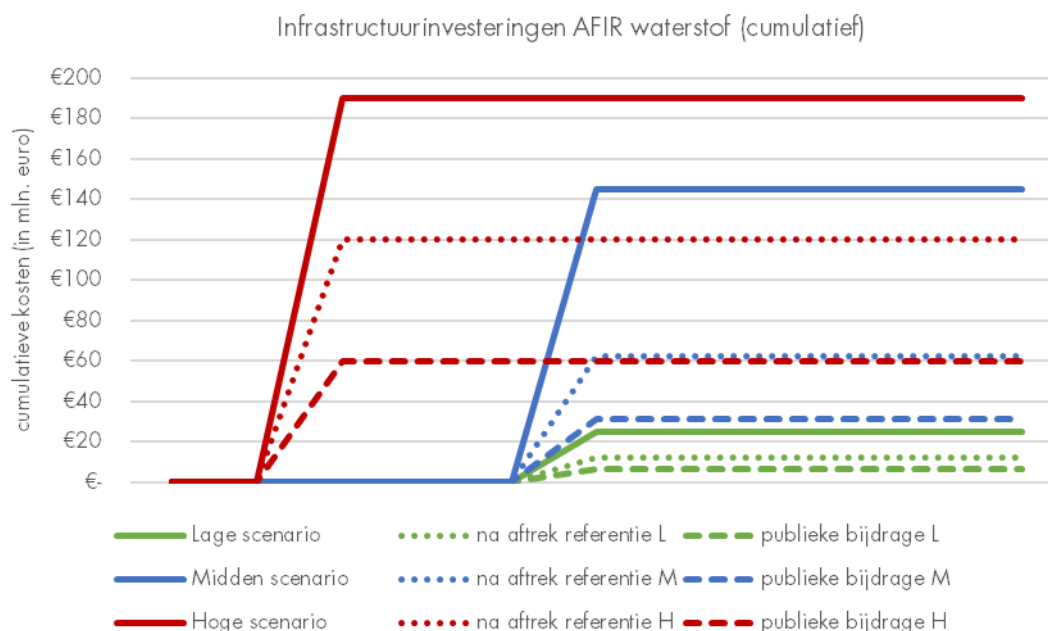
	Eenheid	Tankstation stedelijk knooppunt 250 kg/dag	TEN-T tankstation, 2 ton/dag	Vloeibare waterstof langs TEN-T
CAPEX, eenmalig, excl. btw				
Investering 700 bar station	euro	€ 1.793.000	€ 6.001.000	€ 8.001.000
Eenmalige kosten/project management	euro	€ 65.000	€ 170.000	€ 170.000
Betaalsysteem	euro	€ 750	€ 750	€ 750

Net als bij een laadstation moet elk tankstation worden voorzien van de voorgeschreven betaal-mogelijkheden. Per station komt dit uit op minimaal 750 euro en een jaarlijkse bijdrage van 160,50 euro.

Tabel 19: operationele kosten waterstof tankstations (Carbon clean-up CCU, april 2022), (Ricardo, november 2021)

	Eenheid	Tankstation stedelijk knooppunt 250 kg/dag	TEN-T tankstation, 2 ton/dag	Vloeibare waterstof langs TEN-T
OPEX, excl. btw				
Opslag	euro/jaar	€ 36.000	€ 54.000	- (in Capex)
Onderhoud, service en ver-vanging onderdelen	euro/jaar	€ 25.000	€ 150.000	€ 230.000
Bevoorrading	euro/ton	€ 450	€ 375	€ 107
Elektriciteit (excl. elektro-lyse)	euro/ton	€ 293	€ 293	€ 293
Betaalsysteem	euro/jaar	€ 161	€ 161	€ 161

De operationele kosten zijn deels vast verondersteld per jaar (opslag en onderhoud, kosten betaal-systeem) en deels afhankelijk van de verkochte volumes waterstof (Tabel 19). Voor meer achter-grond zie de bijlage, Tabel 51.



Figuur 28: tankinfrastructuurinvesteringen en publieke bijdrage per scenario

De additionele investeringen die nodig zijn om aan de AFIR-eisen te voldoen, lopen voor Nederland uiteen van 12 miljoen euro in het lage scenario tot 120 miljoen euro in het hoge scenario, zie Figuur 28 en Tabel 20.

De inschatting van de impact assessment voor de AFIR (Ricardo, juli 2021) is dat voor waterstof een publieke bijdrage van 50% van de investeringen nodig is tot en met 2030, en daarna 10%. Dit betekent een bijdrage van 6 miljoen euro in het lage scenario tot 60 miljoen euro in het hoge scenario, zie Tabel 20.

Tabel 20: investeringen en geschatte publieke bijdrage per scenario (excl. bewegwijzering, netverzwaring, locatiekosten in miljoenen euro's)

Scenario		Totale investering	Aftrek referentie	Additionele investering	Publieke bijdrage additionele investering	Contante waarde publieke bijdrage (1,6%) per 1-1-2025
laag	in mln. euro's	€ 25	€ -12	€ 12	€ 6	€ 6
midden	in mln. euro's	€ 145	€ -82	€ 63	€ 31	€ 28
hoog	in mln. euro's	€ 190	€ -70	€ 120	€ 60	€ 57

4.4 BUSINESSCASE EN ONRENDABELE TOP

De kosten van de AFIR worden ook berekend op basis van de potentiële onrendabele top van de businesscases.

Per type tankstation berekenen we de opbrengsten per jaar en de kosten per jaar over de afschrijvingsperiode. De afschrijvingstermijn is 15 jaar voor een waterstoftankstation. Voor de opbrengsten gaan we uit van een veronderstelde gemiddelde bezettingsgraad van het tankstation en een veronderstelde gelijke netto marge tussen de inkoop en verkoop van waterstof.

Inkomsten

Verkoop waterstof

We gebruiken de verwachte bezettingsgraad van de tankstations en de verkoopmarge op de verkoop van waterstof om de netto inkomsten per station te berekenen. Doordat we de marge gebruiken is de businesscase niet afhankelijk van fluctuaties in de energieprijzen. We veronderstellen dat de absolute marge voor een tankstation per kg waterstof gelijk blijft aan een verkoopmarge van 5,00 euro. Deze verkoopmarge is hoger dan in eerdere studies (Tractebel, Hincio, 2017) voor de FCH-JU is aangenomen, maar lager dan de verkoopmarge die nu de praktijk lijkt. We veronderstellen dat deze verkoopmarge over de gehele periode gelijk blijft en niet afhangt van aanpassingen van belastingen en inkooprijzen van waterstof.

In de baselinesituatie veronderstellen we een bezettingspercentage van 20% conform het centrale scenario in 2030 waarmee TNO heeft gerekend (TNO, december 2021).⁴⁷

Hernieuwbare brandstofeenheden

Naast de inkomsten uit de verkoop van waterstof, mag de exploitant hernieuwbare brandstofeenheden inboeken voor het aandeel waterstof dat duurzaam geproduceerd is (zie voor berekening algemene bijlage). HBE-inkomsten zijn onzeker.⁴⁸ De berekening van de onrendabele top zullen we daarom uitvoeren met en zonder HBE-inkomsten.

Saldo per tankstation

Voor het saldo per tankstation trekken we de gemiddelde jaarlijkse kosten af van de jaarlijkse opbrengsten. De investeringen (zie kosten tankinfrastructuur) hebben we uitgedrukt in jaarkosten door de annuïteit van de investering te bepalen over de afschrijvingstermijn (15 jaar voor tankinfrastructuur en 10 jaar voor betaalsysteem). Als rente nemen we een weighted average cost of capital (WACC) van 4,5%.⁴⁹ Afhankelijk van de capaciteit van het tankstation is bij een gemiddelde bezettingsgraad van 20% een positief saldo te behalen voor de grote tankstations, zie Tabel 21. Er is dan geen sprake van een onrendabele top. Zonder HBE's is er bij een bezettingsgraad van 20% en 5 euro verkoopmarge wel sprake van een onrendabele top. Voor de kleinere tankstations bij de stedelijke knooppunten is zowel met als zonder HBE's sprake van een onrendabele top bij de gebruikte aannames.

⁴⁷ De bezettingsgraad van de tankstations is als gemiddelde over de gehele periode constant gehouden. Initieel kan een tankstation lagere bezettingsgraden hebben, omdat de tankinfrastructuur op het aantal voertuigen voorloopt. Daarmee wordt minder energie afgezet aan het begin van de levensduur en zijn de opbrengsten initieel lager. Dit effect is niet meegenomen in de berekeningen. Voor waterstof is de gemiddelde bezettingsgraad voor 2030 genomen in plaats van 2025 zoals bij de laadinfrastructuur. De reden is dat de waterstofeisen gemiddeld wat later gelden dan de eisen voor laadinfrastructuur en dat gemiddeld een iets hogere bezettingsgraad verwacht wordt.

⁴⁸ Vanaf 2025 wordt naar verwachting een nieuwe herziening van de Renewable Energy Directive (RED3) van kracht. Hierover zijn momenteel de onderhandelingen binnen de EU nog gaande. Voortzetting van deze inkomsten op exact dezelfde wijze als nu is daarom vanaf 2025 onzeker. Het lijkt wel waarschijnlijk dat zero-emissie energie geleverd aan vervoer op een manier beloofd zal blijven worden.

⁴⁹ Er is gekozen alle investeringen met eenzelfde WACC door te rekenen. De WACC gebruikt in de achtergrondstudies varieert tussen 4,5% in de walstroomstudie (CE Delft, februari 2022) en 5% in de waterstofstudie (Carbon clean-up CCU, april 2022).

Tabel 21: businesscase tankstations

		700 bar, max 250 kg per dag	700 bar, max 2000 kg per dag	700 bar plus vloeibaar
Investing	euro	€ 1.858.000	€ 6.171.000	€ 8.171.000
Bezettingsgraad	%	20%	20%	20%
Opbrengsten	kg	18.250	146.000	146.000
Waterstof	euro/jaar	€ 91.250	€ 730.000	€ 730.000
HBE's	euro/jaar	€ 71.175	€ 569.400	€ 569.400
Kosten				
Investing laadinfra	euro/jaar	€ 173.005	€ 574.605	€ 760.833
Opex laadinfra	euro/jaar	€ 25.000	€ 150.000	€ 230.000
	euro/jaar	€ 36.000	€ 54.000	-
Variabele kosten waterstof	euro/jaar	€ 13.556	€ 97.499	€ 58.392
Betaalsysteem	euro/jaar	€ 255	€ 255	€ 255
Saldo	euro/jaar	€ -85.392	€ 423.041	€ 249.920
Saldo zonder HBE's	euro/jaar	€ -156.567	€ -146.359	€ -319.480

Kosten onrendabele top

Bij het gebruik van HBE's en zonder locatiekosten en netverzwaring is er geen onrendabele top voor de tankstations langs het TEN-T netwerk. De tankstations bij de stedelijke knooppunten hebben wel een onrendabele top van 1,3 miljoen euro per stuk.⁵⁰ Zonder onrendabele top zijn er geen extra subsidies of hogere laadmarges nodig om de exploitatie winstgevend te maken. Zonder HBE's is er voor alle typen waterstoftankstations een onrendabele top. De totale kosten van de onrendabele top hangen af van het scenario en variëren tussen de 4 en 79 miljoen euro zonder HBE's, zie Tabel 22.⁵¹

Tabel 22: onrendabele top bij bezettingsgraad 20%, zonder HBE's (excl. locatiekosten en netverzwaring)⁵²

Scenario		700 bar	Incl. vloeibaar	Stedelijke knooppunten	Totaal
	Onrendabele top zonder HBE's over 15 jaar afschrijvingstermijn				
laag	€ miljoen	€ 4	€ 0	€ 0	€ 4
midden	€ miljoen	€ 9	€ 13	€ 35	€ 57
hoog	€ miljoen	€ 29	€ 16	€ 35	€ 79

Gevoeligheidsanalyse

In de veronderstelde baseline is er sprake van een onrendabele top zonder HBE's. Zowel een 700 bar tankstation, een tankstation bij een van de stedelijke knopen als een tankstation met vloeibare

⁵⁰ 15 jaar x 85.392 euro per jaar = 1.280.880 euro.

⁵¹ De onrendabele top is bepaald door een gemiddeld negatief jaarlijks exploitatieresultaat te vermenigvuldigen met de afschrijvingstermijn. De onrendabele top bij een gedetailleerdere businesscase-analyse kan hiervan afwijken doordat investeringen al vooruitlopend op de exploitatie moeten worden gedaan (top wordt groter), de inkomsten in de latere jaren hoger zijn dan in de eerste jaren (top wordt groter), en de onrendabele top over gebruiksduur zou moeten worden verdisconteerd (top wordt lager).

⁵² Alleen de onrendabele top van additionele tankstations en de toename van de onrendabele top als gevolg van uitbreiding met vloeibare waterstof is meegeteld, niet de onrendabele top van de bestaande tankstations.

waterstof hebben een negatieve businesscase. We hebben als gevoeligheidsanalyse de resultaten berekend bij een wat hogere en lagere verkoopmarge op waterstof en een 5% hogere of lagere bezettingsgraad.

Bij een 2 euro lagere verkoopmarge *en* een 5% lagere bezettingsgraad verdwijnt het positieve saldo met HBE's voor het 700 bar tankstation langs het TEN-T netwerk. Voor een tankstation met vloeibare waterstof wordt exploitatie verliesgevend bij een 2 euro lagere verkoopmarge *of* een 5% lagere bezettingsgraad. Bij de stedelijke knooppunten is het resultaat in alle doorgerkende situaties negatief.

Zonder HBE's is alleen bij een 25% bezettingsgraad *of* een verkoopmarge van 7 euro per kg voor het reguliere tankstation langs het TEN-T netwerk een positief saldo mogelijk. Voor een tankstation met vloeibare waterstof is een hogere bezettingsgraad *en* hogere verkoopmarge nodig. Ook zonder HBE's is het resultaat voor tankstations in de stedelijke knooppunten in alle doorgerkende situaties negatief (zie bijlagen).

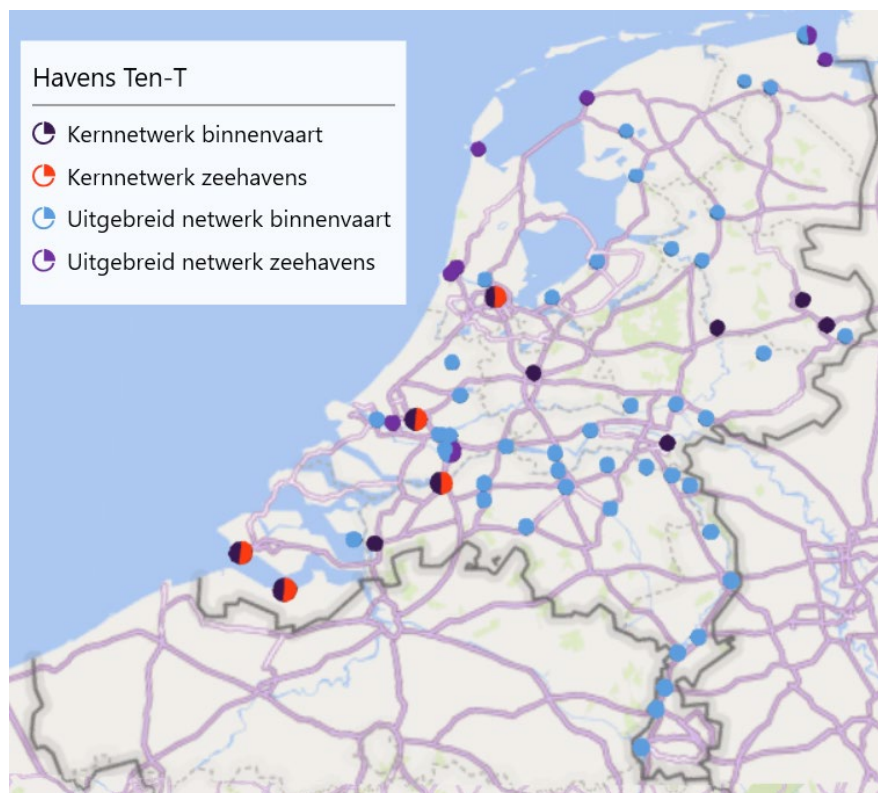
Financiële implicaties waterstof:

- Totale cumulatieve investeringen 2024-2035: 12 tot 120 miljoen euro.
- Publieke bijdrage op basis van gemiddeld Europees percentage: 6 tot 60 miljoen euro.
- Publieke bijdrage op basis van onrendabele top zonder HBE's voor nieuwe tankstations bij gemiddeld 20% bezettingsgraad: 4 tot 79 miljoen euro.
- De waterstofcijfers zijn gevoelig voor de gemiddelde bezettingsgraad, verkoopmarge en het gebruik van HBE's.
- Locatiekosten voor de tankstations zijn niet meegenomen in de analyse, net als netverzwaringkosten voor een zwaardere elektriciteitsaansluiting.
- Het aantal tankstations dat aanvullend op de huidige situatie nodig is om aan de eisen voor het TEN-T netwerk te voldoen kan 1 á 2 lager uitvallen afhankelijk van de interpretatie van de AFIR-eisen in het lage en midden scenario. Het aantal extra tankstations voor de stedelijke knopen kan lager uitvallen als stations gecombineerd kunnen worden met stations nodig voor het TEN-T netwerk.
- De maximale afstand tot de dichtstbijzijnde exit van het TEN-T netwerk is een beperkende voorwaarde in het hoge scenario. Hierdoor kwalificeren verschillende bestaande tankstations niet meer als langs het TEN-T netwerk.

Dit hoofdstuk gaat in op de AFIR-eisen voor walstroom in zeehavens en binnenvaarthavens in het TEN-T netwerk.

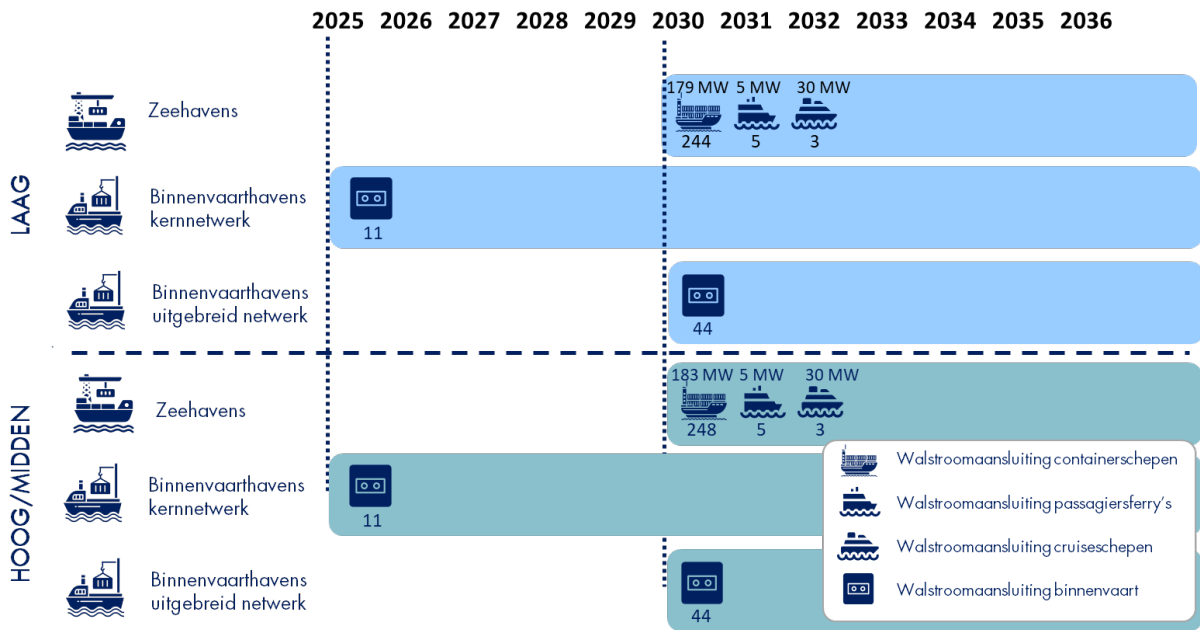
5.1 **AMBITIE**

De AFIR stelt eisen aan de beschikbaarheid van walstroom voor zowel binnenvaarthavens als zeehavens, Figuur 29. Voor zeehavens is de noodzaak voor walstroom gekoppeld aan het jaarlijks aantal bezoeken van containerschepen, cruiseschepen en *Roll-on Roll-off (RoRo)* passagiersschepen of andere hogesnelheidspassagiersschepen. De capaciteit hangt af van de gemiddelde elektriciteitsvraag van de schepen. Sommige havens zijn zowel binnenvaarthaven als zeehaven (Amsterdam, Rotterdam, Moerdijk, Terneuzen, Vlissingen). Opvallend is dat de eisen voor walstroom gelden per 1 januari van een zichtjaar en de eisen voor de andere modaliteiten per 31 december. De walstroomeisen moeten daardoor bijna een jaar eerder worden vervuld.



Figuur 29: zeehavens en binnenvaarthavens die deel uitmaken van kern of uitgebreide TEN-T netwerk

Deze eisen zijn terug te vinden in artikel 9 (zeehavens) en artikel 10 (binnenvaarthavens) van de AFIR-conceptteksten. De resultaten zijn voor Nederland samengevat in Figuur 30. De drie scenario's zijn bijna gelijk. Alleen voor containerschepen in zeehavens is er een verschil. De eisen in het lage scenario vallen iets lager uit dan het midden en hoge scenario die gelijk zijn.

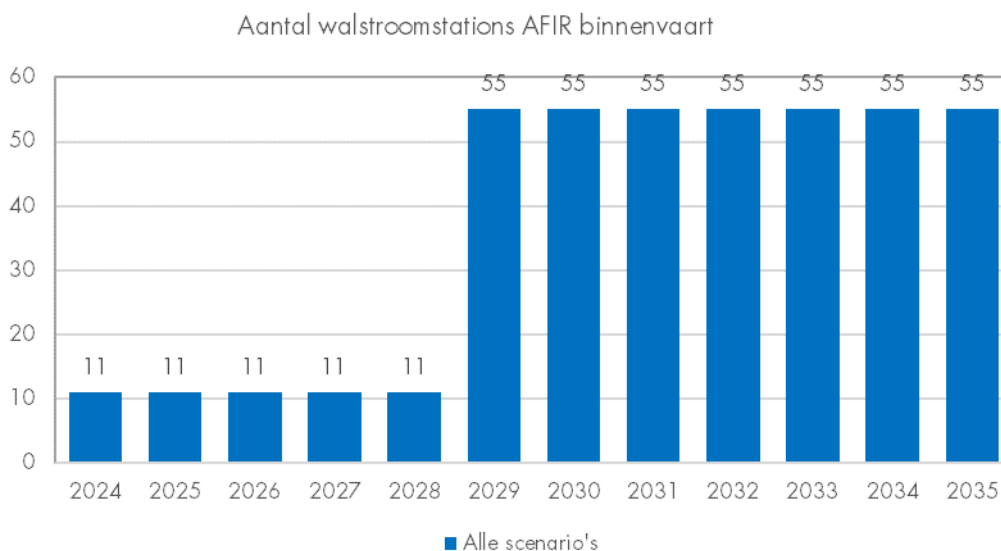


Figuur 30: ambities walstroom per scenario AFIR

Binnenvaarthavens

Voor alle binnenvaarthavens geldt dat een walstroomvoorziening nodig is. Het gaat om 55 havens, 11 in het kern- en 44 in het uitgebreide TEN-T netwerk, zie de bijlage walstroom.⁵³ Op 1 januari 2025 moeten de binnenvaarthavens aan het kernnetwerk in alle scenario's een walstroomvoorziening hebben. In de binnenvaarthavens van het uitgebreide netwerk geldt de eis voor een walstroomvoorziening per 1 januari 2030. Deze eisen zijn voor alle ambitiescenario's gelijk (Figuur 31). Voor walstroomvoorzieningen voor de binnenvaart zijn geen aanvullende eisen aan bijvoorbeeld het geïnstalleerd vermogen gesteld.

⁵³ Het aantal TEN-T binnenvaarthavens is onderwerp van onderhandeling. Uitkomst kan zijn dat drie extra havens in Friesland ook TEN-T binnenvaarthaven worden: Drachten, Heerenveen, Leeuwarden.



Figuur 31: aantal walstroomvoorzieningen binnenvaart

Zeehavens

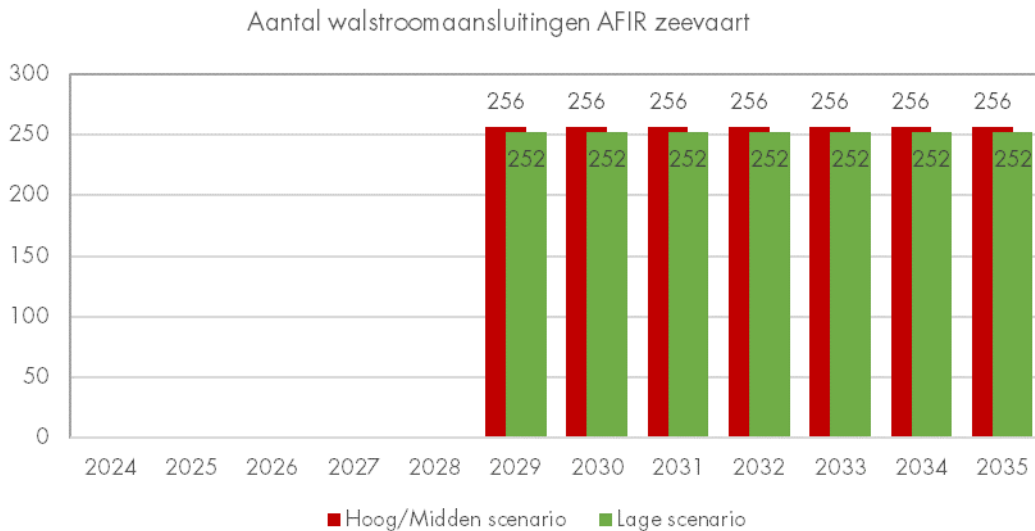
In de zeehavens hangt de eis af van het gebruik van de zeehavens. Als er meer dan een bepaald aantal schepen per jaar de haven bezoekt, dan moeten er voldoende walstroomaansluitingen zijn, ook qua vermogen, om de schepen van walstroom te voorzien. De eis moet in de praktijk goed uitvoerbaar zijn. Dat wil zeggen dat walstroom op voldoende terminals moet worden aangeboden om in de praktijk aan 90% van de vraag te kunnen voldoen. In Nederland zijn er 13 zeehavens, 5 havens in het kernnetwerk en 8 havens in het uitgebreide netwerk, zie de bijlage walstroom voor een overzicht. Voor het kernnetwerk en het uitgebreide netwerk gelden dezelfde eisen, maar doordat de eisen zijn afgeleid van het aantal scheepsbezoeken (*port calls*) gelden de walstroomeisen vooral voor de kernzeehavens.

Walstroomaansluitingen

In het lage scenario moeten in 2030 in Rotterdam en Vlissingen voldoende walstroomaansluitingen zijn voor *containerschepen*. Voor het hoge en midden scenario is deze eis uitgebreid tot vier Nederlandse kernzeehavens in 2030, ook Amsterdam en Moerdijk, doordat het maatgevend aantal scheepsbezoeken is verlaagd. Geen van de havens in het uitgebreide netwerk voldoet aan de voorwaarde dat walstroom voor containerschepen nodig is.

Walstroomaansluitingen voor *RoRo* passagiers- & hogesnelheid-passagiersschepen zijn alleen nodig in de zeehavens Rotterdam en IJmuiden van het kernnet. Voor ferry's die alleen vracht vervoeren gelden de AFIR-eisen niet. De eisen verschillen niet tussen de scenario's.

Drie havens voldoen aan de voorwaarden van de voorgestelde AFIR-eisen voor cruiseschepen: Amsterdam, Rotterdam en IJmuiden/Velzen. Op 1 januari 2030 moeten er in alle scenario's walstroomvoorzieningen zijn die 90% van de scheepsbezoeken kunnen bedienen. Het benodigd aantal aansluitingen per haven verschilt. Voor de exacte aantallen zie Tabel 57, Tabel 58 en Tabel 59 in de bijlage.



Figuur 32: aantal walstroomaansluitingen zeevaart

Voor de zeehavens is er enkel verschil in het aantal aansluitingen dat nodig is. In het lage scenario, gaat het om 252 aansluitingen en in het hoge en midden scenario om 256 aansluitingen. De ingangsdatum is gelijk nl. 1-1-2030 (Figuur 32). Het verschil wordt verklaard door het lagere aantal aansluitingen voor containerschepen. In het lage scenario zijn er geen aansluitingen nodig voor Amsterdam en Moerdijk.

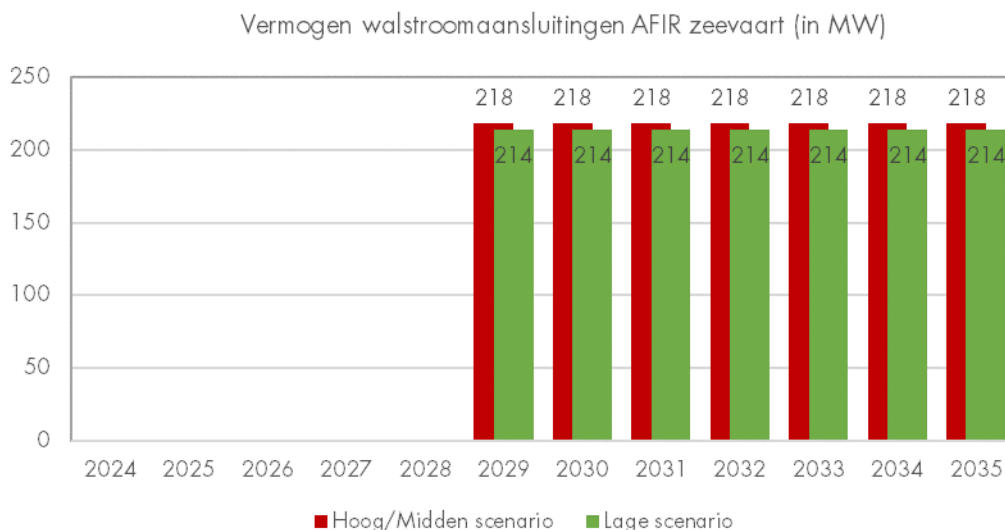
Geïnstalleerd vermogen walstroom

Voor de zeehavens waar walstroom moet worden aangeboden, gelden ook vermogens-eisen. De benodigde vermogens en het elektriciteitsgebruik baseren we op een recent uitgevoerde studie van CE Delft (CE Delft, februari 2022) en voor containerschepen op detailinformatie van het Havenbedrijf Rotterdam.

Standaard hebben container en ferry terminals een installatie van 1 MW per ligplaats nodig (CE Delft, februari 2022). Voor cruiseterminals veronderstelt CE Delft dat 10 MW-aansluitingen voldoen. Containerterminals die grote containerschepen ontvangen (de terminals op de Maasvlakte), hebben een zwaardere aansluiting nodig. Walstroomvoorzieningen moeten voldoen aan de *IEC-80005-1 standaard*. Dat betekent dat veel hogere aansluitvermogens voor container- en cruiseterminals nodig kunnen zijn. Op basis van informatie van het Havenbedrijf Rotterdam is daarom een aansluitvermogen van 3,75 MVA⁵⁴ per aansluitpunt verondersteld voor de grote containerterminals. Bovendien zijn er meer aansluitingen nodig dan de veronderstelling van 1 aansluiting per 250 meter (CE Delft, februari 2022) om de terminal flexibel te kunnen gebruiken voor verschillende combinaties van grotere en minder grote containerschepen. Het is niet nodig dat deze aansluitpunten allemaal tegelijkertijd gebruikt worden. Het totale vermogen is daardoor lager dan het totaal aantal aansluitpunten maal het minimale aansluitvermogen per aansluitpunt. Op basis van resultaten uit recente studies is door het Havenbedrijf een aangepaste inschatting

⁵⁴ Dit komt ongeveer overeen met 30 MW voor 8 tegelijk te gebruiken aansluitpunten en ongeveer 36 MW voor 10 tegelijk te gebruiken aansluitpunten.

van aansluitpunten en vermogen gemaakt voor de grote containerterminals in Rotterdam (RHDHV, oktober 2022), zie Tabel 57 in de bijlage.



Figuur 33: vermogen walstroomaansluitingen zeevaart

In het lage scenario is zowel het aantal aansluitingen als het te installeren vermogen lager dan in de andere scenario's (Figuur 33). Het gaat om een relatief klein verschil van 4 MW minder dan in de andere scenario's.

5.2 REFERENTIE

Walstroomaansluitingen in het kernnet binnenvaart zijn overal al aanwezig (RHDHV, februari 2022). In 27 havens van het uitgebreide binnenvaartnetwerk is al een walstroomvoorziening aanwezig. In 17 havens (44 – 27) van het uitgebreide netwerk ontbreekt dus nog een walstroomaansluiting. Niet bekend is of er al plannen zijn om in deze havens een walstroomvoorziening aan te leggen. We veronderstellen voor de kostenberekening dat deze plannen er nog niet zijn.

Rotterdam (incl. Vlaardingen)

In de haven van Rotterdam moeten voor alle drie de typen schepen waarvoor eisen zijn geformuleerd walstroomvoorzieningen worden aangelegd: *RoRo* passagiers- en high speed passagiersschepen, cruise- en containerschepen. In Hoek van Holland is al een walstroomvoorziening voor de twee ligplaatsen van de veerboten van Stena Line aangelegd. Andere aansluitingen zijn nu nog niet beschikbaar.

Het Havenbedrijf Rotterdam heeft plannen om voor 2030 voor zeeschepen 8 tot 10 projecten te ontwikkelen o.a. voor cruise, container en ferry's/passagiers *RoRo*. Het potentieel voor 2025 wordt geschat op 9,5 MW voor ferry's, 50 MW voor diepzeecontainers, 5 MW voor shortseacontainers en 10 MW voor cruiseschepen. Het potentieel op termijn is 20,5 MW voor ferry's, 140

MW voor zeecontainerschepen, 10 MW voor shortsea-containerschepen en 16 MW voor cruiseschepen (RHDHV, februari 2022).⁵⁵

Amsterdam

In Amsterdam moeten voor cruiseschepen en voor containerschepen in het midden en hoge scenario walstroomvoorzieningen worden aangelegd. Voor deze zeeschepen zijn er nu nog geen voorzieningen. Wel is voor cruiseschepen en shortsea-coasters subsidie aangevraagd.

Vlissingen

In Vlissingen zijn voorzieningen nodig voor containerschepen. Momenteel zijn er nog geen voorzieningen. Wel zijn er locaties geïnventariseerd die in aanmerking komen.

IJmuiden/Velsen

In IJmuiden zijn voorzieningen nodig voor cruiseschepen en ferry's. Deze zijn er nu nog niet. Voor de rederij DFDS is subsidie aangevraagd door de omgevingsdienst voor de aanleg van walstroom.

Moerdijk

In Moerdijk zijn er voorzieningen nodig voor containerschepen. Deze zijn nog niet aanwezig. Wel zijn er plannen voor 2 tot 5 aansluitingen aan de CCT kade oost. Hier komen vooral shortsea-containerschepen. Er worden 4 tot 5 schepen omgebouwd om gebruik te maken van de walstroom.

5.3 KOSTEN LAADINFRASTRUCTUUR

Binnenvaart

De kosten voor een walstroomvoorziening voor de binnenvaart bedragen gemiddeld € 10.000 euro aan investering. Het gemiddelde gebruik is 2.500 kWh per jaar en de installatie heeft een levensduur van 10 jaar (RHDHV, februari 2022). De gemiddelde investeringskosten bedragen dus 0,40 euro per kWh. Het gemiddelde verkooptarief voor walstroom bedroeg in 2021 0,27 euro per kWh. Aan scheepszijde zijn geen aanvullende investeringen nodig.

Uitgaande van de walstroomvoorzieningen die nu nog ontbreken, komen we uit op een investering van 170.000 euro (17 x 10.000 euro) voor 2030 in het uitgebreide netwerk. De overige walstroomvoorzieningen in het uitgebreide netwerk (27) en het kernnetwerk binnenvaart (11) zijn al aanwezig.

Zeevaart

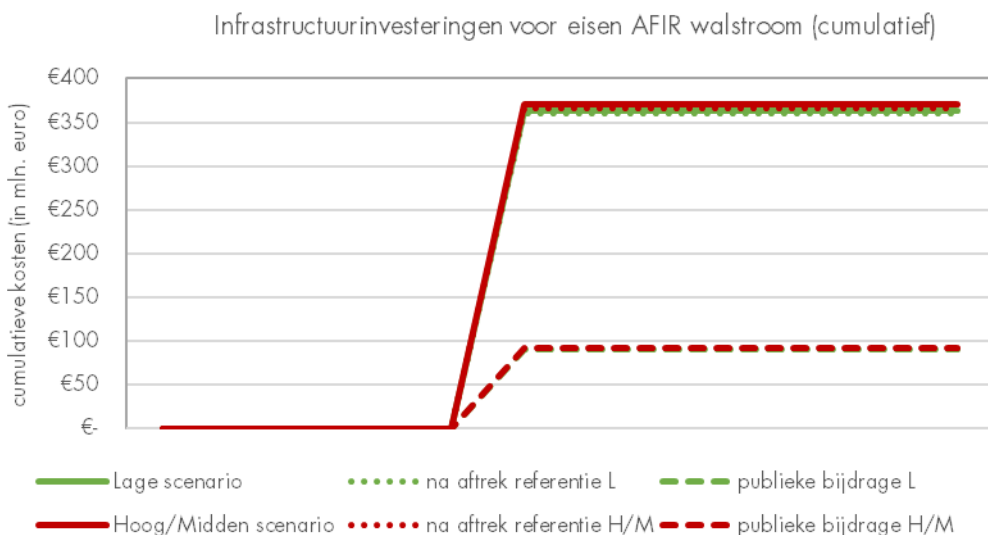
Aan de zeeschepen zijn aanpassingen nodig en de benodigde investering in laadinfrastructuur is veel hoger door de grotere vermogensvraag en noodzaak van een omvormer.

Investeringskosten voor walstroomaansluitingen voor zeehavens baseren we op CE Delft (CE Delft, februari 2022) en informatie van het Havenbedrijf Rotterdam. De kosten variëren sterk, grofweg 0,5 tot 2 miljoen euro per MW. CE Delft komt uit op een gemiddelde prijs van 1 miljoen

⁵⁵ De bron van de cijfers in de RHDHV-studie is het Havenbedrijf Rotterdam. Omdat veel van de projecten confidencieel zijn, is onder andere informatie over de exacte locatie en betrokken partijen niet gedeeld.

euro per MW exclusief de kosten voor lokale netverzwaring. Uit recente studies van het Havenbedrijf Rotterdam komen gedetailleerdere investeringsbedragen, die ook de netwerkkosten tussen het transformatorstation en de aansluitpunten in de haven meenemen. De investeringsbedragen zijn opgesplitst naar de investering per aansluitpunt (550.000 euro) en de investering per MW (1.050.000 euro).

De totale investering bedraagt dan rond de 370 miljoen euro voor de zeehavens uitgaand van de gedetailleerdere investeringsbedragen. De bestaande walstroomvoorziening van de Stena Line kan hiervan worden afgetrokken (referentie 2 MW, 3 mln. euro), We komen dan uit op een investering van 367 mln. euro voor 2030, als we aannemen dat voor de nog te realiseren plannen subsidie nodig is (Figuur 34).



Figuur 34: cumulatieve infrastructuurinvesteringen en ingeschatte publieke bijdrage per scenario (zee- en binnenhavens)

Voor de exploitatiekosten met betrekking tot onderhoud en beheer is 2% van de investeringskosten per jaar een gangbare aanname (RHDHV, februari 2022), zie Tabel 23. De jaarlijkse kosten voor administratie en facturering voor zeeschepen begroten we op 0,5% van de investering en voor netaansluiting en transport 2,75% van de investering.⁵⁶ Voor de binnenvaart nemen we een vast bedrag per jaar van 350 euro voor facturering en netaansluiting uitgaande van een reguliere kleinverbruikersaansluiting. De kosten zijn inschattingen zonder correctie voor inflatie of leereffecten. Door leereffecten en optimalisatie zouden de kosten kunnen afnemen.

⁵⁶ Percentages zijn op basis van persoonlijke communicatie met het Havenbedrijf Rotterdam.

Tabel 23: aannames kosten walstroomaansluiting (CE Delft, februari 2022) (RHDHV, februari 2022)

		Binnenvaart	Zeevaart
CAPEX, eenmalig, excl. btw			
Investering aansluiting	euro	€ 10.000	€ 1.050.000 per MW € 550.000 per aansluitpunt
OPEX			
Onderhoud en beheer	euro/jaar	€ 200	2% van investering
Facturatie en administratie	euro/jaar	€ 50	0,5% van investering
Periodieke kosten netaansluiting	euro/jaar	€ 300	2,75% van investering

De inschatting in de impact assessment van de AFIR (Ricardo, juli 2021) is dat voor walstroom een publieke bijdrage van 25% nodig is tot en met 2030 en daarna niet meer. Dit betekent een bijdrage van 90 miljoen euro in het lage scenario tot 92 miljoen euro in het midden en hoge scenario, zie Tabel 24. Er zijn ook andere bronnen (British Ports Association, mei 2020) die aangeven dat er juist meer overheidssubsidie, tot 66%, nodig is voor de infrastructuur en grondwerkzaamheden. De publieke bijdrage zou dan uitkomen op 238 tot 242 miljoen euro. Voor de vergelijkbaarheid van de verschillende segmenten gebruiken we de inschatting van Ricardo in de totaaloverzichten.

Tabel 24: investeringen en geschatte publieke bijdrage zee- en binnenhavens per scenario (in miljoenen euro's)

scenario		Totale investering	Aftrek referentie	Additionele investering	Publieke bijdrage additionele investering	Contante waarde publieke bijdrage (1,6%) per 1-1-2025
laag	in mln. euro's	€ 364	€ -4	€ 360	€ 90	€ 83
midden	in mln. euro's	€ 370	€ -4	€ 367	€ 92	€ 85
hoog	in mln. euro's	€ 370	€ -4	€ 367	€ 92	€ 85

5.4 BUSINESSCASE EN ONRENDABELE TOP

De kosten van de AFIR kunnen ook worden berekend op basis van de potentiële onrendabele top.

Per walstroomaansluiting binnenvaart en per zeehaven en marktsegment berekenen we de opbrengsten per jaar en de kosten per jaar over de afschrijvingsperiode van de walstroomaansluiting. De opbrengsten baseren we op een veronderstelde netto verkoopmarge per kWh en op de potentieel te verkopen walstroom.

Inkomsten

Elektriciteit

We gebruiken voor de berekening van de opbrengsten voor de binnenvaart het gemiddelde gebruik van 2500 kWh per jaar en een gemiddelde marge gelijk aan die van een reguliere laadpaal. De gemiddelde verkoopmarge⁵⁷ bedraagt 13,0 cent per kWh voor de periode 2025-2030 (TNO,

⁵⁷ verkoop minus inkoopkosten.

december 2021), zie Hoofdstuk en bijlage LDV. Dit is een grove aanname bij gebrek aan betrouwbare alternatieve data. In 2021 bedroeg de gemiddelde marge ongeveer 15 ct. op basis van een gemiddeld verkooptarief voor walstroom van 0,27 euro per kWh en ruim 12 ct. inkoopkosten en energiebelasting. De aanname van 13,0 ct. voor de baseline laat dus ruimte om de marge iets te verkleinen, zodat de verkoopprijs gunstig afsteekt bij de geschatte operationele kosten voor elektriciteit opgewekt via dieselgeneratoren. Deze bedroeg tussen de 0,21 tot 0,66 euro per kWh in de binnenvaart (CE Delft, februari 2020). Desalniettemin kiezen we voor de 13,0 ct. per kWh omdat we het niet logisch achten dat de marge voor binnenvaart hoger is dan voor een reguliere laadpaal voor LDV.

Voor de zeevaart gebruiken we dezelfde verkoopmarge als die voor de binnenvaart is verondersteld. De reden is dat voor deze markt nog geen ervaringsgegevens beschikbaar zijn. Momenteel vormen de toekomstige tarieven voor walstroom nog onderwerp van onderzoek en discussie tussen het Havenbedrijf Rotterdam en de terminalexploitanten. Aan de ene kant mag je verwachten dat de tarieven lager zullen liggen door de grotere afnamevolumes en de te verwachten lagere kosten van alternatieve elektriciteitsopwekking ten opzichte van de binnenvaart. Aan de andere kant liggen de investeringen veel hoger en is dus een hogere dekking nodig voor een positieve businesscase. De huidige aanname is voorgelegd aan het Havenbedrijf en hoewel en geen onderbouwde reactie mogelijk is op het realiteitsgehalte van dit tarief lijkt het niet op voorhand onrealistisch.

We veronderstellen dat het gebruik overeenkomt met 90% van het potentiële gebruik zoals berekend door RHDHV (RHDHV, februari 2022), zie Tabel 25. Voordat de verplichting ingaat, zal dit gebruik een overschatting zijn.

Tabel 25: schatting van toekomstige potentiële jaarlijkse elektriciteitsgebruik (RHDHV, februari 2022)

Haven	Container	RO-RO & hoge snelheid pax	Passagiers/cruise	Subtotaal havens
Port of Rotterdam	188 GWh	17 GWh	13 GWh	~218 GWh
Port of Amsterdam	0.3 GWh ⁵⁸	n.v.t.	3.9 GWh	~4 GWh
North Sea Port	3.3 GWh	n.v.t.	n.v.t.	~3 GWh
Port of Moerdijk	0.6 GWh ⁵⁸	n.v.t.	n.v.t.	~1 GWh
Zeehaven IJmuiden	n.v.t.	1.8 GWh	1.5 GWh	~3 GWh
Subtotaal scheepssegmenten	~193 GWh	~19 GWh	~18 GWh	
Totaal				~230 GWh

Hernieuwbare brandstoffen

Naast de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit, mag een exploitant ook voor walstroom HBE's inboeken voor het aandeel elektriciteit dat duurzaam geproduceerd is (zie voor berekening algemene bijlage). HBE-inkomsten zijn onzeker.⁵⁹ De berekening van de onrendabele top zullen we daarom uitvoeren met en zonder HBE-inkomsten.

⁵⁸ Alleen bij het hoge en midden ambitie scenario

⁵⁹ Vanaf 2025 wordt naar verwachting een nieuwe herziening van de Renewable Energy Directive (RED3) van kracht. Hierover zijn momenteel de onderhandelingen binnen de EU nog gaande. Voortzetting van deze inkomsten op exact dezelfde wijze als nu is daarom vanaf 2025 onzeker. Het lijkt wel waarschijnlijk dat zero-emissie energie geleverd aan vervoer op een manier beloofd zal blijven worden.

Saldo per segment

Voor het saldo per segment trekken we de gemiddelde jaarlijkse kosten af van de jaarlijkse opbrengsten. De investeringen hebben we uitgedrukt in jaarkosten door de annuïteit van de investering te bepalen over de afschrijvingstermijn (10 jaar). Als rente nemen we een weighted average cost of capital (WACC) van 4,5%.⁶⁰

Er zijn grote verschillen tussen de verschillende havens en segmenten. Dit komt door het grote verschil in verwacht gebruik van de walstroom. De bezettingsgraden variëren tussen de 1,5% (Amsterdam containers en IJmuiden cruiseschepen) en 19% (RoRo passagiersschepen R'dam & IJmuiden), zie Tabel 26.

Tabel 26: businesscase walstroom

		binnenvaart	North Sea container 2 MW	Moerdijk container 2 MW	IJmuiden RoRo pax/ferry 1 MW	IJmuiden cruise 10 MW
Vermogen						
Aantal aansluitingen			2	2	1	1
Investering		€ 10.000	€ 3.200.000	€ 3.200.000	€ 1.600.000	€ 11.050.000
Bezettingsgraad			17,0%	3,1%	18,5%	1,5%
Opbrengsten	kWh	2.500	2.970.000	540.000	1.620.000	1.350.000
Elektriciteit	€/jaar	€ 325	€ 386.100	€ 70.200	€ 210.600	€ 175.500
HBE's	€/jaar	€ 234	€ 277.992	€ 50.544	€ 151.632	€ 126.360
Kosten						
Investering laadinfra	€/jaar	€ 1.264	€ 404.412	€ 404.412	€ 202.206	€ 1.396.486
Opex laadinfra	€/jaar	€ 550	€ 168.000	€ 168.000	€ 84.000	€ 580.125
Saldo	€/jaar	€ -1.255	€ 91.680	€ -451.668	€ 76.026	€ -1.674.751
Saldo zonder HBE's	€/jaar	€ -1.489	€ -186.312	€ -502.212	€ -75.606	€ -1.801.111
			R'dam container	R'dam RoRo pax/ferry	R'dam cruise	A'dam container
Vermogen			177	2	10	2
Aantal aansluitingen			242	2	1	2
Investering		€ 318.950.000	€ 3.200.000	€ 11.050.000	€ 3.200.000	€ 11.050.000
Bezettingsgraad			10,9%	19,4%	13,4%	1,5%
Opbrengsten	kWh	169.200.000	3.400.000	11.700.000	270.000	3.510.000
Elektriciteit	€/jaar	€ 21.996.000	€ 442.000	€ 1.521.000	€ 35.100	€ 456.300
HBE's	€/jaar	€ 15.837.120	€ 318.240	€ 1.095.120	€ 25.272	€ 328.536
Kosten						
Investering laadinfra	€/jaar	€ 40.308.525	€ 404.412	€ 1.396.486	€ 404.412	€ 1.396.486
Opex laadinfra	€/jaar	€ 16.744.875	€ 168.000	€ 580.125	€ 168.000	€ 580.125
Saldo	€/jaar	€ -19.220.280	€ 187.828	€ 639.509	€ -512.040	€ -1.191.775
Saldo zonder HBE's	€/jaar	€ -35.057.400	€ -130.412	€ -455.611	€ -537.312	€ -1.520.311

Kosten onrendabele top

Bij een onrendabele top zijn er extra subsidies, hogere verkoopmarges of een hogere bezettingsgraad nodig om de exploitatie winstgevend te maken. Dit is voor bijna alle situaties het geval.

⁶⁰ Er is gekozen alle investeringen met eenzelfde WACC door te rekenen. De WACC gebruikt in de achtergrondstudies varieert tussen 4,5% in de walstroomstudie (CE Delft, februari 2022) en 5% in de waterstofstudie (Carbon clean-up CCU, april 2022).

Alleen voor de Rotterdamse passagier ferry's en cruiseschepen en voor containerschepen in Vlissingen en de ferry in IJmuiden is de veronderstelde verkoopmarge bij de verwachte bezettingsgraad genoeg voor een positief saldo *met* HBE's. Zonder HBE's zijn alle saldi negatief.

De totale onrendabele top over de afschrijvingstermijn varieert tussen de 221 en 231 miljoen euro met HBE's en tussen de 393 en 403 miljoen euro zonder HBE's, zie Tabel 27.⁶¹

Tabel 27: onrendabele top walstroom over 10 jaar afschrijvingstermijn

onrendabele top 10 jaar		binnen- vaart	Rotter- dam	Amster- dam	IJmuiden	Vlissin- gen	Moerdijk	Totaal
Onrendabele top met HBE's		17 ha- vens	Contai- ner	Cruise + container	cruise	-	container	
laag	€ miljoen	€ 0,21	€ 192,2	€ 11,9	€ 16,7	€ -	€ -	€ 221,1
midden	€ miljoen	€ 0,21	€ 192,2	€ 17,0	€ 16,7	€ -	€ 4,5	€ 230,7
hoog	€ miljoen	€ 0,21	€ 192,2	€ 17,0	€ 16,7	€ -	€ 4,5	€ 230,7
Onrendabele top zonder HBE's		17 ha- vens	Cruise + container + RoRo	Cruise + container	Cruise & RoRo pax	container	container	
laag	€ miljoen	€ 0,25	€ 356,4	€ 15,2	€ 18,8	€ 1,9	€ -	€ 392,5
midden	€ miljoen	€ 0,25	€ 356,4	€ 20,6	€ 18,8	€ 1,9	€ 5,0	€ 402,9
hoog	€ miljoen	€ 0,25	€ 356,4	€ 20,6	€ 18,8	€ 1,9	€ 5,0	€ 402,9

Gevoeligheidsanalyse

Voor de binnenvaart blijft het resultaat meestal negatief. Er is een meer dan verdrievoudiging van het huidige gebruik of een bijna vervijfvoudiging van de verkoopmarge tot 63 cent per kWh nodig om een onrendabele top met HBE's voorkomen, zie bijlage.

Walstroom voor de zeevaart vereist een marge van minimaal 22 ct. of een bezettingsgraad van gemiddeld tenminste 12% voor een positief saldo met HBE's, bij de veronderstelde verkoopmarge per kWh. Zonder HBE's is er een bezettingsgraad van 16% nodig om een onrendabele top te voorkomen of een marge van 32 ct. per kWh. Voor de containerterminals in Rotterdam is een hogere bezettingsgraad of marge nodig. Dit komt doordat de investeringen per MW hoger liggen vanwege de meerdere aansluitpunten voor flexibel gebruik.

⁶¹ De onrendabele top is bepaald door een gemiddeld negatief jaarlijks exploitatieresultaat te vermenigvuldigen met de afschrijvingstermijn. De onrendabele top bij een gedetailleerdere businesscase-analyse kan hiervan afwijken doordat investeringen al vooruitlopend op de exploitatie moeten worden gedaan (top wordt groter), de inkomsten in de latere jaren hoger zijn dan in de eerste jaren (top wordt groter), en de onrendabele top over gebruiksduur zou moeten worden verdisconteerd (top wordt lager).

Financiële implicaties walstroom:

- Totale cumulatieve investeringen 2024-2035: 360 tot 367 miljoen euro.
- Publieke bijdrage op basis van gemiddeld Europees percentage: 90 tot 92 miljoen euro.
- Publieke bijdrage op basis van onrendabele top zonder HBE's bij verwachte bezettingsgraad: 393 tot 403 miljoen euro.
- De cijfers zijn gevoelig voor de veronderstelde verkoopmarges, de gemiddelde bezettingsgraad, de aannames over de kadelenkte die één walstroomaansluiting kan bedienen en de HBE-inkomsten.
- De bezettingsgraad in de zeehavens is afhankelijk van het aantal schepen dat tijdig zal zijn aangepast aan het gebruik van walstroom. Dit gaat om substantiële investeringen die niet zijn meegenomen in de investeringen voor de walstroominfrastructuur.
- De locatiekosten zijn niet meegenomen. De kosten voor netverzwaring zijn alleen voor zeehavens voor het deel tussen de walaansluiting en het transformatorstation meegeteld in de investeringen.

Dit hoofdstuk combineert de resultaten uit de vorige vier hoofdstukken tot een totaal kostenplaatje. De financiële implicaties worden uitgedrukt in de totale additionele investeringen en de geschatte publieke bijdrage op basis van twee methoden:

1. volgens de methode van de impact assessment; en
2. volgens de geschatte onrendabele top.

6.1 INVESTERINGEN IN TANK- EN LAADINFRASTRUCTUUR

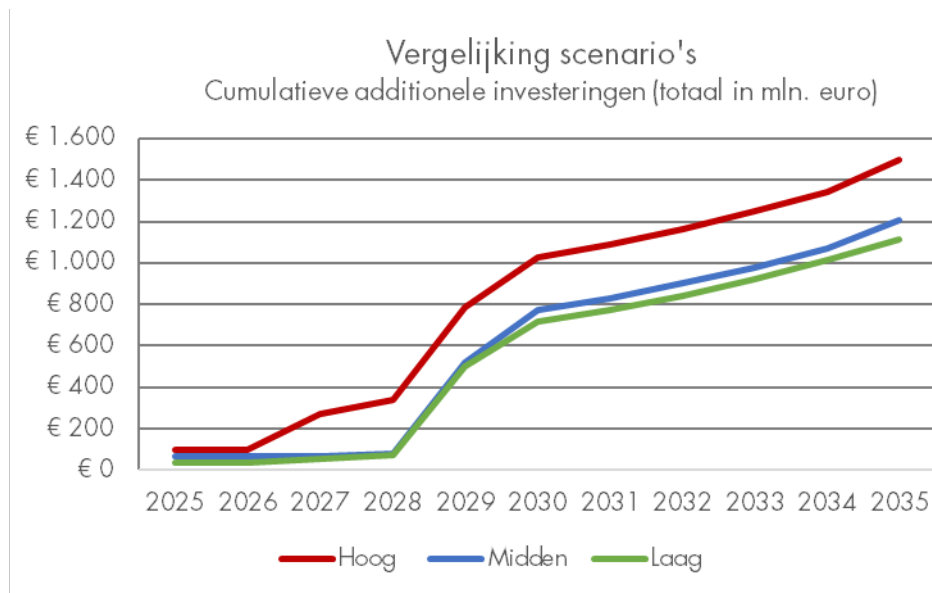
De totale investeringen in tank- en laadinfrastructuur variëren tussen 1.117 miljoen euro in het lage scenario en 1.497 miljoen euro in het hoge scenario, zie Figuur 35 en Tabel 28. De grootste investeringen zijn nodig voor het landelijke LDV-netwerk.

Tabel 28: additionele investeringen per scenario en segment in miljoenen euro's

Periode 2024-2035	Laag	Midden	Hoog
Investerings cumulatief in mln. euro	€ 1.117	€ 1.206	€ 1.497
LDV TEN-T	€ -	€ -	€ 20
LDV landelijk	€ 578	€ 578	€ 712
HDV	€ 166	€ 198	€ 278
Waterstof	€ 12	€ 63	€ 120
Walstroom	€ 360	€ 367	€ 367

De uitkomst van de onderhandelingen is belangrijk voor de totale investeringen, aangezien grote verschillen bestaan in de uitkomsten tussen het lage en hoge scenario voor LDV landelijk, HDV en waterstof. Het voorstel van het Europees Parlement (Hoog) stelt zwaardere eisen, en vereist dus meer investeringen en hogere publieke bijdragen:

- Voor LDV landelijk is er in het hoge scenario een veel grotere investering nodig in betaalsystemen.
- Voor HDV gaat het erom welk vermogen op de verschillende locaties minimaal vereist wordt; langs TEN-T, op de stedelijke knooppunten en op de truckparkings.
- Voor waterstof is het minimum aantal tankstations bepalend; het verschil bedraagt 17 tankstations langs het TEN-T netwerk waarvan 6 met vloeibare waterstof én waterstof onder druk. Daarnaast zijn er in het hoge (en midden) scenario tankstations in de stedelijke knooppunten nodig en niet in het lage scenario. Ook de toegestane afstand van de afrit van het TEN-T netwerk tot een waterstoftankstation is bepalend. In het hoge scenario mag deze afstand maximaal 1,5 km zijn, voor de andere scenario's 10 km.



Figuur 35: cumulatieve tank- en laadinfrastructuurinvesteringen scenario's Laag, Midden, Hoog

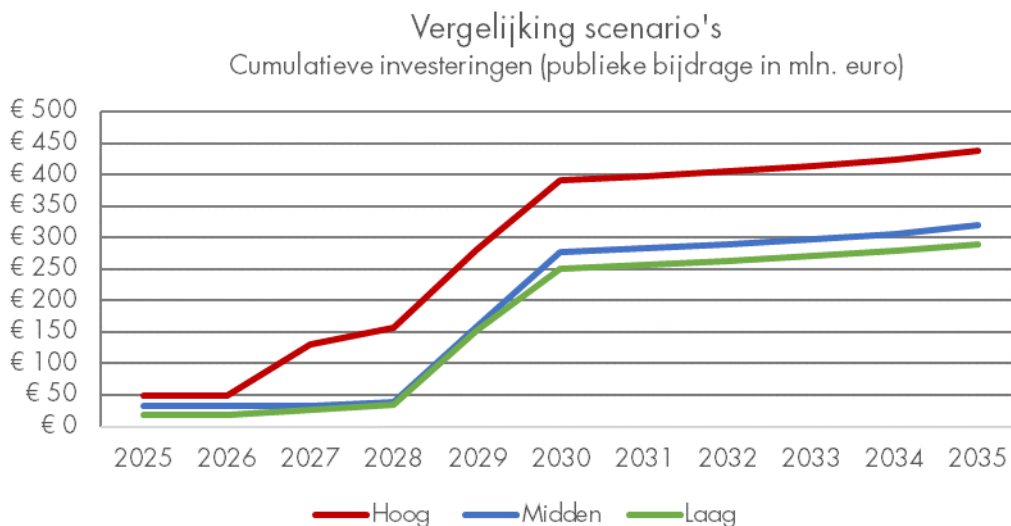
6.2 PUBLIEKE BIJDRAGE OP BASIS VAN IMPACT ASSESSMENT

De geschatte publieke bijdrage volgens de methode van de impact assessment bedraagt in het lage scenario 290 miljoen euro en in het hoge scenario 438 miljoen euro, zie Tabel 29 en Figuur 36.

De geschatte publieke bijdrage aan de investeringen voor LDV zijn het grootst: 111 tot 157 miljoen euro in totaal. Grote verschillen tussen het lage en hoge scenario zijn te vinden bij waterstof: 6 miljoen euro versus 60 miljoen euro. Voor HDV bedraagt de geschatte publieke bijdrage tussen de 83 en 122 miljoen euro. De stedelijke knooppunten verklaren een groot deel van het verschil voor HDV en waterstof. Voor waterstof is er geen eis in het lage scenario en wel in het hoge scenario. Voor HDV is er wel in elk scenario een eis voor laadinfrastructuur in de stedelijke knooppunten maar verschilt het benodigde vermogen per knooppunt. Voor walstroom is er nauwelijks verschil tussen de scenario's. De bijdrage is 90 tot 92 miljoen euro op basis van de aannames uit de impact assessment.

Tabel 29: publieke bijdrage op basis van methode 1 impact assessment in miljoenen euro's

Periode 2024-2035	Laag	Midden	Hoog
Publieke bijdrage cumulatief in mln. euro	€ 290	€ 320	€ 438
LDV TENT	€ -	€ -	€ 8
LDV landelijk	€ 111	€ 111	€ 157
HDV	€ 83	€ 86	€ 122
Waterstof	€ 6	€ 31	€ 60
Walstroom	€ 90	€ 92	€ 92



Figuur 36: cumulatieve publieke bijdrage tank- en laadinfrastructuur scenario's Laag, Midden, Hoog

6.3 PUBLIEKE BIJDRAGE OP BASIS VAN ONRENDABELE TOP

De businesscases vallen bij de baseline veronderstellingen zonder netverzwaring voor LDV en HDV positief uit, behalve voor de reguliere laadpunten in het hoge scenario. Het gemiddelde jaarlijkse saldo van de opbrengsten minus de kosten is dus meestal positief. Belangrijke notie is dat deze cijfers zonder de kosten voor netverzwaring en locatiekosten zijn. Indien netverzwaring nodig is zal het saldo naar verwachting omslaan. Voor HDV is de business case inclusief netverzwaring voor verschillende laadstations negatief en is dus sprake van een onrendabele top. De gedetailleerdere vingeroefening voor HDV laat bovendien zien dat ook bij gemiddeld een beperkte of geen onrendabele top er verschillende laadstations kunnen zijn die wel met een onrendabele top te maken hebben. De reden is dat de laadbehoefte verschilt per wegsegment en de behoefte niet in dezelfde verhoudingen varieert, als de geëiste capaciteit per type laadstation.

Waterstof tankstations langs het TEN-T netwerk hebben de HBE-inkomsten nodig voor een positief saldo. Kleinere waterstof tankstation bij stedelijke knooppunten maken bij de gemaakte aannames ook met HBE's verlies. Het aanbieden van walstroom levert voor veel binnenvaart- en zeehavens nog geen positief saldo op. De reden is de relatief lage bezettingsgraad van de installaties. In zeehavens liggen de kosten van walstroom veel hoger en is meestal ook geen positief saldo te verwachten.

In totaal is het negatieve saldo over de exploitatietermijn⁶² tussen de 440 en 591 miljoen euro, zie Tabel 30. Aandachtspunt is dat de 101 miljoen voor de laadpalen die landelijk geplaatst worden afhankelijk is van het type laadpaal. Snelladers hebben bij 10% bezettingsgraad geen onrendabele top. Reguliere laadpalen met een of twee laadpunten hebben wel een onrendabele top omdat een duur betaalsysteem moet worden geïnstalleerd in het hoge scenario. Bij meerdere laadpunten op één locatie (een laadplein) kan het vereiste betaalsysteem voor meerdere laadpunten gebruikt worden en is een onrendabele top te voorkomen. Een tweede aandachtspunt is dat in dit overzicht uitgegaan is van een vaste gemiddelde bezettingsgraad. In werkelijkheid kan deze voor sommige

⁶² Businesscase waterstof over 15 jaar afschrijving, overige cases 10 jaar.

laadstations of bepaalde types veel lager (en hoger) zijn. De onrendabele top kan dan significant hoger (of lager) zijn.

Tabel 30: onrendabele top afschrijvingsperiode in miljoenen euro's

Periode 2024-2035	Laag	Midden	Hoog
Onrendabele top totaal in miljoenen euro's	€ 440	€ 489	€ 591
LDV TEN-T, zonder HBE's, 10% bezettingsgraad	€ 0	€ 0	€ 0
LDV landelijk, zonder HBE's, 10% bezettingsgraad	€ 0	€ 0	€ 101
HDV zonder HBE's, 10% bezettingsgraad	€ 43	€ 29	€ 8
Waterstof zonder HBE's, 20% bezettingsgraad	€ 4	€ 57	€ 79
Walstroom zonder HBE's, div. bezettingsgraden	€ 393	€ 403	€ 403

De benodigde publieke bijdragen voor LDV is op basis van het ontbreken van een onrendabele top bij 10% bezetting nihil, behalve voor het hoge scenario en lager dan op basis van de aannames in de impact assessment (Ricardo, juli 2021). De onrendabele top voor HDV is in dit overzicht berekend bij een gemiddelde bezettingsgraad van 10% over alle wegsegmenten en type laadstations. In de praktijk zijn er grote verschillen waardoor de onrendabele top veel hoger uit kan vallen. Voor waterstof (zonder HBE's) komt de methode op basis van de onrendabele top bij een gemiddelde bezetting van 20% iets hoger uit dan op basis van de impact assessment. Voor walstroom is de publieke bijdrage op basis van de onrendabele top veel hoger dan op basis van de aannames uit de impact assessment. Redenen hiervoor zijn de relatief lage benodigde procentuele publieke bijdrage volgens de impact assessment en de relatief hoge kosten door de hoge vermogens en noodzaak voor omvormers voor zeeschepen. Hierdoor is er een grote onrendabele top.

6.4 GEVOELIGHEIDSANALYSE

De berekende investeringen, publieke bijdragen en businesscases zijn sterk afhankelijk van een groot aantal onzekere aannames. Dit geldt voor de additionele investeringen en de publieke bijdrage als percentage hiervan, maar zeker voor de berekening van de onrendabele top. Deze is sterk afhankelijk van aannames voor de verkoopmarge op waterstof of elektriciteit, het gebruik van HBE's en de bezettingsgraad van de tank- en laadinfrastructuur. Voor deze drie variabelen is de gevoeligheid bepaald, zie Tabel 31.

We laten het effect zien op de onrendabele top voor achtereenvolgens een situatie:

- met HBE's en de baseline aannames qua bezettingsgraad en verkoopmarge;
- zonder HBE's bij de baseline aannames qua bezettingsgraad en verkoopmarge;
- met een 5 ct. lagere verkoopmarge per kWh dan in de baseline of een twee euro lagere verkoopmarge per kg waterstof, zonder HBE's;
- met een 5% lagere bezettingsgraad dan in de baseline, zonder HBE's. Voor walstroom is uitgegaan van een 50% hoger of lager gebruik dan in de baseline;
- voor een combinatie van een lagere verkoopmarge en een 5% lagere bezettingsgraad zonder HBE's. Voor walstroom is uitgegaan van een 50% hoger of lager gebruik dan in de baseline en een lagere verkoopmarge.

Ook zijn de opbouw en verdeling van de laadpunten⁶³ bepalend voor het resultaat.

Tabel 31: gevoeligheid onrendabele top afschrijvingsperiode in miljoenen euro's⁶⁴

Periode 2024-2035 bedragen in miljoenen euro's	Laag	Midden	Hoog
Onrendabele top; baseline met HBE's	€ 228	€ 257	€ 250
LDV TEN-T, 10% bezettingsgraad	€ 0	€ 0	€ 0
LDV landelijk, 10% bezettingsgraad	€ 0	€ 0	€ 0
HDV, 10% bezettingsgraad*	€ 7	€ 7	€ 0
Waterstof, 20% bezettingsgraad	€ 0	€ 19	€ 19
Walstream, div. bezettingsgraden*	€ 221	€ 231	€ 231
Onrendabele top; baseline geen HBE's	€ 440	€ 489	€ 591
LDV TEN-T, 10% bezettingsgraad	€ 0	€ 0	€ 0
LDV landelijk, 10% bezettingsgraad	€ 0	€ 0	€ 101
HDV, 10% bezettingsgraad*	€ 43	€ 29	€ 8
Waterstof, 20% bezettingsgraad	€ 4	€ 57	€ 79
Walstream, div. bezettingsgraden*	€ 393	€ 403	€ 403
Onrendabele top; lage verkoopmarges geen HBE's	€ 1.047	€ 1.133	€ 1.506
LDV TEN-T, 10% bezettingsgraad	€ 0	€ 0	€ 0
LDV landelijk, 10% bezettingsgraad	€ 436	€ 436	€ 743
HDV, 10% bezettingsgraad*	€ 108	€ 114	€ 118
Waterstof, 20% bezettingsgraad	€ 13	€ 83	€ 145
Walstream, div. bezettingsgraden*	€ 489	€ 500	€ 500
Onrendabele top; lage bezettingsgraad, geen HBE's	€ 1.319	€ 1.417	€ 1.821
LDV TEN-T, 5% bezettingsgraad	€ 0	€ 0	€ 0
LDV landelijk, 5% bezettingsgraad	€ 629	€ 629	€ 935
HDV, 5% bezettingsgraad*	€ 162	€ 186	€ 241
Waterstof, 15% bezettingsgraad	€ 9	€ 72	€ 115
Walstream, div. bezettingsgraden*	€ 518	€ 529	€ 529
Onrendabele top; lage bezettingsgraad en lagere verkoopmarge, geen HBE's	€ 1.732	€ 1.855	€ 2.319
LDV TEN-T, 5% bezettingsgraad	€ 0	€ 0	€ 0
LDV landelijk, 5% bezettingsgraad	€ 952	€ 952	€ 1.256
HDV, 5% bezettingsgraad*	€ 197	€ 233	€ 321
Waterstof, 15% bezettingsgraad	€ 16	€ 91	€ 164
Walstream, div. bezettingsgraden*	€ 567	€ 578	€ 578

* inclusief schatting kosten netverzwaring bij HDV en netwerk walstream in zeehavens tussen aansluitpunt en transformatorstation.

⁶³ Bedoeld wordt welke vermogens gebruikt worden om aan eisen te voldoen en of laadpalen in pools worden neergezet zodat een betaalsysteem kan worden gedeeld of als individuele laadpunten verdeeld worden over het land.

⁶⁴ Voor de berekening van de onrendabele top is een verdeling verondersteld van laders waarvoor het exploitatieresultaat berekend is. Voor HDV bestaat deze mix daarom uit een groter aantal laders in het hoge scenario dan in Figuur 18. De eis in het hoge scenario voor het TEN-T netwerk van 5000 kW per laadstation is ingevuld met 4 laders van 800 kW, 4 van 350 kW, 2 van 150 kW en 1 van 100 kW. In Figuur 18 is uitgegaan van 6 laders van 800 kW en 1 van 200 kW.

Gevoeligheid onrendabele top voor HBE-inkomsten

Het systeem van HBE's wordt in 2025 herzien. De HBE-inkomsten en de hoogte zijn dus onzeker. Het effect van het wegvallen van de HBE's op de onrendabele top is vooral groot voor waterstof, walstroom en de reguliere laadpalen in het hoge scenario. De reguliere laadpalen hebben met HBE's geen onrendabele top en wel als er geen HBE's kunnen worden meegeteld. Voor waterstof ontstaat niet alleen een onrendabele top voor de tankstations in de stedelijke knooppunten maar ook langs het TEN-T netwerk. Het ontbreken van HBE's laat de onrendabele top voor walstroom met ongeveer 200 miljoen euro stijgen.

Voor snellaadstations voor LDV is het effect op de onrendabele top nihil omdat er ook zonder HBE's gemiddeld nog een positief saldo overblijft. De kosten voor netverzwaring zijn hierin niet betrokken. De laadstations voor HDV hebben inclusief netverzwaring gemiddeld een beperkte onrendabele top die iets toeneemt zonder HBE's. Een gemiddelde bezettingsgraad van 10%, zoals in de baseline is echter niet voor alle stations haalbaar.

Gevoeligheid onrendabele top voor verkoopmarge

De verkoopmarge is bepalend voor het exploitatieresultaat en bij een negatief resultaat voor de onrendabele top. Een lagere verkoopmarge heeft de meeste impact op segmenten waarvoor de verkoopmarge in de baseline al laag ligt. Dat zijn de reguliere laadpalen voor LDV. Ook voor walstroom is de veronderstelde verkoopmarge laag en neemt onrendabele top flink toe. De onrendabele top voor waterstoftankstations en HDV-laadinfrastructuur neemt substantieel toe bij een lagere verkoopmarge. De snelladers hebben nog geen onrendabele top voor LDV bij een lagere verkoopmarge. Dit komt doordat de baseline verkoopmarge voor snelladers hoger ligt dan voor reguliere laadpalen en doordat er voor LDV geen netverzwaringen zijn meegenomen.

Gevoeligheid onrendabele top voor bezettingsgraad

Een derde onzekere variabele is de gemiddelde bezettingsgraad van de tank- en laadinfrastructuur. Tankstations en laadinfrastructuur in minder intensief gebruikte gebieden (laadstations buiten de stedelijke gebieden, of walstroom in zeehavens met een kleiner aantal scheepsbezoeken) zullen te kampen hebben met lagere bezettingsgraden dan in verstedelijkte gebieden. Algemeen is de ontwikkeling van het aantal zero-emissie voer- en vaartuigen bepalend voor de reële bezettingsgraad van de tank- en laadinfrastructuur.

In de gevoeligheidsanalyse laten we het effect zien van een gemiddeld 5% lagere bezettingsgraad ten opzichte van de baseline; dit doen we voor waterstof, LDV en HDV. Voor walstroom halveren we de omzet, omdat de bezettingsgraad soms al lager is dan 5%. Voor bijna alle segmenten is de bezettingsgraad van groot belang voor de onrendabele top.

Alleen de snelladers voor LDV hebben nog steeds een positief exploitatiesaldo en dus geen onrendabele top. Hier is echter geen rekening gehouden met netverzwaring. Alle andere segmenten maken gemiddeld per lader of tankstation verlies en hebben derhalve een onrendabele top. Vanwege het grote aantal laadpunten is de onrendabele top voor de landelijk eis voor LDV het grootst. Of de lagere bezettingsgraad een reëel risico is, is sterk afhankelijk van welk aandeel in de elektriciteitsbehoefte op publieke punten zal worden geladen in plaats van thuis of op het werk.

Dit hoofdstuk vat de conclusies van de verkenning samen en geeft aanbevelingen bij het gebruik van de cijfers en vervolgonderzoek.

Disclaimer:

De kosteninschattingen in deze studie zijn omgeven met veel onzekerheden en moeten ook als zodanig worden geïnterpreteerd. Het gaat om indicaties, niet om harde cijfers of verplichtingen.

De uitkomsten zijn gevoelig voor de onzekere aannames waaronder de gemiddelde bezettingsgraad en de gemiddelde verkoopmarge per kWh elektriciteit en kg waterstof.

De bezettingsgraad is als gemiddelde over de gehele afschrijvingstermijn constant gehouden. Initieel kan een laadpaal of tankstation lagere bezettingsgraden hebben, omdat de laad- en tankinfrastructuur op het aantal voertuigen voorloopt. Daarmee wordt minder energie afgezet aan het begin van de levensduur en zijn de opbrengsten initieel lager. Dit effect is niet meegenomen in de berekeningen.

De kosten van netverzwaring en locatiekosten zijn beperkt meegenomen in de berekende investeringen en publieke bijdragen. Alleen voor HDV en walstroom voor de zeevaart zijn indicatieve kosten voor netverzwaring tussen transformatorstation en de laadpunten – dat wil zeggen de directe investeringen die de exploitant maakt - in de berekening betrokken. De diepere netinvesteringen vanaf het transformatorstation zijn niet meegeteld, evenmin de kosten voor netverzwaring voor een laadpaal voor *light duty vehicles*, walstroom voor binnenvaart of een waterstoftankstation. Dit betekent dat de financiële implicaties onderschat zijn. Er is geen inschatting gemaakt van de haalbaarheid van tijdige netverzwaring gezien de congestieproblematiek.

De studie maakt voor zover mogelijk gebruik van eerder uitgevoerde studies en bronnen aangeleverd door RWS. De resultaten zijn gebruikt zonder een uitgebreide review van deze bronnen.

7.1 LIGHT DUTY VEHICLES

De financiële implicaties voor de LDV bestaan hoofdzakelijk uit investeringen en publieke bijdragen om te voldoen aan de eis voor het landelijk opgestelde laadvermogen in plaats van de eisen voor het TEN-T netwerk.

In het lage en midden scenario is in totaal 578 miljoen euro aan investeringen nodig voor het *landelijke netwerk*, en in het hoge scenario een investeringsbedrag van 712 miljoen euro door de eis voor een ander betaalsysteem. Voor de verplichte laadstations langs het TEN-T netwerk is geen aanvullende investering nodig in het voorstel van de Raad en van de Europese Commissie (Laag en Midden). Alleen als het voorstel van het Europees Parlement wordt overgenomen, is een beperkte aanvullende investering noodzakelijk: 20 miljoen euro.

De geschatte publieke bijdrage voor het landelijke netwerk ligt tussen de 111 en 157 miljoen euro en voor het TEN-T netwerk tussen de 0 en 8 miljoen euro uitgaande van de aannames uit de impact assessment.

In de Nederlandse situatie suggereert het ontbreken van een onrendabele top in het lage en midden scenario dat geen publieke bijdrage nodig is, anders dan voor netverzwaring en locatiekosten.

In het hoge scenario is sprake van een onrendabele top voor de reguliere laders in het landelijke netwerk.

De hoogte van de financiële implicaties is afhankelijk van het succes van het elektrificeren van de vloot lichte voertuigen. Bij een langzamere uitrol zijn de financiële implicaties kleiner; is de uitrol sneller dan verwacht dan zijn de financiële gevolgen groter.

Belangrijke noties bij de cijfers zijn dat ze gevoelig zijn voor het uitroltempo van de elektrische vloot, de gemiddelde bezettingsgraad en verkoopmarge, en de opbouw qua vermogen en locatieverdeling van de laadpunten.⁶⁵ Verder zijn de locatiekosten en de kosten van netverzwaring niet meegenomen.



*Exclusief netverzwaringen

7.2 HEAVY DUTY VEHICLES

Voor de HDV's zijn langs de TEN-T nog geen geschikte laadstations beschikbaar; dit geldt ook voor stedelijke knooppunten en truckparkings. Hierdoor maakt de AFIR aanvullende investeringen noodzakelijk. De hoogte bedraagt naar schatting tussen de 166 en 278 miljoen euro. Het voorstel van het Europees Parlement leidt tot ruim 100 miljoen hogere investeringen (278 miljoen euro in plaats van 166 miljoen euro), als gevolg van veel hogere vermogens-eisen.

De publieke bijdrage hieraan wordt op 83 tot 122 miljoen euro geschat bij de aannames uit de impact assessment.

De publieke bijdrage op basis van de onrendabele top bedraagt 8 tot 43 miljoen euro bij de gebruikte aannames. De cijfers zijn gevoelig voor de gemiddelde bezettingsgraad, verkoopmarge en het gebruik van HBE's. Locatiekosten zijn niet meegenomen voor de laadstations maar gemiddelde kosten voor netverzwaring tot het transformatorstation wel.⁶⁶

De gemiddelde bezettingsgraad van 10% voor de laadpunten langs het TEN-T netwerk vraagt een ambitieuze uitrol van het aantal HDV's, vooral in het hoge scenario. Bij een lagere bezettingsgraad dan 10% neemt de onrendabele top snel toe. Een indicatieve analyse van de spreiding van de onrendabele toppen over verschillende wegsegmenten en type laadstations geeft aan dat de onrendabele top langs het kernnetwerk het grootst is. De reden is dat de verhouding tussen de verwachte laadbehoefte en de laadinfrastructuur daar het kleinst is. Op bewaakte truckparkings, stedelijke knooppunten en langs het uitgebreide netwerk ligt de gemiddelde bezettingsgraad voldoende hoog om een onrendabele top te voorkomen (>10%). Langs het kernnet ligt de gemiddelde bezettingsgraad afhankelijk van de investeringsdatum gemiddeld lager dan 10% en zijn

⁶⁵ Bedoeld wordt welke vermogens gebruikt worden om aan eisen te voldoen en of laadpalen in pools worden neergezet zodat een betaalsysteem kan worden gedeeld of als individuele laadpunten verdeeld worden over het land.

⁶⁶ Kosten voor diepere netinvesteringen zijn evenmin meegenomen.

er bovendien wegsegmenten waarvan de bezettingsgraad ruim onder het gemiddelde zou liggen (zie bijlage). De precieze ligging van de laadstations is daarom belangrijk voor de berekening van de onrendabele top.



Bij HDV is een post voor netverzwaring meegenomen, omdat de hoge vermogens netverzwaring vaak noodzakelijk maken.

7.3 WATERSTOF

Voor de waterstofinfrastructuur zijn in alle scenario's aanvullende investeringen nodig. Het verschil tussen de noodzakelijke investeringen voor het Raadsvoorstel (lage scenario 12 miljoen euro) versus het voorstel van het Europees Parlement (hoge scenario 120 miljoen euro) is aanzienlijk. De redenen zijn het grotere aantal tankstations, waarvan 6 met vloeibare waterstof, de eisen voor de stedelijke knooppunten en de maximale afstand tot de dichtstbijzijnde afrit van het TEN-T netwerk. In plaats van 9 bestaande waterstoftankstations langs het TEN-T netwerk die voldoen aan eisen in de het scenario Laag en Midden, blijven er 4 over die voldoen aan de eisen van het scenario Hoog, het voorstel van het Europees Parlement.

De publieke bijdrage berekend conform de aannames uit de impact assessment bedraagt 6 tot 60 miljoen euro. De publieke bijdrage op basis van de onrendabele top zonder HBE's komt uit op 4 tot 79 miljoen euro.

De waterstofcijfers zijn gevoelig voor de gemiddelde bezettingsgraad, verkoopmarge en het gebruik van HBE's. Locatiekosten voor de tankstations en kosten voor netverzwaring zijn niet meegenomen in de analyse. Aandachtspunt is het aantal tankstations dat aanvullend op de huidige situatie nodig is om aan de eisen te voldoen. Deze kunnen iet lager uitvallen afhankelijk het aantal tankstations langs het TEN-T netwerk dat ook een stedelijk knooppunt kan bedienen en van de interpretatie van de AFIR-eisen. De maximale afstand tot de dichtstbijzijnde exit van het TEN-T netwerk is een beperkende voorwaarde in het hoge scenario. Hierdoor kwalificeren verschillende bestaande tankstations niet meer als *langs* het TEN-T netwerk.



*Exclusief netverzwaringen

7.4 WALSTROOM

Er zijn substantiële investeringen voor walstroom in zeehavens nodig; tot 367 miljoen euro. Voor walstroom binnenvaart gaat het om minder dan 2 ton euro, ook bij groei in het aantal binnenvaarthavens. De meeste havens zijn namelijk al voorzien en de investeringen per haven zijn beperkt.

Er zijn geen verschillen in de walstroomambities voor de binnenvaart tussen het voorstel van de Raad, de Europese Commissie en het Europees Parlement en beperkte verschillen voor zeehavens. De investeringen voor de zeehavens zijn in het midden en hoge scenario 7 miljoen euro hoger dan in het lage.

De publieke bijdrage voor walstroomvoorzieningen komt uit op 90 tot 92 miljoen euro, uitgaande van het percentage dat wordt verondersteld in de impact assessment (Ricardo, juli 2021). Dit percentage wordt in andere onderzoeken hoger ingeschat. De publieke bijdrage gebaseerd op de onrendabele top bedraagt 393 tot 403 miljoen euro.

Zonder HBE's is er voor alle segmenten en havens sprake van een onrendabele top in de exploitatie. Dit wordt veroorzaakt door de relatief lage bezetting van de voorgeschreven walstroomaansluitingen en de lage marges, terwijl de infrastructuurkosten juist relatief hoog zijn. Beide methoden komen daardoor tot uiteenlopende inschattingen voor de publieke bijdragen. Ook walstroom voor de binnenvaart heeft een onrendabele top. Het gaat voor de binnenvaart om relatief kleine bedragen (ongeveer 1500 euro per jaar per haven).

Aandachtspunten bij de cijfers zijn de gevoeligheid voor de verkoopmarges, de gemiddelde bezettingsgraad, de aannames over de kadelenkte die een walstroomaansluiting kan bedienen en de HBE-inkomsten. Of de bezettingsgraad in de zeehavens gerealiseerd kan worden, is afhankelijk van het aantal schepen dat zal zijn aangepast aan het gebruik van walstroom. Vanuit de *FuelEU Maritime* gaat vanaf 2030 een verplichting gelden voor schepen binnen de scope om walstroom af te nemen. Dit gaat om substantiële investeringen die niet zijn meegenomen in de investeringen voor walstroominfrastructuur. De locatiekosten en netverzwaringskosten voor binnenvaarthavens zijn niet meegeteld. De netwerkkosten vanaf een transformatorstation tot de walstroomaansluiting in de zeehavens wel.



*Exclusief netverzwaringen in binnenvaarthavens, inclusief kosten elektriciteitsnetwerk tussen transformatorstation en walstroomaansluiting in zeehavens.

7.5 TOTALE INVESTERINGEN EN FINANCIËLE BIJDRAGEN

Gecombineerd komen de totale investeringen bij de gebruikte aannames uit op 1.117 tot 1.497 miljoen euro. De geschatte publieke bijdrage hieraan bedraagt 290 tot 438 miljoen euro over de periode 2024 tot en met 2035 op basis van de aannames uit de impact assessment.

Het grootste deel van de investeringen bestaat uit investeringen en publieke bijdragen om te voldoen aan het minimaal landelijk opgestelde laadvermogen voor LDV. De scenario's verschillen alleen in de kosten voor de betaalsystemen. Op basis van de onrendabele top lijkt gemiddeld geen publieke bijdrage nodig, behalve in het hoge scenario. De publieke bijdrage op basis van de onrendabele top in het hoge scenario is bij de gebruikte aannames 101 miljoen. De locatiekosten en kosten voor netverzwaring zijn niet meegenomen in de berekening van de onrendabele top voor LDV.

Voor HDV komt de geschatte publieke bijdrage conform de methode van de impact assessment uit op 83 tot 122 miljoen euro. De publieke bijdrage op basis van de onrendabele top en een gemiddelde bezettingsgraad van 10% bedraagt 8 tot 43 miljoen euro. Bij een lagere bezettingsgraad die voor het kernnet niet onwaarschijnlijk is, neemt de onrendabele top flink toe.

Voor walstroom en waterstof is ook sprake van een onrendabele top. De onrendabele top berekening leidt tot een bijdrage van 4 tot 79 miljoen euro voor waterstof en 393 tot 403 miljoen euro voor walstroom. De methode conform de impact assessment komt uit op een schatting van 6 tot 60 miljoen euro voor waterstof en van 90 tot 92 miljoen euro voor walstroom.



*Exclusief netverzwaringen m.u.v. kosten elektriciteitsnetwerk tussen transformatorstation en walstroomaansluiting in zeehavens en voor HDV.

7.6 AANBEVELINGEN

7.6.1 Gebruik resultaten

De berekende resultaten zijn indicatief; ze zijn gebaseerd op aannames over bezettingsgraden, verkoopmarges, de beschikbaarheid van HBE's en de ontwikkeling van de *light duty vehicle* vloot. Er is vanzelfsprekend geen zekerheid dat de financiële implicaties exact zo zullen uitpakken. Ook zijn de kosten van netverzwaring niet meegenomen voor LDV en voor HDV en walstroom voor zeevaart indicatief. Deze kunnen een aanzienlijke impact hebben, afhankelijk van de locatie.

De resultaten moeten daarom met voorzichtigheid worden gebruikt en als indicaties worden beschouwd in plaats van harde cijfers. Dit geldt voor alle vergelijkbare toekomstverkenningen.

De aannames zijn voor zover mogelijk overgenomen van de impact assessment die ten grondslag ligt aan de huidige AFIR-conceptvoorstellen, de duiding van de AFIR van TNO (TNO, december 2021) en van door de opdrachtgever aangedragen achtergrondrapporten voor deelsegmenten gericht op de Nederlandse markt.

7.6.2 Netverzwaring

Een belangrijk uitgangspunt van dit onderzoek is dat netverzwaring en locatiekosten beperkt zijn meegenomen in de berekening van de financiële implicaties. Deze kosten zijn zeer locatieafhankelijk en vragen een grote extra onderzoeksinspanning van individuele cases die niet binnen de scope van dit onderzoek paste.

Wel is er gerekend met een *gemiddelde* kostenpost voor netverzwaring voor HDV, omdat de hoogte van het aangeboden vermogen per laadstation noodzaak van netverzwaring waarschijnlijk maakt. Deze kostenpost is afhankelijk van het geëiste laadvermogen. Gemiddelde kosten voor het netwerk tussen de walstroomaansluitingen voor de zeevaart en een transformatorstation zijn ook betrokken in de inschattingen.

De onrendabele top voor de exploitatie van laadinfrastructuur is sterk afhankelijk van de noodzaak en kosten van netverzwaring. Daarom wordt aanbevolen om te onderzoeken welke netverzwaringkosten er minimaal en maximaal verwacht mogen worden en hoe de verdeling is tussen deze uitersten per regio. Hierdoor kan een nauwkeurigere inschatting worden gemaakt van de totale financiële implicaties.

7.6.3 *Spreading resultaten / effect op onrendabele top*

De onrendabele top is in deze studie bepaald voor een exploitant die een gemiddelde bezettingsgraad realiseert. In werkelijkheid zijn er grote verschillen tussen de bezettingsgraden in dichtbevolkte gebieden en langs grotere vervoersstromen in vergelijking met de bezettingsgraden in dunner bevolkte gebieden en langs kleinere vervoersstromen. Dit betekent dat er exploitanten zullen zijn met een onrendabele top, ook als er gemiddeld geen onrendabele top is. Dit zijn tank- en laadlocaties met een relatief lage bezettingsgraad. Deze zullen alsnog een publieke bijdrage nodig hebben omdat de winst van de laad- en tankstations met een hoger dan gemiddelde bezettingsgraad de onrendabele top van deze exploitanten niet automatisch compenseert.⁶⁷

De vingeroefening die is uitgevoerd voor HDV laat zien dat er sprake is van een grote bandbreedte; in 2030 loopt de veronderstelde bezettingsgraad per wegsegment van het TEN-T netwerk uiteen van 1,3% tot 29%. Voor de stedelijke knooppunten en truckparkings ligt de veronderstelde bezettingsgraad gemiddeld over de afschrijvingstermijn hoger. Geadviseerd wordt om bij de keuze van locaties hiermee rekening te houden en een balans te zoeken tussen de maximale geëiste afstand tussen laadstations en locaties op de wegsegmenten met de hoogste laadvraag.

7.6.4 *Samenhang ontwikkeling aantallen voertuigen en benodigde laad-en tankinfrastructuur*

In deze studie is gekeken naar wat de eisen uit de Europese AFIR zullen betekenen voor de benodigde uitrol van de tank- en laadinfrastructuur in Nederland. Om de gebruikte Nederlandse vervoersprognoses te halen, kan het nodig zijn een uitgebreidere infrastructuur aan te leggen. De meerkosten van een uitgebreidere infrastructuur zijn niet begrepen in de berekende financiële implicaties. Het beperken van de infrastructuurinvesteringen tot de AFIR-eisen in plaats van wat de sector nodig acht zou kunnen leiden tot een langzamere uitrol dan verondersteld in de beleidsplannen (o.a. klimaatakkoord) en tot lagere bezettingsgraden en derhalve grotere onrendabele toppen dan berekend. Aanvullend onderzoek is nodig naar de samenhang tussen de vervoersaantallen en de capaciteit van de infrastructuur om hiervoor meer nauwkeurige uitspraken te kunnen doen.

⁶⁷ Oplossing kan zijn om concessies/vergunningen in pakketten uit te geven, waarin zowel aantrekkelijke als minder aantrekkelijke locaties gecombineerd worden. De locaties met een hogere bezettingsgraad compenseren de minder goed lopende locaties voor de exploitant.

AFKORTINGEN

AFID	Alternative Fuels Infrastructure Directive
AFIF	Alternative Fuels Infrastructure Facility
AFIR	Alternative Fuels Infrastructure Regulation
BEV	Battery Electric Vehicle
CAPEX	Kapitaalslasten (capital expenditure – Capex)
EC	Europese Commissie
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
HBE	Hernieuwbare brandstofeenheid
HDV	Heavy Duty Vehicle
IenW	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat
LDV	Light Duty Vehicle
LNG	Liquified Natural Gas
ODE	Opslag duurzame energie
OPEX	Operationele kosten (operating expenses - Opex)
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
QR	Quick Response
RORO	Roll-on Roll-off
RWS	Rijkswaterstaat
TEN-T	Trans-European Transport Network
VA	Voltampère
VZP	Verzorgingsplaats
WACC	Weighted average cost of capital

LITERATUURLIJST

- British Ports Association. (mei 2020). *Reducing emissions from shipping in ports. Examining the barriers to shore power.*
- Buck Consultants International. (april 2021). *Business Case Tool logistieke laadinfra en bijbehorende handleidingen.*
- Carbon clean-up CCU. (april 2022). *Actieprogramma H2 in mobiliteit 2027, doorrekening en analyse van tankinfra strategie & stimuleringspakket.*
- CE Delft. (februari 2020). *Stimulering van walstroom. Een vergelijkende analyse van drie potentiële stimuleringsmaatregelen.*
- CE Delft. (februari 2022). *Kosten van Fit for 55 voor de Nederlandse zeevaart en -havens.*
- Ecorys. (april 2020). *Onderzoek naar de businesscase van laadinfrastructuur.*
- Ekinetix. (2020). *Scenario's voor waterstofvraag en CO2-reductie door toepassing in mobiliteit en transport in 2030.*
- Ekinetix. (december 2021). *Waterstof in mobiliteit 2030, strategische verkenning.*
- ElaadNL. (2019). *Waar rijden én laden EV's in de toekomst? De ontwikkeling van elektrische voertuigen en laadpunten in Nederland t/m 2035.*
- ElaadNL. (juli 2020). *Truckers komen op stroom.*
- ElaadNL. (oktober 2021). *Elektrisch rijden in stroomversnelling, Elektrificatie van personenauto's tot en met 2050, outlook Q3 2021.*
- ElaadNL. (oktober 2022). *Bedrijventerreinen in beweging, Outlook Logistiek & bedrijventerreinen.*
- Enpuls, ElaadNL. (juli 2021). *Actieplan LoLa, landelijk basisnetwerk laden voor logistiek (concept).*
- Ertug, I. (september 2022). *compromise amendments.*
- Europese Commissie. (juli 2021). *Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive.*
- EVconsult. (januari 2022). *Inventarisatie H2-tankoplossingen voor de afval- en reinigingsbranche.*
- Nationale Agenda Laadinfrastructuur. (2021). *Roadmap Logistiek Laadinfrastructuur.*
- Raad van de Europese Unie. (mei 2022). *Proposal for a regulation of the european parliament and of the council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council 9111/22.*
- REBEL, APPM. (juli 2022). *Kosten laadinfrastructuur logistiek laden op privaat terrein.*
- Rebel, EVConsult. (mei 2021). *Handelingskader voor een landelijk dekkend netwerk van laadinfrastructuur.*

- RHDHV. (februari 2022). *Inventarisatie walstroom*.
- RHDHV. (oktober 2022). *Blueprintstudy per deepseacontainer terminal op Maasvlakte*.
- Ricardo. (juli 2021). *Impact Assessment, proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council*.
- Ricardo. (november 2021). *Support Study for the Impact assessment on the revision of the Directive on the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure (2014/94/EC)*.
- RVO. (februari 2021). *Elektrisch Rijden op (de) weg - voertuigen en laadpunten*.
- RVO. (september 2022). *Electric Vehicles Statistics in the Netherlands, up to and including August 2022*.
- RWS WVL. (juli 2022). *input NL REV2*.
- TNO & Rijkswaterstaat. (2021). *Routeradar 2020 Duurzame Energiedragers in de Mobiliteit*.
- TNO. (april 2022). *Review TCO-model Actieprogramma H2 in mobiliteit 2025*.
- TNO. (december 2021). *Duiding van het AFIR-voorstel op de benodigde opbouw van tank- en laadinfrastructuur*.
- TNO. (november 2019). *Behoefte aan infrastructuur voor alternatieve energiedragers voor mobiliteit in Nederland*.
- Tractebel, Hincio. (2017). *Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications*.
- Transport & Environment. (april 2021). *Unlocking electric trucking in the EU: recharging along highways*.

BIJLAGE: ALGEMEEN

Tabel 32: Hoofdwegennet en aandeel TEN-T kern of uitgebreide netwerk overgenomen van TNO

Label	Snelweg	Begin segment	Eind segment	Lengte 2020	TEN-T kern	TEN-T uitgebreid	VZP tankstation kern	VZP tankstation uitgebreid
A1-1	A1	A10	A6	21,3	1	0	3	0
A1-2	A1	A6	A27	26,4	1	0	0	0
A1-3	A1	A27	A28	32,8	1	0	2	0
A1-4	A1	A28	A50	84,2	1	0	5	0
A1-5	A1	A50	A35	96,7	1	0	4	0
A1-6	A1	A35	Eind	51,5	1	0	4	0
A2-1	A2	A10	N201	27,7	1	0	0	0
A2-2	A2	N201	A12	41,9	1	0	2	0
A2-3	A2	A12	A27	21,8	1	0	4	0
A2-4	A2	A27	A15	31,1	1	0	2	0
A2-5	A2	A15	A59	48,0	0	1	0	2
A2-6	A2	A59	A67	76,8	0	1	0	2
A2-7	A2	A67	A73	100,9	0	1	0	4
A2-8	A2	A73	A76	44,0	0	1	0	3
A2-9	A2	A76	Eind	56,4	0	1	0	7
A4-1	A4	A10	A44	41,1	1	0	2	0
A4-2	A4	A44	A12	57,0	1	0	2	0
A4-3	A4	A12	Eind	38,3	1	0	0	0
A5-1	A5	Begin	Eind	35,4	0	0	0	0
A6-1	A6	A1	N302	90,5	0	1	0	2
A6-2	A6	N302	N50	51,0	0	1	0	2
A6-3	A6	N50	Eind	64,6	0	1	0	2
A7-1	A7	Begin	N99	119,3	0	0	0	0
A7-2	A7	N99	A6	132,1	0	0	0	0
A7-3	A7	A6	N7	124,0	0	1	0	5
A7-4	A7	N7	Eind	86,7	0	1	0	4
A8-1	A8	Begin	Eind	23,9	0	0	0	0
A9-1	A9	A1	A2	24,9	1	0	0	0
A9-2	A9	A2	A5	41,1	0,5	0,5	1	1
A9-3	A9	A5	A22 N9	70,1	0	0,5	0	1,5
A10-1	A10	A2	A8	36,3	0	0	0	0
A10-2	A10	A8	A2	36,4	0	0	0	0
A12-1	A12	Begin	A20	49,5	0	1	0	1
A12-2	A12	A20	A27	80,6	0	1	0	4
A12-3	A12	A27	A30	68,0	0	1	0	3
A12-4	A12	A30	A50	34,2	0	1	0	1
A12-5	A12	A50	Eind	64,0	0	1	0	4
A13-1	A13	Begin	Eind	33,4	1	0	2	0
A15-1	A15	Begin	A16	89,0	1	0	1	0
A15-2	A15	A16	A27	57,8	1	0	4	0
A15-3	A15	A27	A2	41,6	1	0	2	0
A15-4	A15	A2	Eind	133,4	1	0	3	0
A16-1	A16	Begin	A17	95,1	1	0	3	0

Label	Snelweg	Begin segment	Eind segment	Lengte 2020	TEN-T kern	TEN-T uitgebreed	VZP tankstation kern	VZP tankstation uitgebreed
A16-2	A16	A17	Eind	40,5	1	0	5	0
A17-1	A17	Begin	Eind	54,5	0	0	0	0
A18-1	A18	Begin	Eind	45,5	0	0	0	0
A20-1	A20	Begin	A13	39,2	0	0,65	0	1,3
A20-2	A20	A13	Eind	45,3	0	1	0	2
A22-1	A22	Begin	Eind	17,7	0	0	0	0
A27-1	A27	A6	A12	98,1	0	0,07	0	0,28
A27-2	A27	A12	A15	63,3	0	1	0	4
A27-3	A27	A15	Eind	78,5	0	1	0	5
A28-1	A28	Begin	N2302 N302	106,7	0	1	0	3
A28-2	A28	N2302 N302	A50	65,8	0	1	0	4
A28-3	A28	A50	A37	95,6	0	1	0	4
A28-4	A28	A37	Eind	124,9	0	1	0	5
A29-1	A29	Begin	Eind	49,3	0	1	0	3
A30-1	A30	Begin	Eind	36,1	0	0	0	0
A31-1	A31	Begin	Eind	37,2	0	0	0	0
A32-1	A32	Begin	A7	46,6	0	0	0	0
A32-2	A32	A7	Eind	87,3	0	0	0	0
A35-1	A35	Begin	Eind	35,7	0	0	0	0
A37-1	A37	Begin	Eind	85,1	0	1	0	2
A38-1	A38	Begin	Eind	4,8	0	0	0	0
A44-1	A44	Begin	Eind	44,0	0	0	0	0
A50-1	A50	A28	A1	73,3	0	1	0	2
A50-2	A50	A1	A12	51,1	0	1	0	2
A50-3	A50	A12	A59	88,2	0	1	0	4
A50-4	A50	A59	Eind	75,0	0	1	0	1
A58-1	A58	A2	A16	129,2	0	1	0	5
A58-2	A58	A16	A4	68,3	1	0	5	0
A58-3	A58	A4	Eind	137,0	1	0	5	0
A59-1	A59	A50	A2	37,8	0	0	0	0
A59-2	A59	A2	A27	65,9	0	0	0	0
A59-3	A59	A27	Eind	35,2	0	0	0	0
A65-1	A65	Begin	Eind	40,5	0	0	0	0
A67-1	A67	Begin	N279 A2	37,5	1	0	3	0
A67-2	A67	N279 A2	Eind	106,5	1	0	8	0
A73-1	A73	A50	A77	65,6	0	1	0	3
A73-2	A73	A77	A67	73,4	0	1	0	2
A73-3	A73	A67	Eind	89,2	0	1	0	1
A74-1	A74	Begin	Eind	3,6	0	0	0	0
A76-1	A76	Begin	Eind	50,2	0	1	0	4
A77-1	A77	Begin	Eind	21,1	0	0	0	0
A79-1	A79	Begin	Eind	35,1	0	0	0	0
A200-1	A200	Begin	Eind	10,7	0	0	0	0
A4-10	A4 (2)	A59	A58	51,8	0	1	0	0
A4-11	A4 (2)	A58	Eind	15,0	0	1	0	0
				5244	1457	2604	72	106

Kader 1: algemene aannames

- Aantal tankstations, laadpunten etc., wordt naar boven afgerond.
- Aantal tankstations/laadstations gaat op slimme/efficiënte wijze over netwerk verdeeld worden. Dat wil zeggen dat de onderlinge afstand tussen de stations precies gelijk is aan de maximale vereiste afstand.
- Lengte van kern en uitgebreide netwerk nemen we over van TNO, net als het aantal truckparkings. Het aantal stedelijke knooppunten is uitgebreid in overleg met opdrachtgever.
- Waterstofftankstations mogen beide zijden van de weg bedienen
- Laadpunten mogen in principe slechts een kant van weg bedienen
- Eisen voor laadpunten in truckparkings, stedelijke knooppunten en langs netwerk moeten opgeteld worden bij HDV.
- Eisen voor tankpunten in stedelijke knooppunten, vloeibare waterstof en langs netwerk moeten niet noodzakelijkerwijs opgeteld worden bij waterstof.
- Voor walstroom maakt de specificatie van de eis per terminal in plaats van per haven geen verschil maakt voor de uitwerking van de eis omdat 90% van de scheepsbezoeken van walstroom moet worden voorzien. Dit zal betekenen dat op alle druk bezette terminals walstroomvoorzieningen moeten zijn.
- De kosteninschatting betreft een indicatieve schatting van de kosten voor implementatie. Veel aannames met name in de businesscase zijn nl. onzeker of locatie afhankelijk.
- Locatiekosten en kosten voor netverzwaring zijn beperkt meegenomen. Alleen voor HDV en walstroom zeevaart is rekening gehouden met de extra netwerkkosten tussen laadpunt en transformatorstation. Additionele kosten voor smart en bi-directioneel laden worden nihil verondersteld, ofwel te zijn begrepen in de investeringskosten voor de laadpalen.
- Alleen de onrendabele top van additionele laad- en tankstations en de toename van de onrendabele top als gevolg van uitbreidingen met vloeibare waterstof of extra vermogen zijn meegeteld, niet de onrendabele top van de bestaande laad- en tankstations.

Tabel 33: stedelijke knooppunten

Stedelijke knooppunten 2022		
Amsterdam		
Rotterdam		
Verwachte uitbreiding stedelijke knooppunten 2023		
Alkmaar	Dordrecht	Maastricht
Almere	Eindhoven	Middelburg
Amersfoort	Emmen	Nijmegen
Apeldoorn	Enschede	Tilburg
Arnhem	Groningen	Utrecht
Breda	Haarlem	Venlo
Den Bosch	Leeuwarden	Zoetermeer
Den Haag	Leiden	Zwolle

Tabel 34: aannames energieprijzen energiebelasting en ODE (verwachting voor energiecrisis) (TNO, december 2021)

in eurocent	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inkoopprijs	7,000	7,000	7,000	8,000	8,000	8,000
Energiebelasting - tot 10.000 kWh	7,770	7,370	7,370	7,470	7,470	7,470
Energiebelasting - 10.001 kWh tot 50,000 kWh	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164
Energiebelasting - 50,001 kWh tot 10 miljoen kWh	1,375	1,375	1,375	1,375	1,375	1,375
ODE - tot 10.000 kWh	3,630	3,340	3,290	3,260	3,470	3,610
ODE - 10.001 kWh tot 50,000 kWh	4,970	4,630	4,610	4,640	5,010	5,300
ODE - 50,001 kWh tot 10 miljoen kWh	2,290	2,290	2,290	2,290	2,290	2,290

Hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's)

Naast de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit of waterstof, mag een exploitant HBE's inboeken voor het aandeel dat duurzaam geproduceerd is. De jaarlijkse waarde wordt als volgt bepaald:

Waarde HBE's Overig = omvang levering in kWh x aandeel duurzaam x 0,0036 x dubbeltellingsfactor elektriciteit x waarde HBE (voor elektriciteit)

Waarde HBE's Overig = omvang levering in kg x aandeel duurzaam x 0,120 x dubbeltellingsfactor waterstof x waarde HBE (voor waterstof)

Waarbij:

dubbeltellingsfactor elektriciteit = 4

dubbeltellingsfactor waterstof = 2,5

waarde HBE = € 13 (voor 1 GJ = 1000 MJ)

Bij netlevering van de elektriciteit is het veronderstelde aandeel dat duurzame elektriciteit betreft gelijk aan het gemiddelde in Nederland. Doelstelling voor 2025 is om minimaal 50% duurzame elektriciteit te gebruiken (TNO, december 2021).

HBE-inkomsten zijn onzeker omdat de huidige regeling tot 2025 loopt.⁶⁸ Ook zullen ze altijd variabel zijn, afhankelijk van vraag en aanbod. De berekening van de onrendabele top zullen we daarom uitvoeren met en zonder HBE-inkomsten. Voor de situatie dat met HBE-inkomsten wordt gerekend, nemen we dezelfde systematiek aan als nu geldt met een gemiddeld percentage van 50% groene stroom en een gemiddeld percentage van 100% duurzame waterstof.

⁶⁸ Vanaf 2025 wordt naar verwachting een nieuwe herziening van de Renewable Energy Directive (RED3) van kracht. Hierover zijn momenteel de onderhandelingen binnen de EU nog gaande. Voortzetting van deze inkomsten op exact dezelfde wijze als nu is daarom vanaf 2025 onzeker. Het lijkt wel waarschijnlijk dat zero-emissie energie geleverd aan vervoer op een manier beloond zal blijven worden.

BIJLAGE: LIGHT DUTY VEHICLES

Tabel 35: overzicht scenario's LDV

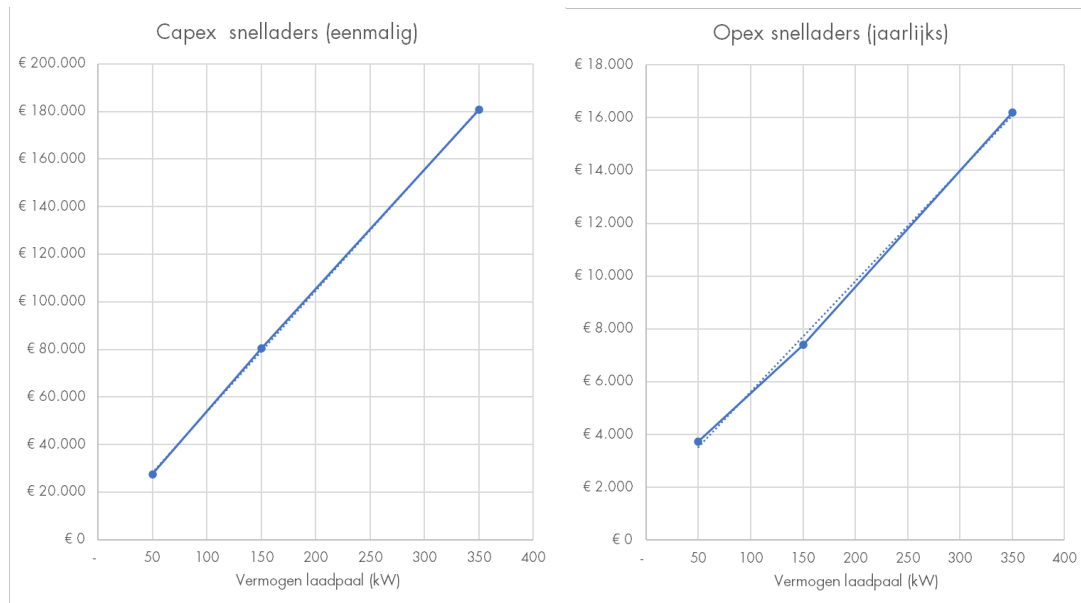
LDV	Locatie	Tijdstip	Max afstand tussen stations	Minimaal vermogen	Minimale beschikbare capaciteit laadpaal	
Scenario Laag (Raadsakkoord mei 2022)	Kern (TEN-T)	31-12-2025	60 km ⁶⁹	300 kW	1 x 150 kW	
		31-12-2030	60 km ⁶⁹	600 kW	2 x 150 kW	
	Uitgebreid netwerk	31-12-2030	60 km	300 kW	1 x 150 kW	
		31-12-2035	60 km	600 kW	2 x 150 kW	
	Nationaal	Eind elk jaar	-	1 kW / BEV 0,66 kW / PHEV	-	
Scenario Midden (voorstel Europese Commissie juli 2021)	Kern (TEN-T)	31-12-2025	60 km ⁷⁰	300 kW	1 x 150 kW	
		31-12-2030	60 km	600 kW	2 x 150 kW	
	Uitgebreid netwerk	31-12-2030	60 km	300 kW	1 x 150 kW	
		31-12-2035	60 km	600 kW	2 x 150 kW	
	Nationaal	Eind elk jaar	-	1 kW / BEV 0,66 kW / PHEV	-	
Scenario Hoog (voorstel Europees Parlement 7 september 2022)	Kern + Uitgebreid	31-12-2025	60 km ⁷¹	600 kW	1 x 300 kW	
		31-12-2030	60 km	900 kW	2 x 350 kW	
	Nationaal	Eind elk jaar	-	Aandeel BEV < 1%; 3 kW / BEV Aandeel BEV < 2,5%; 2,5 kW / BEV Aandeel BEV < 5%, 2 kW / BEV Aandeel BEV < 7,5%; 1,5 kW / BEV Aandeel BEV ≥ 7,5%; 1 kW / BEV	-	
			-	Aandeel PHEV < 1%; 2 kW / PHEV Aandeel PHEV < 2,5%; 1,66 kW / PHEV Aandeel PHEV < 5% 1,33 kW / PHEV Aandeel PHEV < 7,5% 1 kW / PHEV Aandeel PHEV ≥ 7,5% 0,66 kW / PHEV	-	
			31-12-2027	-	≥ 3% x LV vloot x 1,5 kW	-
			31-12-2030	-	≥ 5% x LV vloot x 1 kW	-
			-	-	-	-

Tabel 36: overzicht doorvertaling eisen per scenario's LDV elektrisch

Waterstof	Locatie	Tijdstip	Eis*
Scenario Laag (Raadsakkoord mei)	TEN-T kern netwerk	31-12-2025	25 stations (1457 km/60 km = 24,3)
		31-12-2025	Totaal vermogen kern 7,5 MW
		31-12-2030	Totaal vermogen kern 15,0 MW
	TEN-T uitgebreid netwerk	31-12-2030	44 stations (2604 km/60 km = 43,4)
		31-12-2030	Totaal vermogen uitgebreid 13,2 MW
		31-12-2035	Totaal vermogen uitgebreid 26,4 MW
	Nationaal totaal	31-12-2025	Totaal vermogen uitgebreid 917 MW
		31-12-2030	Totaal vermogen uitgebreid 2,5 GW
		31-12-2035	Totaal vermogen uitgebreid 4,6 GW
Scenario Midden (voorstel Europese Commissie juli 2021)	TEN-T kern netwerk	31-12-2025	25 stations (1457 km/60 km = 24,3)
		31-12-2025	Totaal vermogen kern 7,5 MW
		31-12-2030	Totaal vermogen kern 15,0 MW
	TEN-T uitgebreid netwerk	31-12-2030	44 stations (2604 km/60 km = 43,4)
		31-12-2030	Totaal vermogen uitgebreid 13,2 MW
		31-12-2035	Totaal vermogen uitgebreid 26,4 MW
	Nationaal totaal	31-12-2025	Totaal vermogen uitgebreid 917 MW
		31-12-2030	Totaal vermogen uitgebreid 2,5 GW
		31-12-2035	Totaal vermogen uitgebreid 4,6 GW
Scenario Hoog (voorstel Europees Parlement 7 september)	TEN-T kern + uitgebreid netwerk	31-12-2025	68 stations (4061 km/60 km = 67,7)
		31-12-2025	Totaal vermogen TEN-T 40,8 MW
		31-12-2030	Totaal vermogen uitgebreid 61,2 MW
	Nationaal totaal	31-12-2025	Totaal vermogen NL: 1,1 GW (1 ^e eis)
		31-12-2027	Totaal vermogen NL: 1,5 GW (1 ^e eis) , 0,6 GW (2 ^e eis)
		31-12-2030	Totaal vermogen NL: 2,7 GW (1 ^e eis), 0,9 GW (2 ^e eis)
		31-12-2035	Totaal vermogen NL: 4,6 GW (1 ^e eis) , 1,8 GW (2 ^e eis)

* stations staan in principe aan beide zijden van de weg, we ronden aantal laadstations naar boven af.

De kosten (Capex en Opex) van laadpalen met een vermogen, waarvoor Buck Consultants⁷² geen kosten heeft genoemd, is bepaald door inter- en extrapolatie van de cijfers voor laadpalen met een vermogen waarvoor de kosten wel genoemd zijn: 50 kW, 150 kW en 350 kW, zie Figuur 37.



Figuur 37: Capex en Opex snelladers als functie van vermogen

Voor een 100 kW, 300 kW en 800 kW lader zijn de door inter- en extrapolatie geschatte kosten te vinden in Tabel 37.

Tabel 37: Geschatte investerings- en operationele kosten laadpalen per jaar op basis van inter- en extrapolatie

	100 kW	300 kW	800 kW
CAPEX, Eenmalig	€ 55.325	€ 155.625	€ 406.375
OPEX, Jaarlijks	€ 5.195	€ 13.995	€ 35.995

⁷² (Buck Consultants International, april 2021)

Tabel 38: berekening gemiddelde verkoopmarge reguliere laders LDV (voor energieprijzen, belasting en ODE zie Tabel 34)

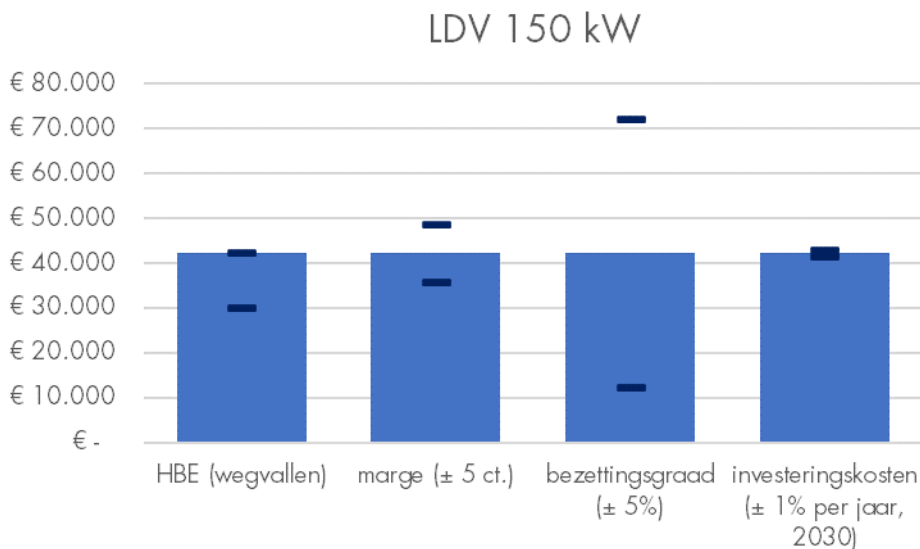
Reguliere lader LDV							
vermogen	kW	11					
bezettingsgraad	%	10%					
gem. verkoop per lader per jaar	kWh	9.636					
	gemiddeld	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inkoopprijs	€ 0,075	€ 0,070	€ 0,070	€ 0,070	€ 0,080	€ 0,080	€ 0,080
gem. energiebelasting en ODE	€ 0,110	€ 0,114	€ 0,107	€ 0,107	€ 0,108	€ 0,110	€ 0,111
jaarlijkse belasting en ODE		€ 1.103	€ 1.035	€ 1.030	€ 1.037	€ 1.057	€ 1.070
verkoopprijs	€ 0,315	€ 0,290	€ 0,300	€ 0,310	€ 0,320	€ 0,330	€ 0,340
verkoopmarge	€ 0,130	€ 0,106	€ 0,123	€ 0,133	€ 0,132	€ 0,140	€ 0,149

Tabel 39: berekening gemiddelde verkoopmarge LDV snelladers (voor energieprijzen, belasting en ODE zie Tabel 34)

snellader LDV							
vermogen	kW	150					
bezettingsgraad	%	10%					
gem. verkoop per lader per jaar	kWh	131.400					
	gemiddeld	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inkoopprijs	€ 0,075	€ 0,070	€ 0,070	€ 0,070	€ 0,080	€ 0,080	€ 0,080
gem. energiebelasting en ODE	€ 0,062	€ 0,062	€ 0,061	€ 0,061	€ 0,061	€ 0,062	€ 0,063
jaarlijkse belasting en ODE		€ 8.177	€ 7.972	€ 7.959	€ 7.978	€ 8.147	€ 8.277
verkoopprijs	€ 0,500	€ 0,500	€ 0,500	€ 0,500	€ 0,500	€ 0,500	€ 0,500
verkoopmarge	€ 0,363	€ 0,368	€ 0,369	€ 0,369	€ 0,359	€ 0,358	€ 0,357

Tabel 40: gevoeligheidsanalyse jaarlijks resultaat LDV voor bezettingsgraad en verkoopmarge

	11 kW met HBE's scenario Laag/Midden			11 kW zonder HBE's		
	€ 0,08	€ 0,13	€ 0,18	€ 0,08	€ 0,13	€ 0,18
5%	€ -259	€ -18	€ 222	€ -710	€ -469	€ -229
10%	€ 577	€ 1.059	€ 1.541	€ -325	€ 157	€ 639
15%	€ 1.413	€ 2.136	€ 2.859	€ 61	€ 783	€ 1.506
	11 kW met HBE's Scenario Hoog			11 kW zonder HBE's		
	€ 0,08	€ 0,13	€ 0,18	€ 0,08	€ 0,13	€ 0,18
5%	€ -492	€ -251	€ -10	€ -943	€ -702	€ -461
10%	€ 344	€ 826	€ 1.308	€ -558	€ -76	€ 406
15%	€ 1.181	€ 1.903	€ 2.626	€ -172	€ 551	€ 1.273
	150 kW met HBE's			150 kW zonder HBE's		
	€ 0,31	€ 0,36	€ 0,41	€ 0,31	€ 0,36	€ 0,41
5%	€ 8.902	€ 12.187	€ 15.472	€ 2.753	€ 6.038	€ 9.323
10%	€ 35.616	€ 42.186	€ 48.756	€ 23.317	€ 29.887	€ 36.457
15%	€ 62.330	€ 72.185	€ 82.040	€ 43.881	€ 53.736	€ 63.591
	300 kW met HBE's			300 kW zonder HBE's		
5%	€ 19.509	€ 26.079	€ 32.649	€ 7.210	€ 13.780	€ 20.350
10%	€ 72.936	€ 86.076	€ 99.216	€ 48.338	€ 61.478	€ 74.618
15%	€ 126.364	€ 146.074	€ 165.784	€ 89.467	€ 109.177	€ 128.887
	350 kW met HBE's			350 kW zonder HBE's		
5%	€ 23.045	€ 30.710	€ 38.375	€ 8.696	€ 16.361	€ 24.026
10%	€ 85.377	€ 100.707	€ 116.037	€ 56.679	€ 72.009	€ 87.339
15%	€ 147.708	€ 170.703	€ 193.698	€ 104.662	€ 127.657	€ 150.652



Figuur 38: visualisatie gevoeligheid jaarlijks resultaat van 150 kW lader voor LDV

BIJLAGE: HEAVY DUTY VEHICLES

In het lage scenario zorgt de formulering van de afstandseis ervoor dat er extra aannames nodig zijn voor de berekening, zie Kader 2.

Kader 2: toelichting percentage van lengte eis scenario laag

De berekening van het percentage van de wegsegmenten die voldoen, dient volgens de AFIR-documentatie als volgt te gebeuren:

a) voor de berekening van de noemer: de totale lengte van het TEN-T-netwerk op het grondgebied van de lidstaat;

b) voor de berekening van de teller: de gecumuleerde lengte van de secties van het TEN-T-netwerk tussen twee openbaar toegankelijke oplaadpools die bestemd zijn voor zware voertuigen; gedeeltes van het TEN-T-netwerk tussen twee oplaadpools die meer dan 120 km van elkaar verwijderd zijn, worden bij de berekening van de teller niet in aanmerking genomen.

Stel het kernnetwerk is 600 km (2 richtingen). Met een eis van elke 60 km per richting een laadstation betekent dat er 10 stations per richting nodig zijn.



Voor een 15% dekking zoals geformuleerd in het lage scenario als eis voor 2025, zou men verwachten dat $600 \text{ km} / 60 * 15\% =$ meer dan 1,5, dus 2 laadstations per richting nodig zijn.

Het percentage dat meetelt is echter afhankelijk van de afstand tussen deze 2 laadstations onderling.



Berekening: teller: 0 (want meer dan 120 km), noemer 600 km = 0%



Berekening: teller: 60, noemer 600 km = 10%



Berekening: teller: 120, noemer 600 km = 20%

Tabel 41: overzicht scenario's HDV

HDV	Locatie	Tijdstip	Max afstand tussen stations	Minimaal vermogen	Minimale beschikbare capaciteit laadpaal
Scenario Laag (Raadsakkoord mei)	Kern + uitgebreid	31-12-2025	120 km, $\geq 15\%$ netwerk voldoet	1400 kW / locatie	$\geq 1 \times \geq 350$ kW
	Kern	31-12-2027	120 km $\geq 40\%$ netwerk voldoet	2800 kW / locatie	$\geq 2 \times \geq 350$ kW
	Uitgebreid	31-12-2027	120 km $\geq 40\%$ netwerk voldoet	1400 kW / locatie	$\geq 1 \times \geq 350$ kW
	Kern	31-12-2030	60 km ⁷³	3500 kW / locatie	$\geq 2 \times \geq 350$ kW
	Uitgebreid	31-12-2030	100 km ⁷³	1400 kW / locatie	$\geq 1 \times \geq 350$ kW
	Beveiligde truckparkings	31-12-2030		100 kW / locatie	$\geq 1 \times \geq 100$ kW
	Stedelijke knooppunten	31-12-2025		600 kW / locatie	≥ 150 kW
	Stedelijke knooppunten	31-12-2030		1200 kW / locatie	≥ 150 kW
Scenario Midden (voorstel Europese Commissie juli 2021)	Kern	31-12-2025	60 km ⁷⁴	1400 kW / locatie	$\geq 1 \times \geq 350$ kW
	Kern	31-12-2030	60 km ⁷⁵	3500 kW / locatie	$\geq 2 \times \geq 350$ kW
	Uitgebreid	31-12-2030	100 km ⁷⁵	1400 kW / locatie	$\geq 1 \times \geq 350$ kW
	Uitgebreid	31-12-2035	100 km ⁷⁵	3500 kW / locatie	$\geq 2 \times \geq 350$ kW
	Beveiligde truckparkings	31-12-2030		100 kW / locatie	$\geq 1 \times \geq 100$ kW
	Stedelijke knooppunten	31-12-2025		600 kW / locatie	≥ 150 kW
	Stedelijke knooppunten	31-12-2030		1200 kW / locatie	≥ 150 kW
Scenario Hoog 7-9-22	Kern	31-12-2025	60 km ⁷⁵	2000 kW / locatie	$\geq 2 \times \geq 800$ kW
	Kern	31-12-2030	60 km ⁷⁵	5000 kW / locatie	$\geq 4 \times \geq 800$ kW
	Uitgebreid	31-12-2030	100 km ⁷⁵	2000 kW / locatie	$\geq 1 \times \geq 800$ kW
	Uitgebreid	31-12-2035	100 km ⁷⁵	5000 kW / locatie	$\geq 2 \times \geq 800$ kW
	Beveiligde truckparkings	31-12-2027		200 kW / locatie	$\geq 2 \times \geq 100$ kW, geschikt voor smart en bi-directioneel laden
	Beveiligde truckparkings	31-12-2030		400 kW / locatie	$\geq 4 \times \geq 100$ kW, geschikt voor smart en bi-directioneel laden
	Stedelijke knooppunten	31-12-2025		1400 kW / locatie	≥ 350 kW
	Stedelijke knooppunten	31-12-2030		3500 kW / locatie	≥ 350 kW

Tabel 42: overzicht doorvertaling eisen per scenario's HDV elektrisch

	Tijdstip	Eis aantal stations	Eis vermogen
Scenario Laag (Raadsakkoord mei)	31-12-2025	7 stations netwerk (15%*4061 km/120 km + 1 = 6,08) 26 stations stedelijke knooppunten	9,8 MW langs netwerk 15,6 MW knooppunten
	31-12-2027	6 stations kernnetwerk (40%*1457 km/120 km + 1= 5,86) 10 stations uitgebreide netwerk (40%*2604 km/120 km + 1= 9,68) 26 stations stedelijke knooppunten	16,8 MW langs kernnetwerk 14,0 MW langs uitgebreide netwerk 15,6 MW knooppunten
	31-12-2030	25 stations kernnetwerk (1457 km/60 km = 24,3) 26 stations uitgebreide netwerk (2604 km/100 km = 26,0) 26 stations stedelijke knooppunten 44 stations op truckparkings	87,5 MW langs kernnetwerk 36,4 MW langs uitgebreide netwerk 31,2 MW knooppunten 4,4 MW truckparkings
Scenario Mid-den (voorstel Europese Commissie juli 2021)	31-12-2025	25 stations kernnetwerk (1457 km/60 km = 24,3) 26 stations stedelijke knooppunten	35,0 MW langs netwerk 15,6 MW knooppunten
	31-12-2030	25 stations kernnetwerk (1457 km/60 km = 24,3) 26 stations uitgebreide netwerk (2604 km/100 km = 26,0) 26 stations stedelijke knooppunten 44 stations op truckparkings	87,5 MW langs kernnetwerk 36,4 MW langs uitgebreide netwerk 31,2 MW knooppunten 4,4 MW truckparkings
	31-12-2035	25 stations kernnetwerk (1457 km/60 km = 24,3) 26 stations uitgebreide netwerk (2604 km/100 km = 26,0) 26 stations stedelijke knooppunten 44 stations op truckparkings	87,5 MW langs kernnetwerk 91,0 MW langs uitgebreide netwerk 31,2 MW knooppunten 4,4 MW truckparkings
Scenario Hoog (voorstel Europees Parlement 7 september)	31-12-2025	25 stations kernnetwerk (1457 km/60 km = 24,3) 26 stations stedelijke knooppunten	50,0 MW langs netwerk 36,4 MW knooppunten
	31-12-2027	25 stations kernnetwerk (1457 km/60 km = 24,3) 26 stations stedelijke knooppunten 44 stations op truckparkings	50,0 MW langs kernnetwerk 36,4 MW knooppunten 4,4 MW truckparkings
	31-12-2030	25 stations kernnetwerk (1457 km/60 km = 24,3) 26 stations uitgebreide netwerk (2604 km/100 km = 26,0) 26 stations stedelijke knooppunten 44 stations op truckparkings	125 MW langs kernnetwerk 54 MW langs uitgebreide netwerk 91 MW knooppunten 17,6 MW truckparkings
	31-12-2035	25 stations kernnetwerk (1457 km/60 km = 24,3) 26 stations uitgebreide netwerk (2604 km/100 km = 26,0) 26 stations stedelijke knooppunten 44 stations op truckparkings	125 MW langs kernnetwerk 130 MW langs uitgebreide netwerk 91 MW knooppunten 17,6 MW truckparkings

⁷³ Maximale afstand van afrit 3 km.

⁷⁴ Maximale afstand van afrit 1,5 km.

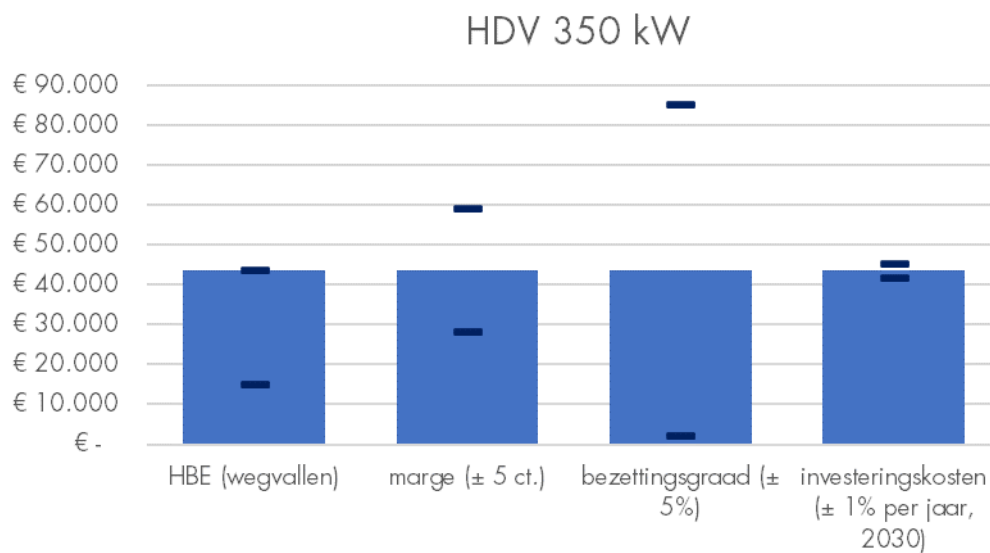
⁷⁵ Maximale afstand van afrit 1,5 km.

Tabel 43: berekening gemiddelde verkoopmarge HDV snelladers(voor energieprijzen, belasting en ODE zie Tabel 34)

snellader HDV							
vermogen	kW	350					
bezettingsgraad	%	10%					
gem. verkoop per lader per jaar	kWh	306.600					
	gemiddeld	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inkoopprijs	€ 0,075	€ 0,070	€ 0,070	€ 0,070	€ 0,080	€ 0,080	€ 0,080
gem. energiebelasting en ODE	€ 0,048	€ 0,048	€ 0,048	€ 0,048	€ 0,048	€ 0,048	€ 0,048
jaarlijkse belasting en ODE		€ 14.598	€ 14.598	€ 14.598	€ 14.598	€ 14.598	€ 14.598
verkoopprijs	€ 0,300	€ 0,300	€ 0,300	€ 0,300	€ 0,300	€ 0,300	€ 0,300
verkoopmarge	€ 0,177	€ 0,182	€ 0,182	€ 0,182	€ 0,172	€ 0,172	€ 0,172

Tabel 44: gevoeligheidsanalyse jaarlijks resultaat HDV-laadpalen zonder netverzwaring voor bezettingsgraad en verkoopmarge

	€ 0,13	€ 0,18	€ 0,23	€ 0,13	€ 0,18	€ 0,23
	100 kW met HBE's			100 kW zonder HBE's		
5,0%	-€ 2.780	-€ 590	€ 1.600	-€ 6.880	-€ 4.690	-€ 2.500
7,5%	€ 2.051	€ 5.336	€ 8.621	-€ 4.098	-€ 813	€ 2.472
10,0%	€ 6.882	€ 11.262	€ 15.642	-€ 1.317	€ 3.063	€ 7.443
	150 kW met HBE's			150 kW zonder HBE's		
5,0%	-€ 3.318	-€ 33	€ 3.252	-€ 9.467	-€ 6.182	-€ 2.897
7,5%	€ 3.929	€ 8.856	€ 13.784	-€ 5.295	-€ 368	€ 4.560
10,0%	€ 11.176	€ 17.746	€ 24.316	-€ 1.123	€ 5.447	€ 12.017
	350 kW met HBE's			350 kW zonder HBE's		
5,0%	-€ 5.469	€ 2.196	€ 9.861	-€ 19.818	-€ 12.153	-€ 4.488
7,5%	€ 11.440	€ 22.938	€ 34.435	-€ 10.083	€ 1.414	€ 12.912
10,0%	€ 28.349	€ 43.679	€ 59.009	-€ 349	€ 14.981	€ 30.311
	800 kW met HBE's			800 kW zonder HBE's		
5,0%	-€ 10.309	€ 7.211	€ 24.731	-€ 43.107	-€ 25.587	-€ 8.067
7,5%	€ 28.340	€ 54.620	€ 80.900	-€ 20.856	€ 5.424	€ 31.704
10,0%	€ 66.989	€ 102.029	€ 137.069	€ 1.394	€ 36.434	€ 71.474



Figuur 39: visualisatie gevoeligheid jaarlijks resultaat van 350 kW lader voor HDV excl. netverzwaring

Tabel 45: gevoeligheidsanalyse jaarlijks resultaat HDV-stations incl. netverzwaring voor HBE's en verkoopmarge bij 10% bezettingsgraad

vermogen	Opbouw	Saldo laadstation per jaar					
		met HBE's excl. net- verzwa- ring	zonder HBE's excl. net- verzwa- ring	met HBE's incl. net- verzwa- ring	zonder HBE's incl. netverzwaring		
					17,7 ct.	12,7 ct.	22,7 ct.
100 kW	1 x 100	€ 11.262	€ 3.063	€ -16.541	€ -24.740	€ -29.120	€ -20.360
200 kW	2 x 100	€ 22.525	€ 6.126	€ -5.279	€ -21.677	€ -30.437	€ -12.917
400 kW	4 x 100	€ 45.049	€ 12.252	€ 14.592	€ -18.205	€ -35.725	€ -685
600 kW	4 x 150	€ 70.983	€ 21.787	€ -3.581	€ -52.777	€ -79.057	€ -26.497
1200 kW	8 x 150	€ 141.966	€ 43.573	€ 28.857	€ -69.536	€ -122.096	€ -16.976
1400 kW	4 x 350	€ 174.716	€ 59.925	€ 61.607	€ -53.184	€ -114.504	€ 8.136
2000 kW	1 x 100 + 2 x 150 + 2 x 800	€ 250.812	€ 86.825	€ 137.703	€ -26.284	€ -113.884	€ 61.316
2800 kW	8 x 350	€ 349.432	€ 119.850	€ 236.323	€ 6.741	€ -115.899	€ 129.381
3500 kW	10 x 350	€ 436.790	€ 149.813	€ 304.092	€ 17.115	€ -136.185	€ 170.415
5000 kW	1 x 100 + 2 x 150 + 4 x 350 + 4 x 800	€ 629.586	€ 219.618	€ 496.888	€ 86.920	€ -132.080	€ 305.920

Tabel 46: gevoeligheidsanalyse jaarlijks resultaat HDV-stations incl. netverzwaring voor HBE's en verkoopmarge bij 7,5% bezettingsgraad

vermogen	Opbouw	Saldo laadstation per jaar					
		met HBE's excl. net- verzwa- ring	zonder HBE's excl. net- verzwa- ring	met HBE's incl. net- verzwa- ring	zonder HBE's incl. netverzwaring		
					17,7 ct.	12,7 ct.	22,7 ct.
100 kW	1 x 100	€ 5.336	€ -813	€ -22.467	€ -28.617	€ -31.902	€ -25.332
200 kW	2 x 100	€ 10.672	€ -1.627	€ -17.131	€ -29.430	€ -36.000	€ -22.860
400 kW	4 x 100	€ 21.345	€ -3.253	€ -9.112	€ -33.710	€ -46.850	€ -20.570
600 kW	4 x 150	€ 35.426	€ -1.471	€ -39.138	€ -76.035	€ -95.745	€ -56.325
1200 kW	8 x 150	€ 70.852	€ -2.942	€ -42.257	€ -116.051	€ -155.471	€ -76.631
1400 kW	4 x 350	€ 91.750	€ 5.657	€ -21.359	€ -107.452	€ -153.442	€ -61.462
2000 kW	1 x 100 + 2 x 150 + 2 x 800	€ 132.289	€ 9.299	€ 19.180	€ -103.810	€ -169.510	€ -38.110
2800 kW	8 x 350	€ 183.500	€ 11.314	€ 70.391	€ -101.795	€ -193.775	€ -9.815
3500 kW	10 x 350	€ 229.375	€ 14.142	€ 96.678	€ -118.556	€ -233.531	€ -3.581
5000 kW	1 x 100 + 2 x 150 + 4 x 350 + 4 x 800	€ 333.279	€ 25.803	€ 200.581	€ -106.895	€ -271.145	€ 57.355

Tabel 47: gevoeligheidsanalyse jaarlijks resultaat HDV-stations incl. netverzwaring voor HBE's en verkoopmarge bij 5% bezettingsgraad

vermogen	Opbouw	Saldo laadstation per jaar					
		met HBE's excl. net- verzwa- ring	zonder HBE's excl. net- verzwa- ring	met HBE's incl. net- verzwa- ring	zonder HBE's incl. netverzwaring		
					17,7 ct.	12,7 ct.	22,7 ct.
100 kW	1 x 100	€ -590	€ -4.690	€ -28.393	€ -32.493	€ -34.683	€ -30.303
200 kW	2 x 100	€ -1.180	€ -9.379	€ -28.983	€ -37.183	€ -41.563	€ -32.803
400 kW	4 x 100	€ -2.360	€ -18.758	€ -32.817	€ -49.216	€ -57.976	€ -40.456
600 kW	4 x 150	€ -131	€ -24.729	€ -74.694	€ -99.292	€ -112.432	€ -86.152
1200 kW	8 x 150	€ -262	€ -49.458	€ -113.371	€ -162.567	€ -188.847	€ -136.287
1400 kW	4 x 350	€ 8.784	€ -48.611	€ -104.325	€ -161.720	€ -192.380	€ -131.060
2000 kW	1 x 100 + 2 x 150 + 2 x 800	€ 13.766	€ -68.227	€ -99.343	€ -181.336	€ -225.136	€ -137.536
2800 kW	8 x 350	€ 17.568	€ -97.223	€ -95.541	€ -210.332	€ -271.652	€ -149.012
3500 kW	10 x 350	€ 21.960	€ -121.528	€ -110.737	€ -254.226	€ -330.876	€ -177.576
5000 kW	1 x 100 + 2 x 150 + 4 x 350 + 4 x 800	€ 333.279	€ 25.803	€ 200.581	€ -300.710	€ -410.210	€ -191.210

BIJLAGE: WATERSTOF

Tabel 48: overzicht scenario's waterstof

Waterstof	Locatie	Ingangsdatum	Maximale afstand	Minimale beschikbare faciliteit
Scenario Laag (Raadsakkoord mei)	TEN-T kern netwerk	31-12-2030	1 station / 200 km ⁷⁶	1x700 bar
Scenario Midden (voorstel Europese Commissie juli 2021)	TEN-T kern + uitgebreid netwerk	31-12-2030	1 station / 150 km	1x700 bar, & ≥ 2 ton / dag
	TEN-T kern + uitgebreid netwerk	31-12-2030	1 station / 450 km	Vloeibare waterstof
	Stedelijke knooppunten	31-12-2030	1 station / locatie	-
Scenario Hoog (voorstel Europees Parlement 7 september)	TEN-T kern + uitgebreid netwerk	31-12-2027	1 station / 100 km ⁷⁷	≥ 2 ton / dag & 1x700 bar
	TEN-T kern + uitgebreid netwerk	31-12-2027	1 station / 400 km ⁷⁷	Vloeibare waterstof
	Stedelijke knooppunten	31-12-2027	1 station / locatie	-

Tabel 49: doorvertaling eisen naar aantal tankstations per scenario's waterstof

Waterstof	Locatie	Tijdstip	Eis*
Scenario Laag (Raadsakkoord mei)	TEN-T kern netwerk	31-12-2030	4 stations (1457 km/200 km/2 = 3,6)
Scenario Midden (voorstel Europese Commissie juli 2021)	TEN-T kern netwerk	31-12-2030	5 stations (1457 km/150 km/2 = 4,9) 26 in stedelijke knooppunten,
	TEN-T uitgebreid netwerk	31-12-2035	9 stations (2604 km/150 km/2 = 8,7)
Scenario Hoog (voorstel Europees Parlement 7 september)	TEN-T kern + uitgebreid netwerk	31-12-2027	21 stations (4061 km/100 km/2 = 20,3), 26 in stedelijke knooppunten 6 vloeibare waterstof (4061 km/400 km/2 = 5,1)

* stations mogen beide zijden weg bedienen, we ronden aantal naar boven af.

⁷⁶ Maximale afstand van afrit 10 km.

⁷⁷ Maximale afstand van afrit 1,5 km.

Tabel 50: waterstoftankstations (H₂-platform & TNO & AFIF selected projects & (EVconsult, januari 2022)

Operator	Locatie	Netwerk	Snelweg
Operationeel per oktober 2022			
1. Shell	Galwin 6, Amsterdam	nee	A5
2. Total Energies	Minervum 7000, Breda	Kern	A16
3. Shell	Den Ruygenhoek Rijksweg A4 Oostzijde, Hoofddorp	Kern	A4
4. Air Liquide	Groene Kruisweg 397, Rhon	Kern	A15
5. Total Energies	Westvoortsedijk 71C, Arnhem	Uitgebreid	A12
6. Orangegas- Kerkhof	Binckhorstlaan 100, Den Haag	Uitgebreid	A12
7. Holthausen Westpoort	Bornholmstraat 35, Groningen	Uitgebreid	N7
8. Hysolar/Greenpoint	Morsebaan 1, Nieuwegein	Uitgebreid + kern	A27 (4 km om), A2 (10 km om)
9. Green Planet	Afslag 28, Bultinge 2, Pesse	Uitgebreid	A28
10. OrangeGas	Australiëhavenweg 116, Amsterdam-West	Nee	A5
11. Kuster H2 Energy	Braamtseweg 12, Doetinchem	Nee	A18
12. Total Energies	De Run 4232, Veldhoven	Uitgebreid/ Kern	A2/A67 (4 km om)
In realisatie per oktober 2022			
13. Bosch Beton	Grote Bosweg 1, Barneveld	Kern	A1
14. Air Products	Boyneweg A15 Chemiehaven, Botlek - Rotterdam	Kern	A15
15. Greenpoint/ Van Twist	Laan der VN, Dordrecht	Kern	A16
16. H2Points	Aanwas 4, Roosendaal	Kern/Uitgebreid	A17/A58
17. GP Groot /NXT	Diamantweg 32, Alkmaar	Nee	A9
18. Fountain Fuel	Rotonde Windturbine-Wiekenweg, Amersfoort	Uitgebreid/ Kern	A28 /A1
19. Total Energies	Capelseweg 399, Capelle a/d IJssel	Uitgebreid	A20
20. Shell	Phileas Foggstraat 45, Emmen	Uitgebreid	3-4 km van A37
21. Total Energies	De Heldinnenlaan 4, Utrecht	Uitgebreid	A2
22. Holthausen H2Was-tecollect	vlak bij Australiëhaven, Amsterdam-West	Nee	A5
23. Total	nog niet bekend, Anna-Paulowna	Nee	A7
24. Shell	Lozerlaan 1555 (De Uithof), Den Haag	Nee	Te ver van A4
25. Greenpoint	Tonisseweg 35, Oude Tonge	Nee	N59
Plannen per oktober 2022			
26. Total Energies	Airportbaan 25, Rotterdam	Kern	A13
27. Fountain Fuel	niet bekend, Nijmegen	Kern?	A15
28. Fountain Fuel	R'dam airport, Rotterdam	Kern en uitgebreid?	A13, A16, A15, A20?
29. Greenpoint (CEF)	Florapark 1, Asten	Kern	A67
30. Greenpoint (CEF)	Bonnetstraat 43, Ede	Uitgebreid	A12
31. OrangeGas	Lage Weide, Utrecht	Uitgebreid	A2
32. Shell	niet bekend, Nieuwegein	Kern en uitgebreid	A2, A27, A12
33. Greenpoint/van Kessel	niet bekend, Tegelen	Kern en uitgebreid	A67, A73
34. Greenpoint/van Kessel	niet bekend, Bleiswijk	uitgebreid	A12
35. Greenpoint/van Kessel	niet bekend, Veghel	uitgebreid	A50
36. AVIA	niet bekend, Tilburg	uitgebreid?	A58?
37. DCB Energy	Dordrecht Kil/entrée Distripark, Dordrecht	kern	A16

Daarnaast is een station in Delfzijl van Total Energies. Hier is alleen 350 bar beschikbaar. In Assen kan ook bij een 700 bar *slow fill* vulpunt van OrangeGas getankt worden. Dit betreft een

situatie waar de vultijd langer dan gebruikelijk is. Omdat deze tankpunten niet gericht zijn op zwaar vervoer nemen we deze vulpunten niet mee in de referentie.

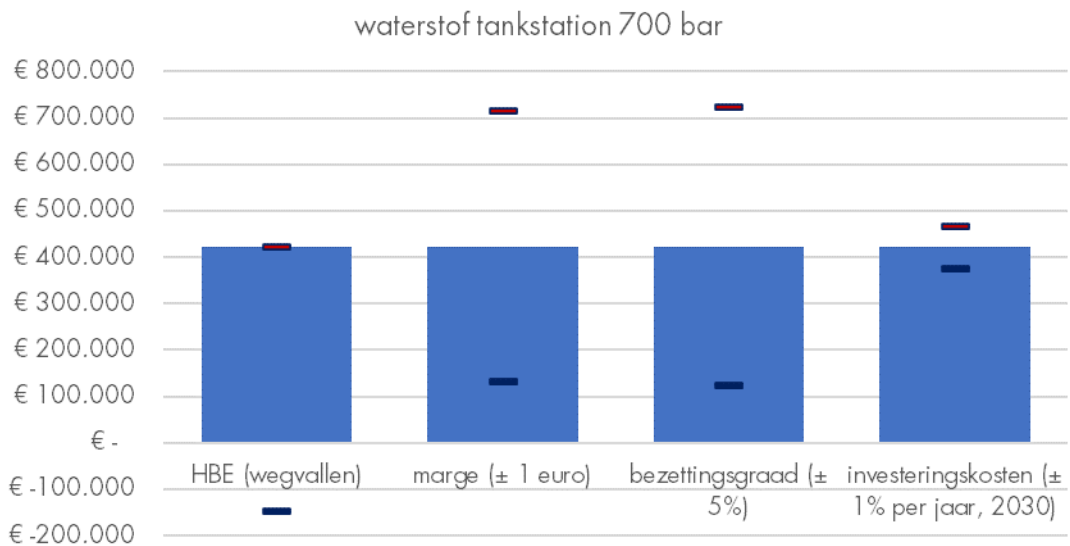
Tabel 51: kosten kentallen gebaseerd op (Carbon clean-up CCU, april 2022)⁷⁸, (Ricardo, november 2021) en Ekinetix

	Capaciteit 250 kg per dag 700 bar	Capaciteit 710.000 kg/jaar (2000 kg per dag) 700 bar	Capaciteit 710.000 kg/jaar (2000 kg per dag) Vloeibaar+700 bar	Toelichting
CAPEX				
Eenmalige investering 700 bar station	€ 1.793.000, afschrijving 15 jaar.	€ 6.001.000, afschrijving 15 jaar.	€ 2 miljoen meerkosten, € 8 miljoen totaal (w.o. druktank opslag, en gasbuffers voor levering waterstof onder druk), afschrijving 15 jaar.	Civiele kosten, nutsvoorziening, station, commissioning en 10% post onvoorzien. Aanname vloeibaar afkomstig van impact assessment AFIR voorstel (Ricardo, november 2021). Dit is volgens expert een hoge inschatting i.c.m. reguliere kosten voor 700 bar.
Eenmalige kosten	€ 65.000	€ 170.000	€ 170.000	Project management, vergunning etc.
OPEX				
Opslag	2 trailers (a 1000 kg) worden dedicated voor station ingezet.	3 trailers (a 1000 kg) worden dedicated voor station ingezet.	Trailers zijn niet meer nodig. Voorraad waterstof wordt vloeibaar opgeslagen in druktank en deels in gasbuffers.	Trailers kosten € 18.000 per jaar
Bevoorrading	75 km afstand € 3,00 per km per trailer á 1000 kg (druk).	75 km afstand € 2,50 per km per trailer á 1000 kg (druk).	Per rit wordt 3000-4000 kg vloeibare waterstof geleverd.	Aannames vloeibaar in overleg met Ekinetix.
Onderhoud	€ 25.000 per jaar	€ 100.000 - € 200.000 per jaar	€ 100.000 - € 200.000 per jaar + 4% meerkosten vloeibaar	Service, reserve onderdelen, herkeuringen, onderhoud (gepland en ongepland). Onderhoudskosten TEN-T station in overleg met Ekinetix verhoogd. Aanname vloeibaar volgens impact assessment AFIR voorstel (Ricardo, november 2021)
Elektriciteit	€ 0,29 ct. per kg waterstof excl. elektriciteit voor elektrolyse	€ 0,29 ct. per kg waterstof excl. elektriciteit voor elektrolyse	Gelijk verondersteld aan regulier tankstation bij ontbreken detailinformatie	CCU hanteert een elektriciteitsprijs van 0,0976 euro/kWh.

⁷⁸ Deze cijfers zijn gereviewed (TNO, april 2022). De kostprijs van de tubetrailers is volgens review aan lage kant. Mogelijk is de waarde voor het lichte tankstation opgehoogd.

Tabel 52: gevoeligheidsanalyse jaarlijks resultaat waterstof tankpunt afhankelijk van bezettingsgraad en verkoopmarge op waterstof

marge	€ 3,00	€ 5,00	€ 7,00	€ 3,00	€ 5,00	€ 7,00	
bezettings- graad	Stedelijk knooppunt	met HBE's			Stedelijk knooppunt	zonder HBE's	
	15%	€ -149.984	€ -122.609	€ -95.234	€ -203.365	€ -175.990	€ -148.615
	20%	€ -121.892	€ -85.392	€ -48.892	€ -193.067	€ -156.567	€ -120.067
	25%	€ -93.800	€ -48.175	€ -2.550	€ -182.768	€ -137.143	€ -91.518
	TEN-T 700 bar	met HBE's			TEN-T 700 bar	zonder HBE's	
15%	€ -96.435	€ 122.565	€ 341.565	€ -523.485	€ -304.485	€ -85.485	
20%	€ 131.041	€ 423.041	€ 715.041	€ -438.359	€ -146.359	€ 145.641	
25%	€ 358.516	€ 723.516	€ 1.088.516	€ -353.234	€ 11.766	€ 376.766	
	vloeibaar	met HBE's			vloeibaar	zonder HBE's	
15%	€ -279.332	€ -60.332	€ 158.668	€ -706.382	€ -487.382	€ -268.382	
20%	€ -42.080	€ 249.920	€ 541.920	€ -611.480	€ -319.480	€ -27.480	
25%	€ 195.172	€ 560.172	€ 925.172	€ -516.578	€ -151.578	€ 213.422	



Figuur 40: visualisatie gevoeligheid jaarlijks resultaat voor een tankstation dat 700 bar waterstof levert met capaciteit van 2000 kg per dag

BIJLAGE: WALSTROOM

Tabel 53 binnenvaarthavens TEN-T (bron : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R1315>)

Stad	Netwerk	Categorie	Walstroom
1. Alblasterdam	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
2. Almelo	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja
3. Almere	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
4. Alphen aan den Rijn	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
5. Amsterdam	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja
6. Arnhem	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
7. Bergen op Zoom	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja
8. Born, NL	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
9. Cuijk	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
10. Den Bosch	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
11. Deventer	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja
12. Dordrecht	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
13. Eemshaven	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
14. Enschede	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
15. Geertruidenberg	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
16. Gennep	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
17. Gorinchem	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
18. Gouda	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
19. Grave, NL	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
20. Groningen	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
21. Hengelo	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja
22. Kampen	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
23. Lelystad	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
24. Lemsterland	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
25. Lochem	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
26. Maasbracht	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
27. Maasdriel	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
28. Maassluis	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
29. Maastricht	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
30. Meppel	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
31. Moerdijk	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja
32. Nijmegen	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja

Stad	Netwerk	Categorie	Walstroomb
33. Oosterhout	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
34. Oss	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
35. Reimerswaal	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
36. Ridderkerk	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
37. Roermond	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
38. Rotterdam	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja
39. Sneek	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
40. Stein	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
41. Terneuzen	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja
42. Tiel	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
43. Tilburg	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
44. Utrecht	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja
45. Veghel	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
46. Venlo	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
47. Vlissingen	Kernnetwerk	Binnenvaarthaven	ja? ⁷⁹
48. Wageningen	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
49. Wanssum	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
50. Zaandam	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
51. Zaltbommel	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
52. Zevenaar	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
53. Zuidhoorn	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	nee
54. Zwijndrecht	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja
55. Zwolle	Uitgebreid netwerk	Binnenvaarthaven	ja

⁷⁹ [Walstroomb](#) website toont walstroomb in Vlissingen

Tabel 54: zeehavens TEN-T (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R1315>)

Stad	Netwerk	Categorie	Walstroom
Amsterdam	Kernnetwerk	Zeehavens	nee
Beverwijk	Uitgebreid netwerk	Zeehavens	nee
Delfzijl	Uitgebreid netwerk	Zeehavens	nee
Den Helder	Uitgebreid netwerk	Zeehavens	nee
Dordrecht	Uitgebreid netwerk	Zeehavens	nee
Eemshaven	Uitgebreid netwerk	Zeehavens	ja (veerboot naar Borkum)
Harlingen, NL	Uitgebreid netwerk	Zeehavens	ja
Moerdijk	Kernnetwerk	Zeehavens	nee
Rotterdam	Kernnetwerk	Zeehavens	ja (veerboot naar Harwich)
Terneuzen	Kernnetwerk	Zeehavens	nee
Vlissingen	Kernnetwerk	Zeehavens	nee
Velzen	Uitgebreid netwerk	Zeehavens	nee
Vlaardingen	Uitgebreid netwerk	Zeehavens	nee

Tabel 55: overzicht scenario's walstroom

Walstroom	Locatie	Ingangsdatum	Eis
Scenario Laag Raadsakkoord mei	TEN-T zeehavens (kern + uitgebreid) met aantal bezoeken containerschepen > 5000 ton > 100/jaar	1-1-2030	90% van de behoefte van de scheepsbezoeken walstroom
	TEN-T zeehavens met aantal bezoeken RoRo & high speed pax > 5000 tonnen > 40/jaar	1-1-2030	90% van de behoefte van de scheepsbezoeken walstroom
	TEN-T zeehavens met aantal bezoeken andere passagiersschepen (cruise) > 5000 tonnen > 25/jaar	1-1-2030	90% van de behoefte van de scheepsbezoeken walstroom
	Kernnet binnenvaart	1-1-2025	1 laadpunt / haven
	Uitgebreid binnenvaart	1-1-2030	1 laadpunt / haven
Scenario Midden (voorstel Europese Commissie juli 2021)	TEN-T zeehavens (kern + uitgebreid) met aantal bezoeken containerschepen > 5000 ton > 50/jaar	1-1-2030	90% van de behoefte van de scheepsbezoeken walstroom
	TEN-T zeehavens met aantal bezoeken RoRo & high speed pax > 5000 tonnen > 40/jaar	1-1-2030	90% van de behoefte van de scheepsbezoeken walstroom
	TEN-T zeehavens met aantal bezoeken andere passagiersschepen (cruise) > 5000 tonnen > 25/jaar	1-1-2030	90% van de behoefte van de scheepsbezoeken walstroom
	Kernnet binnenvaart	1-1-2025	1 laadpunt per haven
	Uitgebreid binnenvaart	1-1-2030	1 laadpunt per haven
Scenario Hoog (voorstel Europees Parlement, 7 september)	TEN-T zeehavens (kern + uitgebreid) met aantal bezoeken containerschepen > 5000 tonnen > 50/jaar	1-1-2030	90% van de behoefte van de scheepsbezoeken walstroom
	TEN-T zeehavens met aantal bezoeken RoRo & high speed pax > 5000 tonnen > 40/jaar	1-1-2030	90% van de behoefte van de scheepsbezoeken walstroom
	TEN-T zeehavens met aantal bezoeken andere passagiersschepen (cruise) > 5000 tonnen > 25/jaar	1-1-2030	90% van de behoefte van de scheepsbezoeken walstroom
	Kernnet binnenvaart	1-1-2025	1 laadpunt / haven
	Uitgebreid binnenvaart	1-1-2030	1 laadpunt / haven

Tabel 56: zeehavens en benodigde walstroomvoorzieningen (bron scheepsbezoeken per jaar (RHDHV, februari 2022))

Haven	Kern	Uitgebreid	Container	RoRo/ high speed Pax	Cruise/andere pax
Amsterdam	v		ja (56 per jaar)	nee	ja (107 per jaar)
Beverwijk		v	nee	nee	nee
Delfzijl		v	nee	nee	nee
Den Helder		v	nee	nee	nee
Dordrecht		v	nee	nee	nee
Eemshaven		v	nee	Nee (veerboot Noorwegen gaat naar Emden)	nee
Harlingen		v	nee	nee	nee
Moerdijk	v		ja (85 per jaar)	nee	nee
Rotterdam	v		ja (5187 per jaar)	ja (1902 per jaar)	ja (67 per jaar)
Terneuzen	v		nee	nee	nee
Vlissingen	v		ja (151 per jaar)	nee	nee
Velzen / Umuiden		v	nee	ja (299 per jaar)	ja (34 per jaar)
Vlaardingen		v	nee	ja meegeteld R'dam	nee

Tabel 57: Benodigd vermogen walstroomaansluitingen containerschepen Rotterdam bron Havenbedrijf, overige havens (CE Delft, februari 2022)

Containerterminals ⁸⁰	Kadelengte (m)	Aansluitvermogen	Aantal aansluitputten	Aansluitingen gelijktijdig te gebruiken	Totale vermogen
Rotterdam - APMT	2000	3,75 MVA	40	8	30 MW
Kramer Maasvlakte	700	1 MVA	3	3	2 MW
Rotterdam - Broekman	700	1 MVA	2	2	2 MW
Rotterdam - ECT DBF Euro-pahaven	2595	3,75 MVA	52	10	36 MW
Rotterdam - ECT Delta/Amazone haven	2630	3,75 MVA	53	10	36 MW
Rotterdam - Euromax	1900	3,75 MVA	38	8	30 MW
Rotterdam - Matrans	1.100	1 MVA	4	4	3 MW
Rotterdam - RST	2350	1 MVA	10	10	8 MW
Rotterdam - RWG	2000	3,75 MVA	40	8	30 MW
Amsterdam - USA ⁸¹	550	1 MW	2	2	2 MW
Moerdijk - CCT ⁸¹	600	1 MW	2	2	2 MW
Vlissingen - Kloosterboer	500	1 MW	2	2	2 MW
Totaal containerterminals			248 (242 in R'dam)	69 (63 in R'dam)	183 MW (177 in R'dam)

⁸⁰ Harlingen is niet opgenomen in berekening vermogen, omdat deze haven volgens RHDHV niet voldoet aan voorwaarden voor een verplichte walstroomaansluiting vanuit de AFIR.

⁸¹ Alleen bij het midden en hoge ambitie scenario.

Tabel 58: Benodigd vermogen walstroomaansluiting voor elke 250 m kade/ligplaats cruiseschepen (CE Delft, februari 2022)

Cruiseterminals	Kadelengte (m)	Vermogensvraag	Aansluitingen	Totale vermogen
Amsterdam	1	10 MW	1	10 MW
Rotterdam	1	10 MW	1	10 MW
Ijmuiden	1	10 MW	1	10 MW
Totaal cruiseterminals			3	30 MW

Tabel 59: Benodigd vermogen walstroomaansluiting voor elke 250 m kade/ligplaats ferryterminals (CE Delft, februari 2022), R'dam CLdN en Vlaardingen DFDS zijn niet meegenomen omdat dit geen passagiersferry's zijn (Havenbedrijf R'dam)

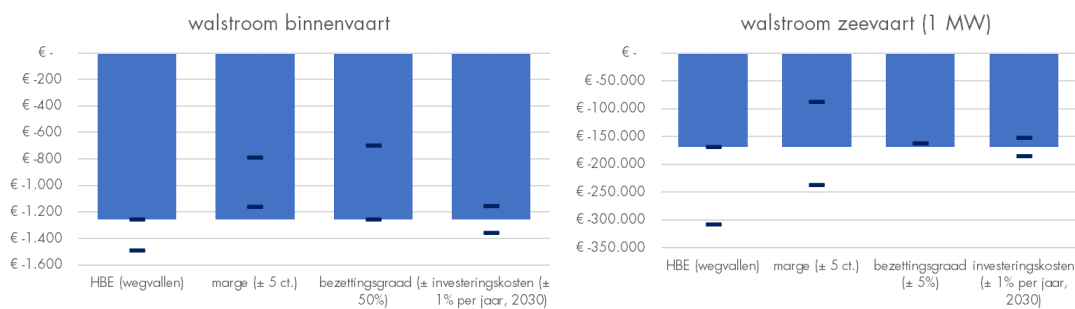
Ferryterminals	Ligplaatsen	Vermogensvraag	Aansluitingen	Totale vermogen
Rotterdam - P&O	2	1 MW	2	2 MW
Rotterdam - Stena line	2	1 MW	2	2 MW
Ijmuiden - DFDS	1	1 MW	1	1 MW
Totaal ferryterminals			5	5 MW

Tabel 60: zeehavens en bestaande walstroomvoorzieningen of initiatieven (samenvatting informatie (RHDHV, februari 2022))

Haven	voorziening	Container	RoRo/ high speed pax	Cruise/andere pax
Amsterdam	Subsidie aangevraagd	2 stuks; 2 MW	-	1 stuk; 10 MW
Moerdijk	Plannen CCT-kade	2 stuks; 2 MW	-	-
Rotterdam (incl. Vlaardingen)	2 aansluiting H. v. Holland	50 stuks; 87 MW (50 MW 2025)	9 stuks; 9 MW (9,5 MW 2025)	1 stuk 10 MW (10 MW 2025)
Vlissingen		2 stuks; 2 MW	-	-
Velzen / Ijmuiden	DFDS subsidie aangevraagd	-	1 aansluiting DFDS; 1 MW	1 aansluiting; 10 MW

Tabel 61: gevoeligheidsanalyse walstroom binnenvaart voor verkoopmarge geleverde elektriciteit en verkoop als functie van huidig gebruik (resultaten in euro per jaar)

resultaat	binnenvaart gemiddeld gebruik walstroom				
	met HBE's	huidig	+50%	+100%	+200%
€ 0,08	€ -1.380	€ -1.163	€ -946	€ -512	€ -78
€ 0,13	€ -1.255	€ -975	€ -696	€ -137	€ 422
€ 0,18	€ -1.130	€ -788	€ -446	€ 238	€ 922
€ 0,23	€ -1.005	€ -600	€ -196	€ 613	€ 1.422
€ 0,33	€ -755	€ -225	€ 304	€ 1.363	€ 2.422
€ 0,43	€ -505	€ 150	€ 804	€ 2.113	€ 3.422
€ 0,53	€ -255	€ 525	€ 1.304	€ 2.863	€ 4.422
€ 0,63	€ -5	€ 900	€ 1.804	€ 3.613	€ 5.422
zonder HBE's	huidig	+50%	+100%	+200%	+300%
€ 0,08	€ -1.614	€ -1.514	€ -1.414	€ -1.214	€ -1.014
€ 0,13	€ -1.489	€ -1.326	€ -1.164	€ -839	€ -514
€ 0,18	€ -1.364	€ -1.139	€ -914	€ -464	€ -14
€ 0,23	€ -1.239	€ -951	€ -664	€ -89	€ 486
€ 0,33	€ -989	€ -576	€ -164	€ 661	€ 1.486
€ 0,43	€ -739	€ -201	€ 336	€ 1.411	€ 2.486
€ 0,53	€ -489	€ 174	€ 836	€ 2.161	€ 3.486
€ 0,63	€ -239	€ 549	€ 1.336	€ 2.911	€ 4.486



Figuur 41: visualisatie gevoeligheid jaarlijks resultaat voor walstroom binnenvaart en 1 MW walstroomaan-sluiting zeehaven (gem. gebruik scenario midden/hoog)

Tabel 62: gevoeligheidsanalyse walstroom zeevaart voor verkoopmarge geleverde elektriciteit (resultaten in mln. euro per jaar)

Marge (kWh)	R'dam container	R'dam ferry/RoRo pax	R'dam cruise	A'dam container	A'dam cruise	North sea container	Moerdijk container	IJmuiden ferry/RoRo pax	IJmuiden cruise
met HBE's	177 MW	2 MW	10 MW	2 MW	10 MW	2 MW	2 MW	1 MW	10 MW
€ 0,08	€ -27,7	€ 0,0	€ 0,1	€ -0,5	€ -1,4	€ -0,1	€ -0,5	€ -0,0	€ -1,7
€ 0,13	€ -19,2	€ 0,2	€ 0,6	€ -0,5	€ -1,2	€ 0,1	€ -0,5	€ 0,1	€ -1,7
€ 0,18	€ -10,8	€ 0,4	€ 1,2	€ -0,5	€ -1,0	€ 0,2	€ -0,4	€ 0,2	€ -1,6
€ 0,23	€ -2,3	€ 0,5	€ 1,8	€ -0,5	€ -0,8	€ 0,4	€ -0,4	€ 0,2	€ -1,5
€ 0,33	€ 6,2	€ 0,7	€ 2,4	€ -0,5	€ -0,7	€ 0,5	€ -0,4	€ 0,3	€ -1,5
€ 0,43	€ 14,6	€ 0,9	€ 3,0	€ -0,5	€ -0,5	€ 0,7	€ -0,3	€ 0,4	€ -1,4
zonder HBE's	177 MW	2 MW	10 MW	2 MW	10 MW	2 MW	2 MW	1 MW	10 MW
€ 0,08	€ -43,5	€ -0,3	€ -1,0	€ -0,6	€ -1,7	€ -0,3	€ -0,5	€ -0,2	€ -1,9
€ 0,13	€ -35,1	€ -0,1	€ -0,5	€ -0,5	€ -1,5	€ -0,2	€ -0,5	€ -0,1	€ -1,8
€ 0,18	€ -26,6	€ 0,0	€ 0,1	€ -0,5	€ -1,3	€ -0,0	€ -0,5	€ 0,0	€ -1,7
€ 0,23	€ -18,1	€ 0,2	€ 0,7	€ -0,5	€ -1,2	€ 0,1	€ -0,4	€ 0,1	€ -1,7
€ 0,33	€ -1,2	€ 0,5	€ 1,9	€ -0,5	€ -0,8	€ 0,4	€ -0,4	€ 0,2	€ -1,5
€ 0,43	€ 15,7	€ 0,9	€ 3,1	€ -0,5	€ -0,5	€ 0,7	€ -0,3	€ 0,4	€ -1,4

BIJLAGE: VINGEROEFENING BEZETTINGSGRAAD PER WEG-DEEL

De standaardanalyse in het hoofdrapport is uitgevoerd voor een veronderstelde gemiddelde bezettingsgraad van de laad- en tankinfrastructuur.

De resulterende onrendabele top is in deze studie bepaald voor een exploitant die een gemiddelde bezettingsgraad realiseert. In werkelijkheid zijn er grote verschillen tussen de bezettingsgraden in dichtbevolkte gebieden en langs grotere vervoersstromen in vergelijking met de bezettingsgraden in dunner bevolkte gebieden en langs kleinere vervoersstromen. Dit betekent dat er exploitanten zullen zijn met een onrendabele top, ook als er gemiddeld (net) geen onrendabele top is. Dit zijn tank- en laadlocaties met een relatief lage bezettingsgraad. Deze zullen alsnog een publieke bijdrage nodig hebben omdat de winst van de laad- en tankstations met een hoger dan gemiddelde bezettingsgraad de onrendabele top van deze exploitanten niet automatisch compenseert. Vooral voor HDV wordt deze spreiding rond de bezettingsgraad verwacht relevant en bepalend te zijn voor de onrendabele top. Dit mede omdat de bezettingsgraad naar verwachting zal variëren tussen de verschillende laadstations: kernnetwerk, uitgebreide netwerk, truckparkings en stedelijke knopen.

Om inzicht te krijgen in het effect van de spreiding op de hoogte van de onrendabele top is een analyse uitgevoerd naar de mogelijke bandbreedte rondom de gemiddelde bezettingsgraad. Deze analyse is als bijlage opgenomen omdat we de vier marktsegmenten zo gelijk mogelijk willen behandelen in het hoofdrapport en omdat het gaat om een indicatieve analyse voor HDV die steelt op veel aannames.

Er zijn twee deelanalyses gedaan:

- We hebben eerst gekeken naar de mogelijke verdeling van de marktvraag tussen de verschillende type laadstations en de resulterende gemiddelde bezettingsgraad per type laadstation en per scenario en jaar berekend. Hieruit blijkt dat de gemiddelde bezettingsgraden sterk verschillen tussen het kernnetwerk, het uitgebreide netwerk, de truckparkings en stedelijke knopen.
- Vervolgens zijn we ingezoomd op het TEN-T netwerk en hebben we de laadvraag verdeeld over de verschillende wegsegmenten. Hieruit volgt dat de verwachte spreiding rondom de gemiddelde bezettingsgraad aanzienlijk is; ongeveer 75% hoger en lager dan het gemiddelde.

Door de grote spreiding, lopen de te verwachten onrendabele toppen voor de verschillende laadstations ook sterk uiteen. Van positieve business cases tot business cases die binnen de zichttermijn, waarschijnlijk niet positief zullen worden.

VERDELING TUSSEN DE VERSCHILLENDE TYPE LAADSTATIONS

De verwachte bezettingsgraden per type laadstation zijn berekend door het aandeel in de totale laadbehoefte voor een bepaald type laadstation te vermenigvuldigen met de marktvraag en te delen door de minimale laadcapaciteit die vanuit de AFIR geëist wordt.

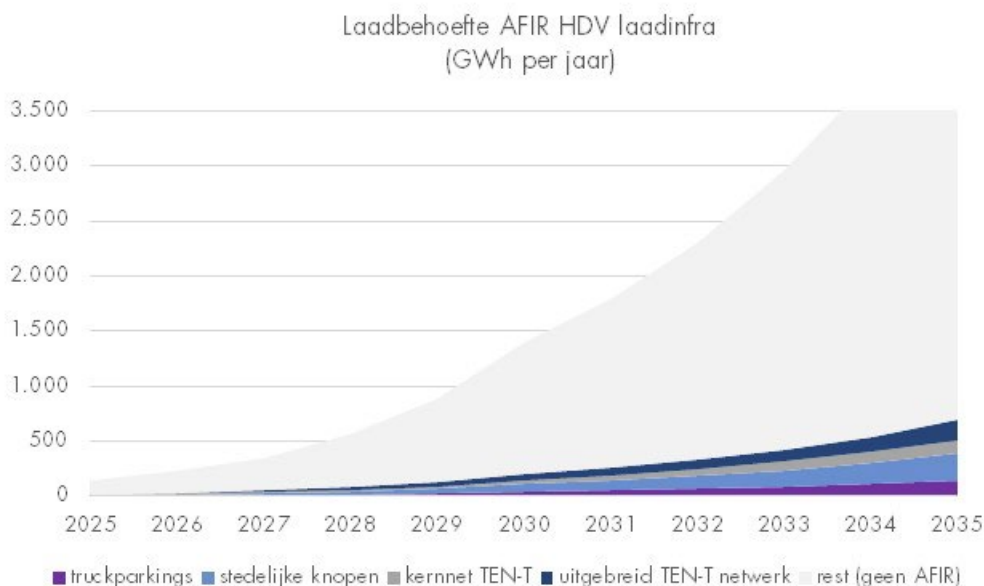
Marktvraag en aandeel per type laadstation

De verwachte marktvraag hebben we overgenomen van het centrale scenario van ElaadNL (ElaadNL, juli 2020).

Het aandeel in het marktvolume baseren we ook op deze studie. Daarvan gebruiken we de volgende aannames:

- Het aandeel van de verzorgingsplaatsen langs hoofdwegennet is 7%. Het TEN-T netwerk is hier onderdeel van. Omdat ongeveer 90% van de vrachtvervoerskilometers op het TEN-T deel wordt gereden, gaan we uit van 90% van 7% van de marktvraag die neerslaat in de laadstations langs het TEN-T netwerk. Het aandeel van het kernnetwerk hiervan is op basis van de verdeling van de huidige vervoerskilometers 42% en het aandeel van het uitgebreidere netwerk is 58%.
- Het aandeel van de truckparkings in de laadbehoefte bedraagt volgens ElaadNL 3%.
- Het grootste aandeel (90%) wordt geladen op depots. Depots op stedelijke knooppunten vormen hiervan tussen de 0-10% tussen 2020-2035. In de analyse veronderstellen we dat 5% van de marktvraag in de stedelijke knooppunten neerslaat.

Per saldo zal het grootste deel van de laadbehoefte dus niet worden opgeladen op plekken waarvoor een AFIR-eis geldt (zie Figuur 42).



Figuur 42: Jaarlijkse behoefte aan laadcapaciteit (teamanalyse o.b.v. studie ElaadNL)

Aanbod capaciteit

De beschikbare capaciteit nemen we over van het vermogen dat in de verschillende AFIR-scenario's voorgeschreven wordt (zie Figuur 15). Dit vermogen vermenigvuldigen we met het aantal uur per jaar om de jaarlijkse aangeboden capaciteit in GWh te bepalen. Voor de verschillende scenario's is de capaciteit per type laadstation getoond in Tabel 63.

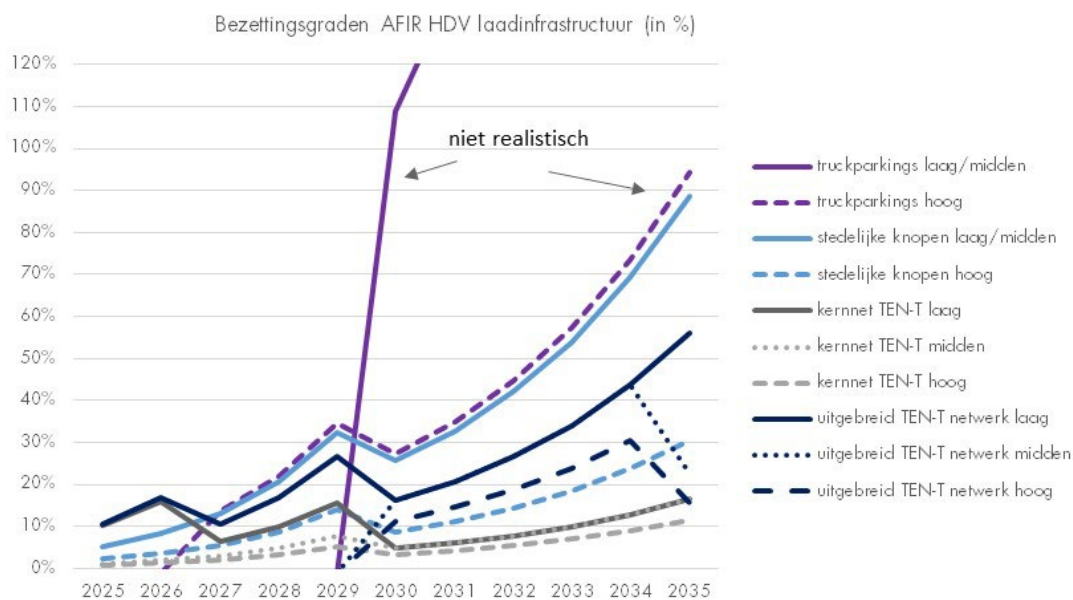
Tabel 63: voorgeschreven minimale laadcapaciteit HDV per type laadstation en scenario (in GWh)

In GWh	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
aanbod capaciteit truckparkings											
laag	0	0	0	0	0	39	39	39	39	39	39
midden	0	0	0	0	0	39	39	39	39	39	39
hoog	0	0	77	77	77	154	154	154	154	154	154
aanbod capaciteit stedelijke knopen											
laag	137	137	137	137	137	273	273	273	273	273	273
midden	137	137	137	137	137	273	273	273	273	273	273
hoog	319	319	319	319	319	797	797	797	797	797	797
aanbod capaciteit kernnet TEN-T											
laag	37	37	147	147	147	767	767	767	767	767	767
midden	307	307	307	307	307	767	767	767	767	767	767
hoog	438	438	438	438	438	1095	1095	1095	1095	1095	1095
aanbod capaciteit uitgebreide netwerk TEN-T											
laag	49	49	123	123	123	319	319	319	319	319	319
midden	0	0	0	0	0	319	319	319	319	319	797
hoog	0	0	0	0	0	456	456	456	456	456	1139

Bezettingsgraad

Voor de truckparkings lijkt de AFIR-eis minder zwaar dan wat nodig is om de marktvraag te accommoderen. Bij de gangbare aannames over de verdeling van de laadvraag is de vraag groter dan het aanbod dat geleverd kan worden met 100 kW per truckparking. In het lage en midden scenario loopt de bezettingsgraad op tot meer dan 350%. Ook voor de stedelijke knooppunten lijkt de combinatie van gangbare aannames voor de Nederlandse situatie in het lage en midden scenario tot zeer hoge bezettingsgraden te leiden, die in praktijk niet haalbaar zijn.

De verzorgingsplaatsen met laadinfrastructuur langs het TEN-T netwerk hebben juist te kampen met lage bezettingsgraden. Met name voor het kernnetwerk lijkt een gemiddelde bezettingsgraad van 10% moeilijk gemiddeld haalbaar, zie Figuur 43.



Figuur 43: resulterende bezettingsgraden bij gemaakte aannames

Dat de bezettingsgraad van laadinfrastructuur langs het kernnet veel lager ligt dan op het uitgebreide netwerk, kan als volgt worden verklaard. Hoewel de verkeersintensiteit op het kernnet per kilometer iets hoger ligt dan op het uitgebreide netwerk (9% hoger), en daarmee ook de veronderstelde laadbehoefte, is het vereiste laadvermogen op elk moment veel hoger langs het kernnet dan langs het uitgebreide netwerk. Niet alleen het vermogen per laadstation moet hoger zijn, maar ook de minimale afstand tussen de laadstations (60 km in plaats van 100 km). De gemiddelde bezettingsgraad van alle laadstations ligt daardoor flink lager. Ter illustratie, in 2030 is de gemiddelde bezettingsgraad in de vingeroefening bij de gemaakte aannames voor een HDV-laadstation langs het TEN-T kernnet 5% en voor het uitgebreide netwerk 16% in het lage en midden scenario. In het hoge scenario daalt de gemiddelde bezettingsgraad naar 3% en 11%. Over de hele periode tussen 2025 en 2035 is de gemiddelde bezettingsgraad hoger dan in 2030, omdat juist in 2030 de capaciteitseisen hoger worden en de laadbehoefte jaarlijks stijgt.

VERDELING PER WEGSEGMENT

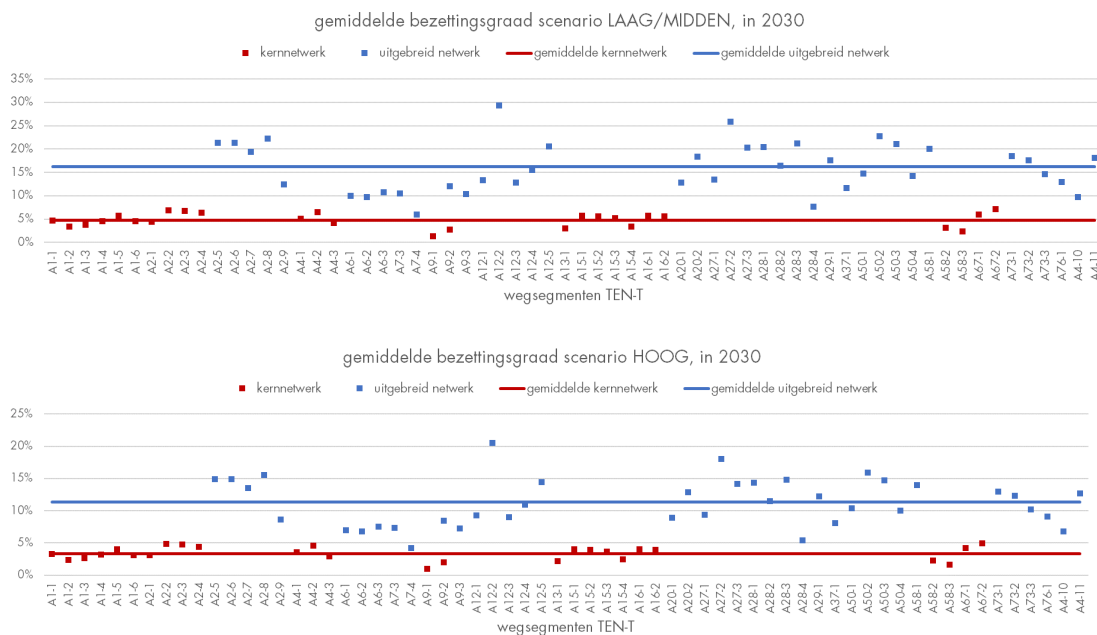
Gemiddelden laten niet de grote spreiding zien die tussen de verschillende laadstations kan optreden. Hiervoor hebben we de bezettingsgraad ingeschat voor elk wegsegment van het kern en uitgebreide TEN-T netwerk in geval er een laadstation conform de minimale AFIR-eisen wordt geplaatst. Daarvoor hebben we de volgende aannames gedaan.

- De verdeling van de laadbehoefte over het kernnet en uitgebreide netwerk komt overeen met de verdeling van het aantal vervoerskilometers dat door vrachtwagens nu op het TEN-T netwerk wordt gereden. Ongeveer 42% wordt op het kernnet gereden en 58% op het uitgebreidere TEN-T netwerk.
- Het aandeel van de laadbehoefte dat geladen wordt op verzorgingsplaatsen langs het TEN-T netwerk is gelijk aan het aandeel dat in de vorige paragraaf berekend is, nl. 90% van 7% van de totale jaarlijkse laadbehoefte voor HDV. Deze verdeling verandert niet.

- Deze verdeling van de laadbehoefte blijft gelijk. Als nu 1% van de vrachtkilometers gereden wordt op de A12 tussen de A4 en A20, dan geldt dat ook voor de toekomstige laadbehoefte 1% op dit segment geladen wordt. De absolute hoogte van de laadbehoefte varieert wel per jaar en per groeiscenario, maar de onderlinge verdeling van de verschillende wegsegmenten blijft gelijk.

Aan het kernnetwerk en het uitgebreide netwerk worden andere capaciteitseisen gesteld. De geëiste minimum capaciteit per scenario en per netwerk is gebruikt om de bezettingsgraad te bepalen.

De resulterende bezettingsgraad op elk wegsegment voor 2030 is getoond in Figuur 44. Zichtbaar is dat ten opzichte van de gemiddelde bezettingsgraad er grote verschillen zijn. Zo is de te verwachten bezettingsgraad op het eerste stuk van de A9 tussen de A1 en A2 (kernnetwerk) nog geen derde van de te toch al lage bezettingsgraad voor het kernnet (1,3% i.p.v. 4,8% in Laag/Midden), terwijl de bezettingsgraad van laadstations langs de A12 tussen A20 en A27 (uitgebreide netwerk) zo'n 80% hoger ligt dan het gemiddelde voor het uitgebreide netwerk (29% i.p.v. 16% in Laag/Midden).



Figuur 44: indicatie gemiddelde bezettingsgraad laadpalen in 2030 afhankelijk van wegsegment (zie voor labels Tabel 32 in algemene bijlage)

Dit betekent dat voor individuele laadstations de situatie zowel gunstiger als ongunstiger kan zijn dan berekend voor het gemiddeld laadstation langs het TEN-T netwerk.

Een voorbeeld voor het kernnet: Gemiddeld is de bezettingsgraad in 2030 in het lage of midden scenario 4,8%. De onrendabele top voor een laadstation met 10 laders van 350 kW inclusief netverzwaring en zonder HBE's is dan 2,7 ton euro per jaar. Het wegsegment met de laagste potentiële bezettingsgraad (1,3%) – mits daar een laadstation wordt geplaatst - heeft dan een onrendabele top van 4,6 ton euro per jaar. Het wegsegment met de hoogste potentiële bezettingsgraad (7,1%) – mits daar een laadstation wordt geplaatst- heeft dan een onrendabele top van 1,4

ton euro per jaar. Op het kernnet is dit de A67 tussen de A2 en Duitsland. De onrendabele top kan hier 72% hoger en 48% lager dan voor het gemiddelde uitvallen.

Voor het uitgebreide netwerk is het resultaat gunstiger. Gemiddeld is de bezettingsgraad in 2030 in het lage of midden scenario 16,2%. Het jaarlijks resultaat voor een laadstation met 4 laders van 350 kW inclusief netverzwaring en zonder HBE's is dan ruim 80.000 euro per jaar. Er is geen sprake van een onrendabele top. Het wegsegment met de laagste potentiële bezettingsgraad (6,0%) – mits daar een laadstation wordt geplaatst- heeft wel een onrendabele top van 1,4 ton euro per jaar. Het wegsegment met de hoogste potentiële bezettingsgraad (29,3%) – mits daar een laadstation wordt geplaatst- heeft een resultaat van 3,7 ton euro per jaar, en dus geen onrendabele top. Voor het uitgebreide netwerk is er gemiddeld in 2030 geen sprake van een onrendabele top maar er zijn wel stations die een onrendabele top hebben.

Het jaar 2030 is niet representatief voor de gehele afschrijvingstermijn van de laadinfrastructuur.. De laadbehoefte neemt jaar op jaar toe, terwijl in 2030 een grote capaciteitstoename vereist wordt. De bezettingsgraad ligt dus in 2030 gemiddeld lager dan in de daaropvolgende jaren en lager dan direct voor de capaciteitsuitbreiding. Aan de andere kant kan de bezettingsgraad in de jaren voor 2030 lager liggen als al voorafgaand aan de eis investeringen worden gedaan die passen bij de eis voor 2030. Wanneer netverzwaring nodig is, zal waarschijnlijk in een keer geïnvesteerd worden voor de uiteindelijke AFIR-eisen. Stapsgewijze netverzwaring voor een laadstation lijkt financieel niet gunstig.

In deze studie is niet gekozen deze mate van detail te verwerken in de totaaloverzichten om de marktsegmenten vergelijkbaar te houden. In plaats daarvan begroten we de onrendabele top als 10 maal⁸² het resultaat per laadstation bij een baseline bezettingsgraad.

Een meer gedetailleerdere analyse vraagt aannames voor het moment van investeren en de strategie, de meer precieze verdeling van laadstations over het netwerk en specifieke omstandigheden per locatie. Een inschatting van de onrendabele top die gebaseerd is op een detailanalyse levert waarschijnlijk voor truckparkings en stedelijke knooppunten geen onrendabele top op. De bezettingsgraad ligt naar verwachting hoger dan de bezettingsgraad waarbij een onrendabele top optreedt. Voor het kernnet is wel sprake van een substantiële onrendabele top. Een deel van de laadstations langs het uitgebreide netwerk zal te maken hebben met een onrendabele top omdat ze gelegen zijn op een plek waar de laadbehoefte lager is.

⁸² Voor waterstof 15 maal, gelijk de afschrijvingstermijn.