32 813 Kabinetsaanpak Klimaatbeleid

Nr. 1591 LIJST VAN VRAGEN EN ANTWOORDEN
Vastgesteld 21 oktober 2026

De vaste commissie voor Klimaat en Groene Groei heeft een aantal vragen voorgelegd aan de minister van Klimaat en Groene Groei over de brief van 15 september 2026 inzake het Nationaal Plan Energiesysteem Actualisatie 2026 (Bijlage bij Prinsjesdagbrief Klimaat en Energie) (Kamerstuk 32 813, nr. 1576).

De minister van Klimaat en Groene Groei heeft deze vragen mede namens de staatssecretaris van Klimaat en Groene Groei beantwoord bij brief van 21 oktober 2026. Vragen en antwoorden zijn hierna afgedrukt.

De voorzitter van de commissie,
Zwinkels

De griffier van de commissie,
Nava

Vragen en antwoorden

Vraag 1

Waar binnen Europa wordt de in het NPE 2026 70 PJ geprognotiseerde hoeveelheid te verbranden biomassa in 2040 duurzaam gewonnen? In hoeverre is een dergelijke hoeveelheid biomassa binnen Europa überhaupt duurzaam te winnen, wetende dat andere Europese landen ook aanspraak zullen maken op biogrondstoffen?

Antwoord

Voor de 'Visie opschaling aanbod duurzame koolstofdragers' (gelijktijdig met NPE2026 gepubliceerd) is gebruikgemaakt van de notitie 'Beschikbaarheid biogrondstoffen in Nederland en de Europese Unie', die het PBL in 2024 opstelde als onderdeel van de Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050. Het PBL schat dat de hoeveelheid biogrondstoffen uit EU-stromen die Nederland kan inzetten voor energie en koolwaterstoffen, stijgt naar 421–572 PJ in 2030 en 682–1304 PJ in 2050. Om de biogrondstoffen over de EU-lidstaten te verdelen, is een verdeelsleutel gebruikt die rekening houdt met de verwachte productie per lidstaat (gebaseerd op het EU Reference Scenario) en met het bruto nationaal product (bnp). In het NPE en de Visie opschaling aanbod duurzame koolstofdragers worden geen keuzes gemaakt over waar de biogrondstoffen vandaan komen.

Vraag 2

Waarom blijft het NPE2026 inzetten op BECCS (biomassaverbranding met CO2-afvang en opslag), terwijl de wetenschap aangeeft dat BECCS geen CO2-verwijdering oplevert vanwege de CO2-verliezen in de keten die niet worden afgevangen en vanwege de grootschaligheid desastreus is voor bossen?

Antwoord

In het NPE2026 wordt niet zonder meer ingezet op BECCS. In het NPE 2026 is wel opgenomen dat BECCS vrijwel de enige techniek is die op relatief korte termijn kansen biedt voor significante volumes koolstofverwijdering in Nederland. Tegelijkertijd wordt in het NPE en het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen gesteld dat vanwege de schaarste aan duurzame biogrondstoffen, laagwaardige toepassingen zoals de opwekking van elektriciteit zoveel mogelijk moeten worden afgebouwd. Op dit moment kan binnen de SDE++ voor bio-energiecentrales tot 100 MW subsidie worden aangevraagd voor zowel CCU als CCS. Door deze bovengrens komen grote biomassa-energiecentrales, zoals de (voormalige) kolencentrales, op dit moment niet in aanmerking voor SDE++-subsidie.

Er zijn veel studies gedaan naar BECCS, waaruit blijkt dat de wenselijkheid van de inzet van BECCS sterk afhangt van het gehanteerde scenario. Wanneer wordt uitgegaan van het meest ongunstige scenario, bijvoorbeeld ontbossing waarbij al het hout wordt ingezet voor energieopwekking in een centrale met een laag rendement, leidt dit tot een zeer ongunstige uitkomst voor BECCS als klimaatmaatregel. Wanneer daarentegen wordt uitgegaan van een scenario waarin bossen en koolstofvoorraden behouden blijven en voornamelijk reststromen worden benut, bij voorkeur op

gecascadeerde wijze en in een moderne centrale met een hoog rendement, levert dit zeer gunstige uitkomsten op voor BECCS als klimaatmaatregel.

Vraag 3

Hoe verhoudt de inzet van deze grote hoeveelheden laagwaardig te verbranden biogrondstoffen zich tot de noodzakelijke hoogwaardige inzet van schaarse biogrondstoffen voor de opbouw van een circulaire economie?

Antwoord

De inzet van het NPE en het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen is om de verbranding van biogrondstoffen voor laagwaardige toepassingen (zoals gedefinieerd in het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen) zoveel mogelijk te beperken, zodat dit de opbouw van een circulaire economie zo min mogelijk in de weg staat. Tegelijkertijd zijn er toepassingen, zoals regelbaar vermogen in de elektriciteitssector of koolstofverwijdering, waarvoor biogrondstoffen mogelijk toch een rol spelen, omdat betaalbare duurzame alternatieven (nog) ontbreken. Om te voorkomen dat deze toepassing ten koste gaat van de opbouw van de circulaire economie, is de inzet om de benodigde hoeveelheid biogrondstoffen voor regelbaar vermogen zo beperkt mogelijk te houden en te blijven investeren in alternatieven. Daarnaast wordt de behoefte aan regelbaar vermogen zoveel mogelijk beperkt door extra productie uit zon, wind en kernenergie, en door de opschaling van energieopslag, vraagsturing en interconnectie met omringende landen.

Vraag 4

Kunt u uitleggen waarom het dat het NPE uitgaat van een reductie van 90% in 2040 ten opzichte van 1990 terwijl het voorstel van de Europese Commissie uitgaat van 85% emissiereductie binnen de EU, aangevuld met 5% reductie via projecten buiten de EU?

Antwoord

Het ontwikkelpad in het NPE is opgesteld in lijn met het 90% doel op EU-niveau, inclusief de 5% flexibiliteit. Of dit doel ook haalbaar is met het in het NPE geschetste pad hangt ook af van emissiereductie buiten het energiesysteem.

Vraag 5

Wat zijn de belangrijkste consequenties voor het NPE als het Europese reductiedoel inderdaad uit 85% binnen de EU en 5% via projecten elders bestaat?

Antwoord

Er zijn geen aanvullende consequenties, aangezien deze doelen in het NPE en de bijbehorende cijferbasis als basis reeds zijn gebruikt.

Vraag 6

Klopt het dat het NPE 2023 uitging van CO_2-neutrale elektriciteitsproductie in 2035, dat hierover afspraken zijn gemaakt met de buurlanden in het Pentalaterale Energieforum en dat Nederland deze doelstelling nu heeft losgelaten in het NPE 2026? In hoeverre is dit afgestemd met de overige Penta-landen?

Antwoord

Het klopt dat het NPE 2023 CO2-neutrale elektriciteitsproductie in 2035 als uitgangspunt had. Binnen het Pentalaterale Energieforum is met buurlanden van gedachten gewisseld over de uitdagingen die gepaard gaan met dit streven naar versnelde verduurzaming van de elektriciteitssector. Andere Penta-landen zien inmiddels, net als Nederland, dat het behalen van dit doel complex is en tot erg hoge kosten kan leiden. Het verwijderen van de laatste CO2-emissies uit de elektriciteitssector is zeer kostbaar en mede om die constatering leggen andere Penta-landen, net als Nederland, de nadruk op versnelde elektrificatie, ontwikkeling van wind op zee, opslagmogelijkheden en vraagzijderespons.

Vraag 7

Waarom is in het NPE 2026 geen nieuwe datum, bijvoorbeeld 2040, opgenomen voor CO_2-neutrale elektriciteitsproductie?

Antwoord

Een aanvullend nationaal doel heeft beperkte meerwaarde en is in de praktijk lastig hanteerbaar in de sterk, Europees verbonden elektriciteitsmarkt. Bovendien is in de nationale Klimaatwet reeds opgenomen dat het kabinet streeft naar een volledige CO2-neutrale economie in 2050, wat aansluit op het doel uit de Europese Klimaatwet om in 2050 klimaatneutraal te zijn. Het kabinet zal zich blijvend inspannen om waar mogelijk de emissies in de elektriciteitssector terug te dringen, bijvoorbeeld door de verdere groei van zon en wind, het aanpakken van netcongestie en het stimuleren van flexibeler elektriciteitsgebruik in bijvoorbeeld de industrie.

Vraag 8

Welke gevolgen heeft het ontbreken van een nieuwe doelstelling voor CO_2-neutrale elektriciteitsproductie voor de geraamde vraag naar waterstof in 2040? Welke gevolgen heeft dit voor de geplande opbouw van het waterstofsysteem?

Antwoord

Waterstof heeft ook in het NPE 2026 een essentiële rol. In het NPE 2026 wordt wel een veel kleinere rol voorzien voor gebruik van waterstof voor elektriciteitsproductie tot 2040. Ten opzichte van het vorige NPE wordt de verwachte piekvraag naar waterstof lager, en dus het maximaal benodigde aanbod en de maximale opslagcapaciteit kleiner. De nieuwe doelstelling voor CO2-neutrale elektriciteitsproductie heeft geen invloed op de beoogde ontwikkeling van het aanbod en transport- en opslaginfrastructuur op korte termijn, omdat opschaling van een basissysteem met aanbod, infrastructuur en opslag nog steeds nodig is, ook met de lagere verwachte volumes voor 2040. Wel kan het nodig zijn

de kosten voor het netwerk beter door de tijd te spreiden. Daarom verkent het kabinet de mogelijkheden van toepassing van intertemporele kostentoerekening in de tariefstructuur van het transportnet voor waterstof. Dit najaar wordt de Kamer hierover nader geïnformeerd.

Vraag 9

Klopt het dat voor het midden- en kleinbedrijf, met name buiten de grote industrieclusters waar voorlopig weinig CCS en waterstof beschikbaar zijn, sterk wordt ingezet op elektrificatie, terwijl netcongestie volgens het NPE in ieder geval tot begin jaren dertig een bepalende factor blijft?

Antwoord

Directe elektrificatie blijft voor een groot deel van de Nederlandse industriële partijen en bedrijven de meest kosteneffectieve en competitieve verduurzamingsroute. Dit beperkt energieverlies bij conversie en leidt bij de inzet van warmtepompen zelfs tot efficiëntiewinst. Uit onderzoek blijkt dat het overgrote deel van de industriële processen nu en in de toekomst geëlektrificeerd kan worden. Bij gebruik van dergelijke processen, hebben bedrijven die elektrificeren een structureel concurrentievoordeel ten opzichte van bedrijven die andere energiedragers/verduurzamingsroutes benutten. Daarom is het voor deze processen veelal niet verstandig om bij vertraging van elektrificatie, die zich inderdaad voordoen door o.a. netcongestie, op andere verduurzamingsroutes in te zetten. Tijdelijke alternatieve routes vergen veelal grote CAPEX-investeringen die bij tijdelijke aard niet altijd rendabel zijn. Structurele alternatieven zorgen voor hogere OPEX-kosten, waarmee een structureel concurrentienadeel ontstaat.

Vraag 10

Hoe wordt voorkomen dat deze bedrijven daardoor langdurig op een aansluiting moeten wachten, zonder zekerheid dat in bijvoorbeeld 2033 of 2035 voldoende aansluitcapaciteit beschikbaar is, terwijl zij tegelijkertijd door energiebelastingen, accijnzen en CO_2-heffingen sterke financiële prikkels krijgen om te elektrificeren?

Antwoord

Voor het verkorten van wachttijden en het bieden van meer zekerheid blijft het adresseren van netcongestie zeer urgent op korte en middellange termijn. Via het Landelijk Actieprogramma Netcongestie wordt gewerkt aan het beter benutten en slimmer bouwen van het elektriciteitsnet. Daarmee wordt bijgedragen aan het verkorten van wachtrijen en het sneller kunnen aansluiten van partijen. Binnen het LAN wordt ook gewerkt aan verbetering van het inzicht in de netbelasting en samenstelling van de wachtrij om voor bedrijven de voorspelbaarheid van beschikbare netcapaciteit te verbeteren. Daarnaast is ook op langere termijn duidelijkheid nodig over de uitrol van energie-infrastructuur. Via de integrale systeemplanning (zie ook Hoofdstuk 10 in het Verdiepingsdocument) worden vraagontwikkeling en infrastructuurplanning zo goed mogelijk bij elkaar gebracht. Daarmee wordt ingespeeld op ontwikkelingen in elektriciteitsvraag en wordt via de investeringsplannen van de netbeheerders duidelijk wanneer welke

infrastructuur wordt versterkt. Dit draagt bij aan duidelijkheid over infrastructuurontwikkeling.

Vraag 11

Welke concrete alternatieven of oplossingen ziet u voor deze bedrijven die door netcongestie niet tijdig kunnen elektrificeren, maar wel te maken krijgen met deze heffingen en andere financiële prikkels?

Antwoord

Inzetten op andere verduurzamingsroutes die structureel duurder zijn is uiteindelijk voor een bedrijf geen goede optie omdat dit een concurrentienadeel oplevert. Daarom wordt gekeken naar mogelijkheden om stappen te zetten in de gewenste route van elektrificatie. In sommige gevallen is voor kleinere bedrijven verduurzaming binnen de bestaande aansluiting mogelijk, bijvoorbeeld door de efficiëntiewinst van warmtepompen en energiebesparingsmaatregelen of het realiseren van flexibiliteit ‘achter de meter’ door de installatie van een batterij. Dit wordt vanuit het kabinet gestimuleerd via subsidies en energiebesparingsleningen. Daarnaast kunnen via energy hubs ook lokale (off grid) oplossingen een mogelijkheid bieden om tijdig te elektrificeren. In sommige gevallen is verzwaring alsnog mogelijk met contracten voor flexibele transportcapaciteit, waar vanuit de netbeheerders steeds vaker op wordt ingezet. In andere gevallen kan netcongestie tot vertraging leiden bij elektrificatie. Hybride vormen van elektrificatie en/of tijdelijke inzet van groen gas (bijvoorbeeld zolang de elektriciteitsinfrastructuur nog niet verzwaard is), kunnen tot slot ook aantrekkelijk zijn als tijdelijke alternatieve route.

Vraag 12

Kunt u aangeven op welke wijze u invulling geeft en/of gaat geven aan de versterking en verduurzaming van het ARRRA-industriecluster, die in het NPE als “een absolute prioriteit” wordt aangemerkt? Kunt u tevens uitleggen hoe het kan dat dit onderwerp niet of nauwelijks terug komt in de beleidsagenda van hoofdstuk 6?

Antwoord

De Kamerbrief Duurzame Chemie van oktober 2025[1] beschrijft de beleidsstrategie van het kabinet voor de chemische sector, met inzet op opbouw van deze nieuwe waardeketens, ombouw van bestaande installaties en afbouw van fossiele grondstoffen. Binnen de EU Critical Chemical Alliance is gewerkt aan concrete voorstellen voor behoud van strategische waardeketens, handelsbescherming, stimulering van ombouw en vraagcreatie voor duurzame producten. De resultaten hiervan worden apart naar de Kamer gestuurd. Op nationaal niveau wordt de beleidsstrategie uitgewerkt in een beleidsagenda Chemie.

Vraag 13

Hoe wordt ervoor gezorgd dat hybride warmtepompen, die op korte termijn een belangrijke verduurzamingsstap kunnen bieden, voldoende

[1] Kamerstuk 32 813, nr. 1540.

worden meegenomen in het verduurzamingsbeleid voor de gebouwde omgeving, mede gezien de mogelijke toekomstige rol van groen gas als duurzame oplossing of als tussenstap naar volledig elektrische oplossingen?

Antwoord

Hybride warmtepompen zijn een integraal onderdeel van de bredere beleidsinzet van het kabinet gericht op de verduurzaming van de gebouwde omgeving. Het kabinet ondersteunt de uitrol van (hybride) warmtepompen op verschillende manieren: we informeren over verduurzamingsmogelijkheden via Verbeterjehuis.nl en het Nationaal Programma Lokale warmte (NPLW), stimuleren warmtepompen en isolatie via subsidieregelingen (ISDE, SVOH en SVVE) en stellen aantrekkelijke financiering beschikbaar via het Nationaal Warmtefonds. Veel gemeenten bieden daarnaast praktische ondersteuning, aanvullende informatie of subsidies aan inwoners bij de verduurzaming van hun woning. Daarnaast werkt het kabinet aan een normering van slimme hybride warmtepompen per 2029, de minister van VRO heeft de Kamer hierover geïnformeerd op 7 oktober 2026[2].

Vraag 14

Op welke wijze wordt bij de keuzes voor de verduurzaming van de gebouwde omgeving rekening gehouden met de bijdrage van groen gas aan het verminderen van de belasting van het elektriciteitsnet en aan het draaglijk houden van de kosten van het gasnetwerk voor de resterende gebruikers?

Antwoord

In het NPE 2026 wordt gekeken wat Nederland richting 2040 nodig heeft als tussenstap naar het einddoel van een klimaatneutraal Nederland in 2050. Richting 2040 daalt de totale energievraag en neemt de afhankelijkheid van aardgas af doordat gebouwen beter geïsoleerd worden en/of overstappen op een (hybride) warmtepomp, maar toch speelt aardgas in 2040 nog een noemenswaardige rol in de gebouwde omgeving. Dat betekent dat tot 2040 het aandeel groen gas in het totale gasverbruik zal moeten toenemen om de CO2-uitstoot verder terug te dringen in de sectoren die dan nog gas gebruiken, waaronder de gebouwde omgeving. Vanzelfsprekend wordt netcongestie meegewogen in keuzes voor de verduurzaming van de gebouwde omgeving voor de komende jaren. Waar volledig elektrificeren bijvoorbeeld nog niet goed mogelijk is, zijn slimme, hybride oplossingen een belangrijke tussenstap.

Welke rol groen gas in het eindbeeld van de gebouwde omgeving heeft, is onzeker en mede afhankelijk van het totale aanbod aan groen gas, de concurrerende vraag vanuit andere sectoren en de (on)mogelijkheden om gebouwen op andere manieren te verduurzamen. De kosten voor het gasnetwerk en de verdeling van deze kosten bij een teruglopend gebruik en aantal gebruikers, zijn daarbij relevante vraagstukken.

---

[2] Kamerstuk 32 813, nr. 1586,

Vraag 15

Welk deel van de financiering en het benodigde instrumentarium voor de ambitie van 200.000 extra warmtenetaansluitingen in 2030 is nog niet geregeld? Wanneer verwacht u hierover definitieve besluitvorming te nemen en welke gevolgen zou verdere vertraging van deze besluitvorming hebben voor het behalen van de doelstelling in 2030?

Antwoord

Het doel is 200.000 aansluitingen in de bestaande bouw in 2030. Vanuit de WIS en Nieuwe Warmte Nu is subsidie toegekend voor zo'n 50.000 nieuwe aansluitingen. De huidige vormgeving van de WIS leidt tot onvoldoende nieuwe aansluitingen, onder andere omdat de subsidie-intensiteit te laag is om een aantrekkelijk aanbod aan de bewoners te kunnen doen. Daarom werk ik momenteel aan de doorontwikkeling van het instrumentarium. Daarnaast is er onvoldoende budget beschikbaar voor woningcorporaties, verhuurders en VvE's om hun aandeel in de doelstelling te ondersteunen. Hierdoor kan met de beschikbare middelen naar verwachting slechts 50.000 tot 100.000 extra aansluitingen gerealiseerd worden (in aanvulling op de 50.000 die reeds subsidie hebben toegekend gekregen). Dat maakt dat het tekort tot 2030 zo'n 50.000 tot 100.000 aansluitingen ten opzichte van de doelstelling.

Het IBO energietransitie van de woningvoorraad verschijnt in november en bevat naar verwachting ook een update over hoeveel middelen nodig zijn om de nodige opschaling van collectieve warmtesystemen van de grond te krijgen. Het kabinet komt begin 2027 met een reactie en zal de voorstellen uit het IBO meenemen in de voorjaarsbesluitvorming 2027, wanneer het kabinet de voortgang op de klimaat- en energiedoelen integraal weegt.

Vraag 16

Voor welke industrieclusters is al vastgesteld welke elektriciteits-, waterstof- en CO_2-infrastructuur waar en wanneer nodig is? Welke besluiten zijn nog nodig om infrastructuur te kunnen ontwikkelen voordat de volledige toekomstige vraag vaststaat, en volgens welke uitgangspunten worden de financiële risico's daarvan verdeeld?

Antwoord

Via het DIVIT-traject (Dialoog over Infrastructuur voor Industrie in Transitie) worden de toekomstige verduurzamingsplannen van de industrie in kaart gebracht. De netbeheerders gebruiken deze inzichten om hun toekomstscenario's op te stellen voor de industrie. Dit gebeurt in afstemming met overheden en industrievertegenwoordiging. Deze scenario's worden vervolgens vertaald naar beleidskeuzes en de Infrastructuurplannen (IP's) van de netbeheerders, het Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) en het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK). Op deze manier vindt doorlopend afstemming plaats tussen vraagarticulatie, beleidsvorming en besluiten over infrastructuurplanning. Om in de toekomst een integraler beeld te hebben van alle benodigde infrastructuur, wordt een integrale systeemplanning opgesteld (zie ook hoofdstuk 10 in het Verdiepingsdocument). Spreiding

van financiële risico’s is afhankelijk van het type infrastructuur en de spreiding van investeringskosten over tijd en aangeslotenen.

Vraag 17

Welke concrete verstoringsscenario’s en welk niveau van energiezekerheid liggen ten grondslag aan de keuzes in het NPE? Welke eisen volgen daaruit voor energie-infrastructuur, opslag en reserves en hoe is daarbij de rol van bestaande gasinfrastructuur en de in het NPE genoemde gasnoodvoorraad van 5 TWh onderbouwd? Als deze eisen nog niet zijn vastgesteld, wanneer gebeurt dat en welke uitgangspunten moeten netbeheerders tot die tijd hanteren?

Antwoord

Het kabinet streeft met het NPE naar een weerbaar energiesysteem dat, ook in geval van verstoring, energiezekerheid zo goed mogelijk kan borgen. De op dit moment geldende eisen voor leverings- en voorzieningszekerheid van elektriciteit, gas en olie zijn hierbij leidend en het NPE voegt daar geen nieuwe eisen aan toe.

De landelijk netbeheerders voor elektriciteit en gas hebben een centrale rol in de analyse van de leveringszekerheid en voorzieningszekerheid van energie en zij kennen terdege de uitgangspunten die gehanteerd moeten worden in het kader van energiezekerheid. Zo volgt uit Artikel 4.3 van de Energieregeling dat TenneT jaarlijks de monitor voorzieningszekerheid opstelt en volgt uit Artikel 3.66 van de Energiewet dat GTS jaarlijks het overzicht leveringszekerheid opstelt.

De Tweede Kamer is daarnaast in de brief van 23 juni jl. geïnformeerd over de voorzieningszekerheid van elektriciteit[3], in de brief van 11 september jl. geïnformeerd over de gasleveringszekerheid voor de komende winter[4] en in de brief van 25 september jl. geïnformeerd over de gasleveringszekerheid op de lange termijn[5]. Voor de onderbouwing van de strategische opslag (noodvoorraad) gas verwijs ik naar laatstgenoemde brief.

Er liggen op dit moment nog geen concrete (geopolitieke) verstoringsscenario's ten grondslag aan het NPE als geheel. De komende tijd wordt nader onderzocht wat nodig is om het toekomstige energiesysteem als geheel voldoende weerbaar te maken tegen mogelijke verstoringen. TNO zal komend jaar een robuustheidsanalyse uitvoeren op basis van het cijferbeeld van het NPE, waarbij diverse verstoringsscenario's zullen worden onderzocht. Daarnaast heeft het kabinet de Raad voor Energie gevraagd te adviseren over het vergroten van de weerbaarheid van het toekomstige energiesysteem. Dit advies wordt in het voorjaar van 2027 verwacht en het kabinet is voornemens om voor de zomer van 2027 op het advies te reageren en daarbij in ieder

[3] Kamerstuk 29 023, nr. 705.
[4] Kamerstuk 29 023, nr. 726.
[5] Kamerstuk 29 023, nr. 732.

geval ingaan op de wijze waarop het advies wordt meegenomen in de verdere beleidsvorming voor het energiesysteem.

Vraag 18

Welke besluiten uit de NPE-beleidsagenda 2026–2029 zijn randvoorwaardelijk om investeringen in energie-infrastructuur tijdig te kunnen voorbereiden? Kunt u voor die besluiten aangeven wie verantwoordelijk is, wanneer het besluit wordt genomen en of de benodigde middelen zijn gedekt? Wat zijn de gevolgen voor de planning van infrastructuur als een besluit of de financiële dekking uitblijft?

Antwoord

De besluiten in de beleidsagenda van het NPE zijn grotendeels besluiten die het Rijk moet nemen. Voor een klein aantal geldt dat het Rijk deze besluiten samen met omringende landen, medeoverheden of netbeheerders moet nemen. En er staan twee besluiten in die de ACM moet nemen (tariefbesluiten) en een besluit dat aandeelhouders van Aramis moeten nemen (FID voor het project).

De besluiten in de beleidsagenda hebben onderling nauwe samenhang. Voor het tijdig voorbereiden van de juiste infrastructuur zijn besluiten in de hele keten van aanbod tot vraag relevant. Zoals benoemd in het NPE zijn niet voor alle besluiten reeds middelen beschikbaar. Voor een aantal besluiten geldt dat verdere uitwerking ook nog nodig is om een te kunnen bepalen of middelen nodig zijn. Want niet voor alle besluiten zijn middelen nodig.

Voor elektriciteit geldt dat de investeringen in infrastructuur volledig plaats vinden bij netbeheerders. Bij het maken van hun investeringsplannen kijken netbeheerders nadrukkelijk naar het NPE, maar ook naar de ontwikkelingen in de praktijk. Tijdige investeringen in infrastructuur zijn daarmee afhankelijk van tijdige ontwikkeling van vraag en duurzaam aanbod van elektriciteit. In de huidige begroting zijn voor het elektriciteitssysteem middelen beschikbaar (onder andere voor elektrificatie) in de 6 openstellingsrondes SDE++, voor het verlagen van elektriciteitskosten industrie (IKC en envelop), voor de uitrol van wind op zee, voor de realisatie van kerncentrales (middelen uit het Klimaat en Energiefonds). Voor de opschaling van CO2-infrastructuur zijn middelen beschikbaar voor het realiseren van het CO2-project Aramis. Voor waterstofinfrastructuur wordt momenteel onderzocht hoe amortisatie ingezet kan worden en hoe de begrotingsreserve die hiervoor nodig is kan worden ingevuld. Voor de uitrol van warmtenetten zijn nu middelen beschikbaar om in totaal voor 2030 (inclusief de reeds verleende subsidies) te komen tot ca. 100.000-150.000 extra aansluitingen. Voor verdere uitrol voor en na 2030 zijn nog geen middelen beschikbaar. Richting de voorjaarsnota kijkt het kabinet integraal naar de klimaat- en energieopgave en de inzet van middelen om te komen tot een effectieve inzet van de beschikbare middelen en tijdige opschaling van infrastructuur.

Vraag 19

Van welke behoefte aan regelbaar vermogen gaat het NPE uit voor perioden met weinig zon en wind en welke aannames zijn daarbij gemaakt over de bijdrage van opslag, vraagsturing en import?

Antwoord

In het NPE wordt benadrukt dat de toekomstige behoefte aan regelbaar vermogen onzeker is en dat de meest relevante studies uitkomen op een behoefte van 10 tot 25 GW met een inzet van 10 tot 50 TWh per jaar. De aannames over opslag, vraagsturing en import verschillen hierbij per studie.

Het NPE geeft enkel een indicatie van de ordegrootte van de behoefte aan regelbaar vermogen en geen richtwaarde. De daadwerkelijke behoefte is o.a. sterk afhankelijk van de rol van opslag, import/export met omringende landen en vraagsturing en daarmee erg onzeker. Welke rol regelbaar vermogen zal spelen zal blijken uit de resultaten van de veilingen voor het capaciteitsmechanisme. Het kabinet streeft ernaar om de eerste tender voor capaciteitsveilingen in 2028 te houden voor het leveringsjaar 2029-2030. Zoals aangekondigd in de Kamerbrief van 19 juni jl. informeert het kabinet de Kamer in een volgende brief, die voorzien is in de loop van de tweede helft van 2026, over de voortgang van het ontwerp van het marktbrede capaciteitsmechanisme, het verkrijgen van EU-staatssteungoedkeuring en het voorbereiden van de uitvoering (Kamerstuk 29 023, nr. 705). Daarnaast is in de beleidsagenda van het NPE opgenomen dat in 2028-2029 de toekomstige behoefte aan regelbaar vermogen en het verduurzamingspad daarvan worden herijkt. De uitkomsten daarvan worden meegenomen in het nieuwe NPE in 2029.

Vraag 20

Waarom zien we het verbod op fossiele reclame niet terug in de routekaart om fossiel uit te faseren?

Antwoord

De routekaart geeft een overzicht van rijksbeleid om de afbouw van fossiel op een verantwoorde manier te laten verlopen. Het verbod op fossiele reclame is op dit moment alleen nog ingevoerd in een aantal gemeentes. Zie ook het antwoord op vraag 23.

Vraag 21

Welke besluiten zijn nog nodig over de verduurzaming, locatie en tijdige beschikbaarheid van dat vermogen en wanneer worden die genomen? Hoe worden de gevolgen van die besluiten voor elektriciteits-, gas- en waterstofinfrastructuur in beeld gebracht?

Antwoord

Zoals in het antwoord op vraag 19 over de behoefte aan regelbaar vermogen aangegeven, is de omvang van de toekomstige behoefte aan regelbaar vermogen onzeker. Daarnaast is ook de wijze waarop verduurzaming plaatsvindt onzeker. Eigenaren van centrales zullen op enig moment een keuze voor de wijze van verduurzaming moeten maken

en, als dat waterstof is, een aansluiting op het waterstofnet moeten aanvragen. Met die aanvragen kan bij de infrastructuurontwikkeling rekening gehouden worden.

Vraag 22

Hoe zorgt u ervoor dat de ruimtelijke en infrastructurele reserveringen tijdig voldoende zijn om investeringen in regelbaar vermogen mogelijk te maken en daarmee de leveringszekerheid te borgen?

Antwoord

In het Programma Energie Hoofdstructuur zijn twintig aanwijsgebieden voor grootschalige elektriciteitsproductie (in de vorm van elektriciteitscentrales) opgenomen. Op deze locaties kan regelbaar vermogen behouden blijven of worden vervangen/uitgebreid.

Vraag 23

Wanneer wordt er gereageerd op het WKR-advies om fossiele reclame te verbieden?

Antwoord

De kabinetsreactie op het WKR-advies ‘Aan de slag met gedrag’ is op 16 oktober 2026 naar de Kamer verstuurd (Kamerstuk 32 813, nr. 1590).

Vraag 24

Hoe worden de keuzes uit het NPE over de ontwikkeling van het energiesysteem vertaald naar concrete ruimtelijke keuzes in de Nota Ruimte en naar provinciale en gemeentelijke plannen? Welke instrumenten worden ingezet om tijdig ruimte voor toekomstige energie-infrastructuur te reserveren en om bij nieuwe gebiedsontwikkelingen de gevolgen voor het energiesysteem mee te wegen? Welke rol krijgt het wetsvoorstel Omgevingsrechtelijk Sturen op het Energiesysteem daarbij, welke besluiten zijn hiervoor nog nodig en wanneer worden die genomen?

Antwoord

De doorvertaling van de uitspraken voor het nationale energiesysteem op land komen terug in het Programma Energiehoofdstructuur (PEH II). De hoofdlijnenbrief PEH II wordt verwacht in 2027 en het ontwerp PEH II wordt in 2028 ter inzage gelegd.

De doorvertaling van het NPE naar provinciale en gemeentelijke plannen gebeurt via energieafspraken tussen Rijk en medeoverheden. Dit betekent dat in 2027 gewerkt wordt aan energiebeelden om de opties vanuit energiesysteemperspectief en ruimtelijk in kaart te brengen en het is de ambitie om in 2028 keuzes vast te leggen in een energieafspraak. De energieafspraken worden waar nodig vastgelegd in lokaal beleid, zoals omgevingsplannen of warmteprogramma's. Ook dienen de energieafspraken als input voor de herijking van het NPE in 2029.

Het wetsvoorstel Omgevingsrechtelijk sturen in het Energiesysteem zorgt voor wetgeving om de afstemming tussen ruimtelijke ordening en de ontwikkeling van het energiesysteem te verbeteren. Het wetsvoorstel biedt overheden instrumenten van het omgevingsrecht om meer proactief te sturen op de ontwikkeling van regionale energie-infrastructuur. Provincies en netbeheerders stemmen structureel met elkaar af over waar welke energie-infrastructuur nodig is, welke ruimte dat vraagt, waar zich in de toekomst mogelijk knelpunten kunnen voordoen in de ontwikkeling van het elektriciteitsnet en wat dit betekent voor ruimtelijke ontwikkelingen. Het kabinet wil dit wetsvoorstel rond de jaarwisseling in consultatie brengen.

Vraag 25

Wat wordt er precies verstaan onder afbouw, en hoe is gekomen tot dit eindresultaat?

Antwoord

Onder verantwoorde afbouw van fossiel wordt verstaan: de uitfasering van fossiele energiedragers – olie, aardgas en kolen – uit het Nederlandse energie- en grondstoffensysteem tot uiteindelijk nul, en het minimaliseren van fossiel gebruik in 2050. Daarbij stuurt het kabinet in de eerste plaats op opbouw van de schone alternatieven. Uit deze opbouw volgt de afbouw van fossiel.

Voor het komen tot deze benadering is het doel van klimaatneutraliteit in 2050 leidend geweest. Klimaatneutraal is niet hetzelfde als fossielvrij: de inzet van CCS bij fossiel, koolstofverwijdering en fossiele grondstoffengebruik kan leiden tot een klimaatneutraal maar niet fossielvrij systeem. Daarom is de verantwoorde afbouw van fossiel ook zelfstandig onderwerp verder uitgewerkt in deze actualisatie van het NPE. Daarbij is per sector gekeken welke plannen er zijn, tegen welke uitvoeringsproblematiek wordt aangelopen en hoe de sectoren in samenhang een verantwoorde afbouw van fossiel kunnen doorlopen.

Concreet bevat het NPE de volgende opbouwdoelen voor schone alternatieven:

A) Elektrificatie: 10 TWh/jaar, tot 50% elektrificatie in 2040
B) Schone bronnen voor elektriciteit in 2040:
    a. 30 – 40 GW Windenergie op zee
    b. 75 - 95 GW zon-PV
    c. 12 - 14 GW Windenergie op land
    d. 2.7 - 3.7 GW kernenergie

Daarnaast bestaan concrete afbouwdoelen voor bepaalde sectoren:

C) Verbod op verkoop nieuwe fossiele brandstofauto’s vanaf 2035
D) Verbod op inzet kolen voor elektriciteitsproductie vanaf 2030
E) Aardgasvrije gebouwde omgeving vanaf 2050, gemeentes hebben met de WGIW de verantwoordelijkheid gekregen voor het wijk per wijk organiseren om van aardgas af te gaan.

Gezamenlijk zorgt dit voor een sterke afbouw van fossiel richting 2040: afbouw van 87% fossiel van het primair energieaanbod in 2025 naar 43% fossiel in 2040, en slechts 23% voor binnenlands brandstoffenverbruik (excl. grondstoffen en internationale lucht- en scheepvaart). Voor het overgebleven fossiel energieverbruik neemt de klimaatimpact van fossiel af door inzet van CCS. Deze inzet zoals beschreven in het NPE is in lijn met het EU-doel van 90% broeikasgasemissiereductie in 2040 en klimaatneutraliteit in 2050.

Vraag 26

Hoe is de afweging gemaakt voor een conservatief groeipad voor de groei van datacenters?

Antwoord

Zie het antwoord op vraag 27.

Vraag 27

Hoe zijn bij het bepalen van de verwachte groei van datacenters de cijfers van Netbeheer Nederland meegenomen, die komen tot een schatting van 30 TWh?

Antwoord

In het NPE is vooralsnog gebruik gemaakt van de onderkant van de bandbreedte uit de NBNL2025 scenario’s. Hierbij is het aantal netaanvragen voor 2030 als startpunt genomen. In afwachting van een politiek besluit over de mate waarin groei van het aantal datacenters (actief) wordt gefaciliteerd is in het NPE uitgegaan van een conservatieve schatting van de vraaggroei, vanwege recente maatschappelijke discussies en beperkt draagvlak voor sterke doorgroei. De groei naar zo’n 30 TWh is de groei die te verwachten is op basis van de datacenters die nu al concrete bouwplannen hebben en aansluitingen hebben aangevraagd bij de netbeheerder. Na 2030 wordt dan alleen uitgegaan van verdere benutting van de bestaande aansluitingen, waardoor de vraag nog enkele TWh toeneemt.

Vraag 28

Wanneer ontvangt de Kamer de kabinetsbrief over de geïntegreerde aanpak datacenters precies?

Antwoord

Dit najaar wordt de Kamer geïnformeerd over de geïntegreerde aanpak datacenters.

Vraag 29

Hoe groot is de bandbreedte voor de onzekerheid rondom de ontwikkeling van datacenters?

Antwoord

De bandbreedte in de NBNL-scenario’s uit 2025 is 40-64 TWh voor 2040 en 45-78 TWh in 2050. De theoretische vraag is mogelijk nog groter op basis

van de groeiende behoefte aan rekencapaciteit voor artificiële intelligentie. Realistische vraaggroei wordt echter beperkt door ruimtelijke inpasbaarheid, inpasbaarheid in het net en draagvlak.

Vraag 30

Kan de minister per sector aangeven hoeveel aanvullende emissiereductie nog nodig is om de doelen voor 2030 te behalen?

Antwoord

In de tabel zijn de cijfers uit de Klimaat- en Energieverkenning 2026 opgenomen:

	Indicatief sectordoel 2030 (Mton)	Raming KEV 2030 (Mton)	Verschil (Mton)
Elektriciteit	13,0	16,7	3,7
Industrie	28,8	36,7	7,9
Gebouwde Omgeving	13,2	14,3	1,1
Mobiliteit	21,3	20,8	-0,5
Landbouw	17,9	22,5	4,6
Landgebruik	1,8	4,1	2,3

Vraag 31

Welke concrete aanvullende maatregelen overweegt het kabinet voorafgaand aan de aangekondigde voorjaarsbesluitvorming van 2027 om het klimaatdoel voor 2030 alsnog dichterbij te brengen?

Antwoord

Het kabinet beraadt zich nog op aanvullende maatregelen richting voorjaarsbesluitvorming 2027.

Vraag 32

Kan de minister aangeven welke sectoren volgens het kabinet de grootste bijdrage moeten leveren aan het dichten van de kloof tussen de verwachte uitstootreductie in 2040 en het Europese reductiedoel van 90%?

Antwoord

Het Europese reductiedoel van 90% is op dit moment nog niet vertaald naar lidstaten en/of sectoren. Daarom kan nog niet aangegeven worden welke sector welke bijdrage moet leveren, behalve dat alle sectoren een bijdrage zullen moeten leveren.

Vraag 33

Hoeveel bedrijven staan momenteel op een wachtlijst voor een nieuwe of zwaardere aansluiting op het elektriciteitsnet?

Antwoord

De Kamer wordt twee keer per jaar geïnformeerd over de voortgang van de aanpak van netcongestie, waaronder de ontwikkeling van de wachtrijen. Uit de laatste rapportage[6] (5 oktober jl.) blijkt dat op 30 juni 15.498 grootverbruikers (bedrijven en instellingen) op de wachtrij voor afname stonden en bij landelijk netbeheerder TenneT 205.

Vraag 34

Welke concrete effecten verwacht het kabinet van het programma Stroomlijnen Energieprojecten op de gemiddelde doorlooptijd van vergunningprocedures?

Antwoord

Om sneller te kunnen starten met de daadwerkelijke bouw versnelt het kabinet procedures en past het vergunningen aan voor planologie, milieu en ruimte. In de Kamerbrief crisiswetgeving netcongestie van 11 september[7] wordt per maatregel beschreven welke versnelling bereikt kan worden. De uiteindelijke versnelling is afhankelijk van het type project, de context en de onderliggende knelpunten. Specifiek voor vergunningprocedures kan de versnelling zitten in enkele maanden tot anderhalf jaar sneller.

Vraag 35

Kan de minister aangeven welke bijdrage de landbouwsector volgens de huidige ramingen levert aan de nationale uitstoot in 2030 en 2040?

Antwoord

Het PBL raamt in de KEV 2026 dat de uitstoot van de landbouwsector in 2030 op basis van aanvullend beleid 18,9-22,9 Mton bedraagt (16-22% van de nationale uitstoot) en in 2040 16,3-21,4 Mton (19-34% van de nationale uitstoot) (beide inclusief de uitstoot uit de glastuinbouw).

Vraag 36

Wat is het verwachte emissiereductie-effect van de aangekondigde inzet op methaanremmers?

Antwoord

Het kabinet heeft in het coalitieakkoord een normering methaanremmers per 2029 aangekondigd. Op dit moment wordt gewerkt aan de nadere uitwerking van deze maatregel; het kabinet is voornemens hier in het voorjaar een besluit over te nemen. Het verwachte emissiereductie-effect hangt samen met keuzes in de nadere uitwerking en kan op dit moment dus nog niet gegeven worden.

Vraag 37

Welke gevolgen verwacht het kabinet van ETS2 voor agrarische ondernemers en voor de glastuinbouwsector?

---

[6] Kamerstuk 29 023, nr. 735.
[7] Kamerstuk 29 023, nr. 727.

Antwoord

Binnenkort stuurt het kabinet een voortgangsbrief over de glastuinbouw aan de Kamer (voorafgaand aan het Commissiedebat op 5 november over Tuinbouw en biotechnologie). Hierin gaat het kabinet ook in op de gevolgen van broeikasgasbeprijzing, waaronder ETS2.

Voor overige land- en tuinbouwbedrijven (niet zijnde glastuinbouw) zijn volgens de impactanalyse van de WUR[8] de kosten als gevolg van ETS-2 ongeveer 0,5% van de totale bedrijfskosten. Deze kosten komen voornamelijk uit dieselgebruik van landbouwvoertuigen.

Vraag 38

Wat is volgens de meest recente prognoses de ontwikkeling van de gemiddelde energierekening voor huishoudens tussen 2026 en 2031?

Antwoord

Vrijwel alle huishoudens krijgen de komende jaren te maken met een stijging van de energierekening. De gemiddelde jaarlijkse energierekening van Nederlandse huishoudens stijgt naar verwachting van circa €2020 in 2026 naar €2140 in 2031. Dit blijkt uit de Prognose energierekening van huishoudens 2026-2031 van TNO.[9][10] Dit komt door het beprijzen van fossiele energie en de verbouwing van ons energiesysteem. Het gemiddeld aandeel van het inkomen dat huishoudens besteden aan de energierekening tussen 2026 en 2031 blijft wel stabiel op 3,3%.

De prognose geeft ook inzicht in het verschil tussen verschillende type verwarmingsinstallaties. De groep huishoudens met cv-ketel heeft de hoogste gemiddelde energierekening. Verduurzaming blijft in de meeste gevallen lonen, huishoudens kunnen de stijging van hun energierekening dempen of de rekening verlagen door hun woning te verbeteren, bijvoorbeeld door over te stappen van een cv-ketel op een (hybride) warmtepomp.

Hoewel volgens de prognose huishoudens met een hybride of elektrische warmtepomp met de grootste stijging te maken krijgen ten opzichte van de huidige situatie, blijven de totale kosten voor deze verwarmingstypes wel het laagst van alle verwarmingstechnieken (respectievelijk 2,7% en 1,3% van het besteedbaar inkomen in 2031).

De daadwerkelijke energierekening kan per individueel huishouden sterk verschillen door onder meer woningtype, isolatie, inkomen, zonnepanelen, en energiegedrag. Ook gaat een grote groep huishoudens overstappen van een cv-ketel naar een duurzaam alternatief. Mede daarom worden niet alle huishoudens in gelijke mate geraakt.

---

[8] Impactanalyse ETS-II opt-in, WUR, 2024
[9] Kamerstuk 29 023, nr. 728.
[10] TNO-prognose: gemiddelde energierekening 120 euro per jaar hoger in 2031

Vraag 39

Welk deel van de verwachte stijging van netwerkkosten komt uiteindelijk terecht bij huishoudens?

Antwoord

Huishoudens zijn aangesloten op de netten van de regionale systeembeheerders. De verwachte stijging van netwerkkosten van de regionale systeembeheerders in 2027 is 20%. In november maakt de ACM de definitieve tarieven voor 2027 bekend. Op basis van het onderzoek FIEN 2026 (Financiële Impact van het Energiebeleid voor Netbeheerders) is de verwachting dat de huishoudens in de periode 2026-2040 gemiddeld 7,5% per jaar meer gaan betalen (exclusief inflatie). Komend voorjaar verschijnt een nieuwe prognose van de netbeheerders. In lijn met het advies van de 17e Studiegroep Begrotingsruimte en het IBO Bekostiging elektriciteitsinfrastructuur wordt de Kamer jaarlijks geïnformeerd over de investeringsprognoses van de netbeheerders en de verwachte ontwikkeling in de nettarieven in de bijlage van de Voorjaarsnota.

Vraag 40

Hoeveel huishoudens worden naar verwachting geholpen met de aangekondigde maatregelen uit het pakket Acties Weerbaarheid Energieschok?

Antwoord

In beantwoording van de schriftelijke vragen op de suppletoire begroting 2026 van KGG zijn de onderstaande punten hierover opgenomen:

- Het Warmtefonds heeft 22.090 leningen in totaal verstrekt in 2026. Dat is 6.000 meer dan in dezelfde periode in 2025. Gemiddeld genomen wordt er na de inzet van de maatregelen 31% op het energieverbruik in de woning bespaard.
- Voor ‘Energiefixers’ is € 80 mln gereserveerd voor 2026 en 2027. Aanvullend is er € 15 mln beschikbaar gesteld voor de NPLV-gebieden. Samen kan dit ruim 350.000 veelal kwetsbare huishoudens ondersteunen bij het besparen op hun verbruik. € 55 mln hiervan is beschikt via de SPUK Aanpak Energiearmoede en € 40 mln is in 2027 gereserveerd voor cofinanciering voor het onderdeel Energiehuis-Energiehulp van het Sociaal Klimaatplan.
- Met de € 25 mln extra SVVE-budget kunnen naar verwachting bijna 10.000 woningen die vallen binnen een VVE extra verduurzaamd worden. Het gaat gemiddeld om 2.600 euro per aanvraag.
- Met de inzet van € 193 mln in het Noodfonds Energie zullen naar verwachting 500.000 huishoudens met een laag inkomen en een hoge energierekening worden ondersteund. Het Noodfonds Energie zal begin 2027 openen.
- Met de uitbreiding van energietoelage in Caribisch Nederland kunnen huishoudens met een inkomen tot 130% van de armoedegrens extra worden ondersteund om voor de gevolgen van de stijgende energieprijzen te compenseren. Volgens de meest recente gegevens van het CBS (jaar 2024) vallen ruim vierduizend huishoudens in deze groep.

Vraag 41

Kan de minister inzicht geven in de regionale spreiding van energiearmoede?

Antwoord

De energiearmoede kaart van TNO brengt op basis van verschillende indicatoren van energiearmoede in beeld hoeveel huishoudens er per provincie en gemeente in energiearmoede leven.[11] Energiearmoede concentreert zich vooral in grote steden en gemeenten in Noordoost Groningen en Zuid-Limburg, terwijl risicohuishoudens vaker voorkomen in gemeenten aan de randen van Nederland. Huishoudens zonder perspectief of middelen om hun woning te verduurzamen zijn oververtegenwoordigd in grote steden in het noordoosten van Nederland en Zuid-Limburg. De Kamer wordt jaarlijks over deze trends geïnformeerd via de Monitor Energiearmoede.

Vraag 42

Hoeveel extra technisch geschoolde werknemers zijn volgens het kabinet nodig om de energietransitie richting 2030 uit te voeren?

Antwoord

De impact op de arbeidsmarkt is bij het NPE 2026 niet apart bekeken. In het kader van het Actieplan Groene en Digitale banen is al wel eerder gekeken naar de impact op de arbeidsmarkt van de energietransitie. De schattingen over het benodigde aantal extra geschoolde werknemers richting 2030 lopen uiteen van ca. 23.000 tot ca. 72.000[12]. Daar staat tegenover dat er ook banen verdwijnen in de sectoren die zich richten op fossiele energie. Deze behoefte voor de energietransitie past in een breder beeld van groeiende behoefte aan technisch geschoold personeel, ook in andere sectoren. Zo waren er in het tweede kwartaal van 2026 nog ca. 70.700 openstaande vacatures voor technisch geschoold personeel[13]. Vanuit de Talentstrategie – opgesteld onder de Taskforce Toekomstige Welvaart – wordt energie- en klimaattechnologie als één van de vier prioritaire domeinen voor talentontwikkeling door het kabinet opgepakt. Hiermee verbindt het kabinet de talentopgave voor de energietransitie aan de bredere aanpak om talent op te leiden, te ontwikkelen, te behouden en aan te trekken.

Vraag 43

Welke risico's voor de uitvoering van het klimaat- en energiebeleid acht het kabinet momenteel het grootst?

---

[11] TNO Energiearmoede kaart Nederland

[12] Ecorys becijferde dat het werkgelegenheidseffect van extra klimaatbeleid respectievelijk 23.000 (bij 49% reductie) tot 33.000 (bij 60% reductie) extra banen in 2030 zal opleveren (Ecorys, 2022). TNO schatte eerder dat er 39.000 tot 72.000 banen rakende aan de energietransitie bij komen tot 2030, tegenover 6.000 tot 11.000 banen die verdwijnen in de olie- en kolensector (TNO, 2019)

[13] Dashboard Onderwijs-Arbeidsmarkt technologie

Antwoord

Risico’s voor de uitvoering van klimaat- en energiebeleid zijn heel divers van aard en niet goed onderling te rangschikken. Allereerst zijn er risico’s bij de uitvoering van energieprojecten, vooral in het beoogde tempo, die gezamenlijk de voortgang kunnen belemmeren. Hieronder vallen het tekort aan arbeidskrachten, beschikbare ruimte voor infrastructuur, stikstofruimte, lengte van vergunningsprocedures en tekort aan materialen. Dit wordt bijvoorbeeld zichtbaar in het ‘maakbaarheidsgat’ dat netbeheerders inschatten voor de investeringen in het elektriciteitsnet, waarbij het gat bestaat uit de ‘benodigde investeringen’ en de ‘maakbare investeringen’ en dat in 2024 op 28% werd geschat tot 2030. Het kabinet werkt met netbeheerders en andere partijen hard aan het verkleinen van dit maakbaarheidsgat.

Ten tweede zijn er markt- en prijsrisico’s die de business cases in de transitie beïnvloeden en daarmee ook het handelingsperspectief van bedrijven en huishoudens. Hiertoe behoort bijvoorbeeld de rente, die sterk van invloed is op de ontwikkelkosten van kapitaalintensieve onderdelen van de energietransitie, zoals het bouwen van windparken op zee of het isoleren van huizen door huishoudens. Ook de mondiale energieprijzen zijn sterk bepalend voor de business case van verduurzamingsprojecten en indirect dus ook op de publieke uitgaven aan stimulering daarvan. De invloed van het kabinet op deze risico’s is beperkt.

Ten derde zijn er risico’s bij de ontwikkeling van nieuwe technologieën en (internationale) waardeketens. Voor de klimaat- en energietransitie is Nederland deels afhankelijk van de totstandkoming van nieuwe technologieën en internationale waardeketens, bijvoorbeeld voor hernieuwbare waterstof, duurzame (kool)waterstofdragers (zoals methanol en ammoniak) of nieuwe opslagsystemen. Het kabinet stimuleert hiertoe innovatie en zet in op de opbouw van strategische ketens in Europa en op internationale samenwerking voor de opbouw van deze ketens.

Tot slot zijn er risico’s in de Europese en mondiale beleidsvorming op klimaat en energie die rechtstreeks van invloed zijn op de klimaat- en energietransitie in Nederland. Stevig en ambitieus beleid is nodig om een gelijk speelveld te creëren voor internationaal opererende bedrijven, maar ook om bijvoorbeeld afspraken te maken met buurlanden over grensoverschrijdende energie-infrastructuur. Het kabinet zet zich dan ook onverminderd in voor ambitieus Europees en internationaal klimaat- en energiebeleid.

Vraag 44

Op welke onderdelen deelt het kabinet de kritiek van de Raad van State over de klimaat- en energienota dat de huidige transitiepaden nog onvoldoende concreet zijn, en welke vervolgstappen worden genomen om deze uit te werken?

Antwoord

Het kabinet deelt deze zienswijze van de Raad van State. De transitiepaden die zijn opgenomen in de Klimaat- en Energienota zijn

eerste contouren. Het kabinet werkt de transitiepaden richting de Klimaat- en Energienota 2027 verder uit. Hierbij worden onder meer inhoudelijke keuzes gemaakt worden over de indicatoren. Naast stappen op de inhoud, zal het kabinet ook met externe stakeholders in gesprek gaan. Vervolgens zullen de transitiepaden richting het nieuwe NPE en Klimaatplan in 2029 worden geactualiseerd, waarbij het integrale beeld van het klimaatbeleid en het energiesysteem en de interactie met energieketens weer zal worden meegenomen, net als bij het Klimaatplan 2025-2030 en het NPE uit 2023 is gedaan.

Vraag 45

Hoeveel neemt de productie en het gebruik van kolen, olie en gas af in 2030, 2040 en 2050?

Antwoord

De focus van deze Actualisatie van het NPE was de periode tot 2040. De andere gevraagde zichtjaren zijn bij het NPE niet in beeld gebracht. De geplande afname van kolen, olie en gas richting 2040 staat beschreven in het Verdiepingsdocument, Hoofdstuk 7.

Fossiele energie-drager	***2025 Bron: CBS***			***2040 Bron: Cijferbasis NPE***		
	Primair aanbod totaal	*Waarvan productie*	*Waarvan import*	***Primair aanbod totaal***	*Waarvan productie*	*Waarvan import*
Kolen	*190*	*0*	*190*	*5*	*0*	*5*
Aardolie	*2670*	*42*	*2628*	*1175*	*0*	*1175*
Aardgas	*938*	*280*	*658*	*330*	*45*	*285*

Vraag 46

Is de energiesector in 2050 fossielvrij en worden fossiele brandstoffen dan enkel nog gebruikt in productieprocessen, bijvoorbeeld voor plastics, of in bepaalde sectoren als de lucht- en scheepvaart?

Antwoord

In het NPE wordt het energiesysteem integraal bekeken, en daarin worden de (fossiele) grondstoffen die gebruikt worden voor de chemie en de productie van lucht- en scheepvaart brandstoffen meegenomen. Voor het binnenlands gebruik van (fossiele) brandstoffen geldt dat deze in 2050 klimaatneutraal zijn, en dat het kabinet inzet op het minimaliseren van fossiel. Echter kan het zijn dat in bepaalde industriële sectoren, zoals de raffinage en chemie, nog in beperkte mate gebruik gemaakt wordt van fossiele brandstoffen met toepassing van CCS, of dat koolstofverwijdering in één sector compenseert voor fossiele brandstofverbranding (zonder CCS) in een andere sector. Het verschil tussen klimaatneutraal en

fossielvrij staat uitgebreider beschreven in hoofdstuk 7 in het verdiepingsdocument.

Vraag 47

Bestaat er - in het licht van uitfaseren van fossiele brandstoffen energiezekerheid - een analyse van essentiëel en niet-essentiëel gebruik van fossiele brandstoffen?

Antwoord

Voor aardgas bestaan het Bescherm- en Herstelplan Gas en het Nationaal Crisisplan Gas. Deze bevatten een maatregelenladder met maatregelen die kunnen worden overwogen wanneer zich een verslechtering van de gasleveringssituatie voordoet. Voor aardolie is er het Landelijk Crisisplan Olie. Dit bevat een conceptuitwerking prioritaire gebruikers, welke kan worden gebruikt om te komen tot een afweging van welke gebruikers aangewezen moeten worden als prioritaire gebruikers. Beide overzichten zijn gemaakt in het kader van mogelijke crises in de energiezekerheid van fossiele brandstoffen.

Vraag 48

Welke gevolgen heeft de Advisory Opinion van het Internationaal Gerechtshof voor het uitfaseren van fossiel in Nederland, en waar zijn deze gevolgen terug te zien in de nationale routekaart?

Antwoord

Een uitgebreidere appreciatie van de Advisory Opinion volgt in de Kabinetsappreciatie, die medio november met de Tweede Kamer wordt gedeeld.

Vraag 49

Is de nationale routekaart afbouw van fossiele brandstoffen en subsidies voldoende om de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen te verminderen en de nodige emissiereducties te realiseren, en op welke onafhankelijke wetenschap is dit gebaseerd?

Antwoord

De routekaart die met dit NPE 2026 is gepresenteerd, richt zich op de afbouw van fossiele energiedragers. Dit NPE beschrijft de aanpak waarmee de opbouw van schone energiedragers hand in hand gaat met de afbouw van fossiele energiedragers. Daarmee daalt de afhankelijkheid van (import van) fossiele brandstoffen. In 2025 was 87% van het Nederlandse primaire energie aanbod fossiel, en het NPE-pad beschrijft een daling naar 43% fossiel in 2040, en naar slechts 23% voor het binnenlands energetisch gebruik. Daarnaast dalen met het NPE-pad de emissies sterk. Het NPE is opgesteld in lijn met het 90% EU-klimaatdoel in 2040 en klimaatneutraliteit in 2050. Of deze klimaatdoelen worden gehaald is ook afhankelijk van de reductie van emissies buiten het energiesysteem. Over fossiele subsidies is de Kamer in 2025 apart gecommuniceerd, in het Uitfaseerplan Fossiele

Brandstofsubsidies[14]. Het Uitfaseerplan Fossiele Brandstofsubsidies draagt wel bij aan het uitfaseren van fossiele brandstoffen.

Wat betreft de vraag of het uitgezette pad in het NPE voldoende is om de afhankelijkheid van de fossiele brandstoffen te verminderen en de leveringszekerheid te behouden: zie antwoorden op vraag 17 en 111.

Het NPE en de bijbehorende nationale routekaart afbouw fossiel zijn opgesteld op basis van vele onafhankelijke wetenschappelijke publicaties. Zo is voor de routekaart afbouw fossiel als basis bijvoorbeeld de Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 (TVKN) van het PBL gebruikt, en de ADAPT en TRANSFORM Scenario's van TNO. Er is nog weinig literatuur beschikbaar specifiek over de (uitvoering van de) afbouw van fossiel ten opzichte van opbouw van schone energiedragers, maar het kabinet heeft gebruikt gemaakt van de wetenschappelijke publicaties die wel beschikbaar zijn, zoals Rosenow, Lowes & Kemfert (2024) The elephant in the room: How do we regulate gas transportation infrastructure as gas demand declines? One Earth, 7(7), 1158-1161.

Vraag 50

Kan worden toegelicht vanuit welke landen de kritieke grondstoffen met een hoger leveringsricico (4-6) worden geïmporteerd zoals beschreven op pagina 18 van Bijlage A: Monitor Energiesysteem 2026?

Antwoord

De grondstoffen met het hoogste leveringsrisico komen vrijwel volledig uit één land. Dysprosium komt voor 100% uit China en neodymium voor 85%. China produceert ook 91% van het magnesium wereldwijd en levert 97% van het magnesium dat de EU gebruikt. De uitzondering is niobium, dat voor ongeveer 90% uit Brazilië komt.[15]

Vraag 51

Kunt u voor 2030, 2035 en 2040 de totale jaarlijkse energielasten van huishoudens uitsplitsen naar inkomensgroep, huur of koop en verwarmingswijze, met afzonderlijk levering, nettarieven, capaciteitsmechanisme, ETS2, bijmengverplichting groen gas, belastingen en tegemoetkomingen, en daarnaast de benodigde investeringen en onderhoudskosten aangeven? Kunt u daarbij onderscheid maken tussen vastgesteld beleid en aanvullende NPE-aannames, de bedragen in één prijspeil presenteren en aangeven welke onderdelen nog niet zijn berekend, waaronder de effecten van tijdsafhankelijke nettarieven?

Antwoord

Nee, deze gegevens zijn niet beschikbaar. Zoals eerder met de Kamer is gedeeld wordt ten behoeve van de beantwoording van de motie Jumelet en Van den Berg een integrale analyse gemaakt als onderdeel van het

[14] Kamerstuk 31 793, nr. 285.
[15] Europese Commissie (2023), *Study on the Critical Raw Materials for the EU 2023 – Final Report*, Tabel A (p. 6) en Tabel B (p. 9).

kennisprogramma EIK (Energietransitie Integraal Kostenbeeld).[16] Het ministerie van EZK is nauw betrokken bij de uitvoering van dit programma en zal daarbij inzetten op tijdige en volledige analyses langs de lijnen van de motie. Zoals eerder aangegeven zal ik u uiterlijk het einde van het jaar informeren over de voortgang van dit programma.

Voor de prognose voor de energierekening 2026-2031, zie het antwoord op vraag 38.

Vraag 52

Welke aannames per sector verklaren het verschil tussen circa 260 TWh elektriciteitsvraag in 2040 in het NPE en de bandbreedte van 148–218 TWh in de KEV 2026? Kunt u aangeven welke investeringen in productie en infrastructuur afhankelijk zijn van de hogere vraag en wat een neerwaarts industrieel scenario betekent voor benutting, jaarlijkse systeemkosten, nettarieven en reeds aangegane verplichtingen? Welke besluiten kunnen worden aangepast voordat verplichtingen worden aangegaan, en welke (kwantitatieve) analyse ontbreekt nog?

Antwoord

Het verschil geldt voor alle sectoren, waarbij het absolute verschil voor de mobiliteit en industrie het grootst is. Het verschil tussen de KEV en het NPE laat het beleidsgat zien tussen de ambities op het gebied van klimaat en energieonafhankelijkheid. Dit verschil laat het belang zien van de boodschap in het NPE dat intensivering van inzet op elektrificatie en het wegnemen van barrières daarvoor nodig is. Wat de doorwerking is van lagere vraagontwikkeling in lijn met de KEV op de nettarieven en systeemkosten bij gelijkblijvende netinvesteringen is niet onderzocht. Netbeheerders kijken bij het opstellen van hun investeringsplannen naar het NPE, maar ook nadrukkelijk naar ontwikkeling in de praktijk. Dit neemt niet weg dat er bij investeringen in (energie)infrastructuur risico’s kunnen zijn op ‘stranded assets’. In het antwoord op vraag 55 wordt toegelicht welke aanpak het kabinet in het NPE hanteert om deze risico’s zo veel mogelijk te verkleinen.

Vraag 53

Hoe worden de keuzes uit het NPE over de ontwikkeling van het energiesysteem vertaald naar concrete ruimtelijke keuzes in de Nota Ruimte en naar provinciale en gemeentelijke plannen? Welke instrumenten zet de regering in om tijdig ruimte voor toekomstige energie-infrastructuur te reserveren en om bij nieuwe gebiedsontwikkelingen de gevolgen voor het energiesysteem mee te wegen? Welke rol krijgt het wetsvoorstel Omgevingsrechtelijk Sturen op het Energiesysteem daarbij, welke besluiten zijn hiervoor nog nodig en wanneer worden die genomen?

Antwoord

Zie het antwoord op vraag 24.

Vraag 54

[16] Kamerstuk 29 023, nr. 704.

Hoe is de richtwaarde van 7 GW kernenergie in 2050 verdeeld over elektrisch vermogen, thermisch vermogen, Borssele, nieuwe grote centrales en SMR’s? Kunt u de beschikbare vergelijkende berekeningen verstrekken voor varianten met 7, 14 en 20 GW nieuw elektrisch kernvermogen naast Borssele, bij gelijke energievraag en betrouwbaarheidseisen, inclusief productie, netten, opslag, reservevermogen, brandstof, bouwtijd en financiering? Welke gevoeligheden zijn onderzocht voor rente, bouwkosten en vertraging, en welke varianten of kostenonderdelen zijn nog niet onderzocht?

Antwoord

De 7 GW kernenergie is een richtpunt voor 2050. Hoe de verdeling daarbinnen gemaakt wordt tussen verschillende technieken en tussen elektrisch en thermisch vermogen is in deze NPE-actualisatie niet meegenomen en wordt onderdeel van de herijking van het NPE in 2029. In deze weging zullen geactualiseerde prognoses voor de elektriciteitsvraagontwikkeling daarnaast een belangrijk startpunt zijn en zal de behoefte aan aanvullende nucleaire capaciteit worden meegenomen als onderdeel van de bredere ontwikkeling van de behoefte aan CO2-vrij elektriciteitsaanbod, waaronder ook de richtwaarden voor windenergie op zee en hernieuwbaar op land na 2040. Varianten voor 14 of 20 GW nieuwe capaciteit zijn niet doorgerekend.

Vraag 55

In hoeverre ziet u een risico voor 'stranded assets' waarbij energie-infrastructuur wordt aangelegd, terwijl de verwachte industriële activiteit tegenvalt? Hoe voorkomt u zoveel mogelijk stranded assets?

Antwoord

Het pad zoals opgenomen in het NPE is richtinggevend voor het kabinet voor de ontwikkeling van het energiesysteem. Maar het is geen blauwdruk. Voor veel van de investeringen die voor het beschreven pad nodig zijn, hoeft pas later in de tijd een besluit te worden genomen. Het risico op stranded assets wordt zoveel mogelijk beperkt door via de integrale systeemplanning (zie ook hoofdstuk 10 in het Verdiepingsdocument) regelmatig in een tweejaarlijkse cyclus vraagarticulatie, scenariovorming, beleid en infrastructuurplanning te actualiseren. Daarnaast wordt bij deze actualisatie van het NPE expliciet de keuze gemaakt voor evenwichtige aanbodontwikkeling waarbij bij grote investeringsbeslissingen in nieuw aanbod of infrastructuur met een actueel beeld van de verwachte vraagontwikkeling gewerkt wordt. Het aanleggen van te weinig van deze infrastructuur heeft naar verwachting grotere (economische) kosten en risico’s tot gevolg.

Vraag 56

Welke uitkomsten zijn beschikbaar voor de elektriciteitsvoorziening in 2030, 2035 en 2040 bij een koude periode van veertien dagen met weinig zon en wind en gelijktijdige schaarste in omringende landen? Kunt u per scenario aangeven welk regelbaar vermogen daadwerkelijk beschikbaar is, hoeveel energieopslag en vraagrespons leveren, welke gasvoorraad en maximale gaslevering per dag nodig zijn, welke import resteert en wat de

verwachte niet-geleverde energie en tekorturen zijn? Welke aannames en onzekerheden zijn daarbij gebruikt?

Antwoord

Voor de uitkomsten verwijst het kabinet naar de jaarlijkse Monitor Voorzieningszekerheid van TenneT. Hierin wordt, op basis van een groot aantal weerjaren en situaties in buurlanden via kansberekening inzichtelijk gemaakt wat het beschikbare regelbaar vermogen, opslag, vraagrespons en import betekenen voor de verwachte uren van tekort (LOLE) en niet geleverde energie (EENS). In de laatste monitor was dat voor de jaren 2028, 2030, 2033 en 2035. De inzichten uit de Monitor Voorzieningszekerheid zijn ook meegenomen bij het opstellen van het NPE. De monitor kijkt niet naar brandstofbeschikbaarheid.

Het NPE heeft niet, in aanvulling op de inzichten uit de Monitor Voorzieningszekerheid, in detail verkend hoe de betrouwbaarheid en leveringszekerheid kan worden geborgd in periodes van dunkelflaute. Het monitoren van de voorzieningszekerheid bij een breed scala aan (weers)omstandigheden is een taak van TenneT en hierover wordt gerapporteerd in de Monitor Voorzieningszekerheid.

Vraag 57

Kunt u voor de kritieke projecten voor netuitbreiding, nieuwe kerncentrales, het capaciteitsmechanisme en waterstoftransport en -opslag een overzicht geven van verantwoordelijke partij, vergunningen, investeringsbesluit, beschikbare financiering, geplande ingebruikname en onderlinge afhankelijkheden? Welke effecten op leveringszekerheid, kosten en benodigde tijdelijke capaciteit zijn berekend bij vijf jaar vertraging van nieuwe kerncentrales of kritieke infrastructuur, en welke vervangende maatregelen zijn daarvoor voorzien en financieel gedekt?

Antwoord

Het kabinet brengt jaarlijks een overzicht uit van de stand van belangrijke projecten in het MIEK-projectenboek (laatste versie Kamerstuk 29 023, nr. 601). Een overzicht van de status van projecten is ook digitaal toegankelijk (https://energietransitie.nl/energieprojecten/projecten-op-de-kaart), inclusief informatie over verantwoordelijke en betrokken partijen.

Het kabinet wil de onderlinge afhankelijkheden tussen energieprojecten in de transitie beter in beeld krijgen. In de actualisatie van het NPE staat daarom aangegeven dat het kabinet afspraken gaat maken met de gezamenlijke netbeheerders en dat netbeheerders toewerken naar een integrale systeemplanning. Hierin wordt zichtbaar wat de samenhang is tussen geplande hoofdinfrastructuur over alle modaliteiten heen.

Voor verschillende onderdelen van het energiesysteem worden de leverings- en voorzieningszekerheid beoordeeld in regelmatige analyses voor het elektriciteits- en gassysteem, uitgevoerd door TenneT en GTS (zie ook antwoord op vraag 17 voor de beschrijving van hun rol hierin). Effecten op leveringszekerheid van mogelijke vertraging zijn niet per project beschikbaar. Specifiek voor de elektriciteitsvoorziening geldt dat

het capaciteitsmechanisme wordt ingericht om de voorzieningszekerheid naar de toekomst toe te borgen, ook bij vertraging van projecten. In de Kamerbrief van afgelopen juni heeft het kabinet de Tweede Kamer geïnformeerd over de inrichting, inclusief financiering, en welke stappen hiervoor komende tijd worden gezet[17].

Vraag 58

Welke capaciteitsfactoren en aantallen vollasturen worden in het NPE en de onderliggende systeemkostenberekeningen gehanteerd voor wind op zee, wind op land, zon, kernenergie en gascentrales in 2030, 2035, 2040 en 2050? Kunt u per technologie en scenario de bron, het weerjaar, het bruto of netto vermogen en de verwerking van onderhoud, storingen, netbeperkingen en afschakeling van productie vermelden?

Antwoord

Bij het opstellen van het NPE is gekeken naar meerdere systeemstudies waarin kosten zijn meegenomen. In systeemmodellen worden vaak geen vaste aanname voor een capaciteitsfactor gebruikt, maar productieprofielen voor hernieuwbare bronnen en een maximale beschikbaarheid van centrales (maximale capaciteitsfactor). In de aannames voor de (maximale) capaciteitsfactor zijn zaken als onbeschikbaarheid door onderhoud en storingen meegenomen. De optimalisatie van de inzet van die bronnen wordt gedaan op basis van het minimaliseren van systeemkosten. De inzichten over de globale verdeling van inzet van energiebronnen op basis van die systeemstudies zijn meegenomen in het NPE. Voor het energetische cijferbeeld in het NPE zijn de capaciteitsfactoren voor wind en zon op land overgenomen uit het Koersvaste Middenweg scenario van NBNL en voor wind op zee zijn aparte berekeningen gedaan om zogeffecten en aanvullende operationele verliezen beter mee te nemen (zie vraag 59).

Vraag 59

Hoe verhoudt de gemiddelde capaciteitsfactor voor de onderzochte windparken op zee van circa 49% inclusief zogverliezen en circa 41% na aanvullende operationele verliezen in de NPE-verdieping zich tot de 57% in de basisberekening en 47% in de gevoeligheidsanalyse van TNO? Kunt u de verschillen uitsplitsen naar zichtjaar, locaties, turbineontwikkeling, weerjaar, vermogensdefinitie en verliesposten, en aangeven welke aannames voor de beleidskeuzes worden gebruikt?

Antwoord 59

In de eerdere studies van TNO werden zog-effecten – windparken die elkaars wind wegnemen – nauwelijks meegenomen. In de gevoeligheidsanalyses van TNO (onderdeel van het Wind Infrastructuurplan Noordzee) is destijds een eerste grove inschatting gemaakt van de impact van zogeffecten, waardoor de gemiddelde capaciteitsfactor in die analyses daalde van 57% naar 47%. In deze analyses was daarnaast geen rekening gehouden met operationele verliezen binnen het windpark. In het NPE is rekening gehouden met de nieuwste inzichten rondom zog-effecten en operationele verliezen binnen

[17] Kamerstuk 29 023, nr. 705.

windparken. Dit maakt dat de capaciteitsfactor die gehanteerd is in het NPE lager ligt dan in de gevoeligheidsanalyse voor het WIN. Daarnaast zit er een verschil in het gebruikte weerjaar waar TNO 2015 gebruikte en het NPE 2012, waarbij 2015 een relatief gunstig weerjaar was en 2012 een relatief gemiddeld weerjaar.

Vraag 60

Welk deel van de benodigde financiering en welk instrumentarium voor 200.000 extra warmtenetaansluitingen in 2030 ontbreken op dit moment nog? Op welk moment moeten deze randvoorwaarden uiterlijk zijn ingevuld om de doelstelling voor 2030 nog te kunnen halen? Wanneer neemt u daarover definitieve besluiten, en hoeveel extra aansluitingen komen volgens het kabinet in gevaar bij verdere vertraging?

Antwoord

Zie het antwoord op vraag 15.

Vraag 61

Welke afzonderlijke gevoeligheidsberekeningen zijn beschikbaar voor een lagere capaciteitsfactor van wind op zee, waarbij investeringskosten, financieringsaannames en kostenkentallen voor netten gelijk blijven? Kunt u per scenario de gevolgen aangeven voor jaarlijkse elektriciteitsproductie, benodigde productiecapaciteit, netten, opslag, reservevermogen en totale jaarlijkse systeemkosten? TNO schrijft in de gecombineerde gevoeligheidsanalyse voor TRANSFORM van de stijging van 10,3 miljard euro per jaar circa 3,1 miljard toe aan hogere investerings- en offshore infrastructuurkosten en circa 7,2 miljard aan de systeemrespons op een lager opwekpotentieel. Kunt u deze bedragen uitsplitsen naar kostencomponent en systeemreactie, de onderliggende berekeningen verstrekken en aangeven hoe deze inzichten zijn verwerkt in het NPE?

Antwoord

TNO heeft in een gevoeligheidsanalyse voor het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee[18] een inschatting gemaakt van het effect van een lagere capaciteitsfactor voor windenergie op zee. Daarnaast komt TNO dit najaar met een geactualiseerde set scenario’s waarin zogeffecten en andere verliezen bij windenergie op zee beter in het model geïntegreerd zijn. In het geactualiseerde NPE zijn de nieuwe inzichten voor de opbrengsten van windenergie op zee meegenomen (zie vraag 58 en 59) en dit werkt ook door in de rest van het systeem.

Vraag 62

Acht u de routekaart over het uitfaseren van fossiele brandstoffen als voldoende om de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen te verminderen en de nodige emissiereducties te realiseren? Zo ja, waarop baseert u dit oordeel? Zo nee, komt er dan een aanscherping van de routekaart?

[18] De uitkomsten van deze gevoeligheidsanalyse zijn opgenomen in de bijlage van het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee, Kamerstuk 33 561, nr. 87.

Antwoord

Zie antwoord op vraag 49 voor de cijfers wat betreft de vermindering aan afhankelijkheid van fossiele brandstoffen en het realiseren van emissiereductie.

In 2029 zal het kabinet weer een NPE en een Klimaatplan publiceren. Hierin zal weer een integraal overzicht worden gegeven van het gebruik van energiedragers en emissies per sector en keten. Dan zal ook weer integraal worden beoordeeld of er aanscherping van het afbouwpad van fossiele brandstoffen nodig is.

Vraag 63

TNO gebruikt bij de uitruil van productiepotentiëlen een capaciteitsfactor van 90% voor kernenergie, terwijl tabel 5.2 voor 2050 uitkomsten tussen 5.532 en 6.854 vollasturen laat zien. Hoe worden de capaciteitsfactor bij deze uitruil, technische beschikbaarheid en feitelijke productie in de verschillende modellen onderscheiden? Kunt u voor grote centrales en SMR’s aangeven welke aannames over onderhoud, storingen, vraagontwikkeling en lastvolgend bedrijf de benutting bepalen, en hoe die doorwerken in de kostenvergelijking met andere bronnen?

Antwoord

In de meeste modellen wordt inzet van elektriciteitsbronnen bepaald op basis van de laagste marginale kosten. De inzet van kerncentrales en regelbaar vermogen volgt dan uit elektriciteitsvraag die overblijft na aftrek van productie uit wind en zon. Welke centrales dan aan gaan wordt bepaald op basis van aangenomen marginale kosten van verschillende technieken (merit order), waarbij het technische productiepotentieel (de maximale capaciteitsfactor) de maximale inzet over het jaar beperkt. Aannames over onderhoud en storingen zijn in deze maximale capaciteitsfactor verwerkt. Aannames rondom vraagontwikkeling en bijbehorende vraagprofielen bepalen hoeveel elektriciteit er elk uur nodig is, waarna inzet van productiebronnen en flex wordt bepaald op basis van de laagste marginale kosten. In de economische optimalisatie in werkelijkheid kan de inzet van centrales soms wat van dit theoretische optimum afwijken in verband met hoge opstart- en afschakelkosten en het feit dat centrales ook kunnen worden ingezet voor andere diensten zoals netstabiliteit.

Vraag 64

Welke bijdrage aan betrouwbaar beschikbaar vermogen tijdens mogelijke tekorturen wordt voor wind, zon, kernenergie en gascentrales aangenomen, en hoe wordt die bijdrage berekend? Kunt u per technologie het opgesteld vermogen, de gemiddelde capaciteitsfactor, de technische beschikbaarheid en de bijdrage tijdens tekorturen afzonderlijk presenteren? Hoe wordt rekening gehouden met gelijktijdige lage windproductie, geplande en ongeplande uitval en de gevolgen voor het benodigde reservevermogen?

Antwoord

Hiervoor verwijst het kabinet naar de jaarlijkse Monitor Voorzieningszekerheid van TenneT. Zie ook het antwoord op vraag 56.

Vraag 65

Kunt u toelichten hoe Nederland bij COP31 en als lid van de coördinatiegroep richting de tweede TAFF-conferentie in Tuvalu geloofwaardig kan aandringen op versnelling van de uitfasering van fossiel wanneer Nederland zelf geen aanvullende maatregelen in haar routekaart voorlegt?

Antwoord

Nederland is het tweede land ter wereld dat een routekaart uitbrengt. In dit NPE beschrijft het kabinet hoe het de afhankelijkheid van fossiel fors zal doen laten afnemen: van 87% in 2025 naar 43% in 2040 van het primair energie aanbod (incl. grondstoffen en internationale lucht- en scheepvaart), en naar 23% van het binnenlands gebruik (excl. grondstoffen en internationale lucht- en scheepvaart). Bovendien beschrijft het NPE meerdere maatregelen die het kabinet neemt op het gebied van opbouw van schone energie, waar de afbouw van fossiel uit volgt. Dit maakt Nederland een geloofwaardige partner richting de tweede TAFF-conferentie in Tuvalu en COP31.

Vraag 66

Welke benuttingsgraad en aantallen vollasturen worden per scenario en zichtjaar voor elektrolysers aangenomen, en welke aannames gelden voor elektriciteitsinkoop, investeringskosten en nettarieven? Wat betekenen minder vollasturen voor de kostprijs per kilogram waterstof en de benodigde publieke ondersteuning? Kunt u laten zien hoeveel uren voor afschakeling beschikbaar blijven bij de gehanteerde vollasturen, en of die uren samenvallen met de behoefte aan flexibiliteit van het elektriciteitssysteem?

Antwoord

In het NPE 2026 is ervan uitgegaan dat elektrolysers meer vollasturen zullen moeten maken dan waar in NPE 2023 van werd uitgegaan. Dit betekent dat het niet reëel is dat elektrolysers enkel draaien wanneer er grootschalige overschotten zijn, maar een groter gedeelte van het jaar. Elektrolysers zullen nog steeds reageren op elektriciteitsprijzen, maar zullen naar verwachting in de basis draaien en uitgaan bij hele hoge prijzen in plaats van in de basis uitstaan en aangaan bij hele lage prijzen. Voor de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem zullen ook nog aanvullende bronnen van flexibiliteit nodig zijn bovenop de geschetste elektrolysecapaciteiten. In het NPE is geen gedetailleerde analyse gemaakt van het exacte verwachte aantal draaiuren van elektrolysers bij het geschetste Nederlandse elektriciteitssysteem.

Vraag 67

Hoe gaat u ervoor zorgen dat de perspectieven van stakeholders in het aanscherpen van deze routekaart worden meegenomen, en dat actoren met belangenverstrengelingen, zoals de fossiele industrie en grote vervuilers, dit proces niet ondermijnen?

Antwoord

Het aanscherpen van het integrale beeld van de ontwikkeling van het energiesysteem, inclusief de routekaart voor de verantwoorde afbouw van fossiel, gebeurt door middel van de klimaat- en energiebeleidscyclus: het kabinet beoogt een nieuw NPE te publiceren in 2029. Voor het opstellen van dit nieuwe NPE zal ook weer een consultatieproces worden ingericht, waarbij breed zal worden gevraagd aan stakeholders hoe zij naar de ontwikkeling van het energiesysteem kijken. Daarbij zullen ook partijen die actief zijn in de fossiele industrie worden geconsulteerd, als onderdeel van de brede groep aan stakeholders die ook betrokken zijn geweest bij de totstandkoming van de actualisatie van het NPE. Het kabinet is zich daarbij bewust dat partijen een eigen belang hebben. Dit geldt voor partijen actief in de fossiele industrie maar ook voor andere partijen. Uiteindelijk is het aan het kabinet om de verschillende publieke belangen die spelen rondom afbouw fossiel goed af te wegen en te komen tot een geüpdatete versie van het NPE inclusief een beschrijving van de verantwoorde afbouw van fossiel.

Vraag 68

Hoe verhouden de circa 280 TWh CO2-vrije elektriciteitsproductie in 2040 in paragraaf 4.4.1 en de circa 305 TWh in bijlage B.3 zich tot elkaar? Kunt u het verschil van circa 25 TWh volledig uitsplitsen naar definities, scenario, bruto en netto productie, eigen verbruik, verliezen, afschakeling en overige oorzaken? Kunt u daarnaast de sluitende elektriciteitsbalans voor 2040 verstrekken, met productie per bron, import, export, eindgebruik, elektrolyse, overige omzettingen en opslagverliezen, inclusief gebruikte modelversie en machineleesbare invoer- en uitvoergegevens? Welk productiegetal ligt ten grondslag aan de beleidskeuzes en kostenramingen?

Antwoord

De ca. 280 TWh CO_2-vrije elektriciteitsproductie in paragraaf 4.4.1 is het correcte getal en de basis van beleidskeuzes in het NPE. De ca. 305 TWh uit paragraaf B.3 is een fout, daar had ook 280 TWh moeten staan. Voor de cijfers van vraag en aanbod voor elektriciteit verwijst het kabinet naar het Verdiepingsdocument en specifiek bijlage B.3. De cijferbasis is opgebouwd in het Energietransitiemodel in de 2025.01 versie.

Vraag 69

Hoe verhoudt de circa 610 PJ (aard)gas in 2040 in het hoofddocument zich tot de circa 405 PJ totale methaanvraag in de cijferbijlage, waarvan circa 290 PJ fossiel aardgas? Kunt u het verschil van circa 205 PJ verklaren met een aansluitingstabel, uitgesplitst naar fossiel aardgas, groen gas, waterstof, energetisch en niet-energetisch gebruik, omzettingen, verliezen en eventuele import, export of doorvoer? Kunt u daarbij per getal de systeemgrens, calorische basis, het scenario en de gebruikte modelversie vermelden? Welke raming wordt gebruikt voor de benodigde gasinfrastructuur, opslag en leveringszekerheid?

Antwoord:

De 610 PJ (aard)gas in 2040 in het hoofddocument is niet gebaseerd op het NPE cijferbeeld, maar op het midden van de bandbreedte uit de KEV (2026): 485-733 PJ in 2040. Dit is onjuist vermeld. Beide (NPE en KEV) zijn inzichtelijk in figuur 7.2 van het Verdiepingsdocument. De KEV cijfers verschillen van het NPE omdat in de KEV alleen bestaande beleidsmaatregelen worden meegenomen en nog niet alles wat in het NPE staat is vertaald in maatregelen. De correcte hoeveelheid resterend methaangebruik in 2040 op basis van de NPE cijferbasis is ca. 440 PJ (i.p.v. de 405 PJ vermeld in het verdiepingsdocument pg. 213). Het totale resterende methaangebruik is als volgt opgebouwd:

- Fossiel aardgas: ca. 330 PJ; groen gas: ca. 110 PJ
- Import: aardgas: 285 PJ; export & doorvoer: niet gekwantificeerd
- Finaal gebruik: Ca. 250 PJ; inzet in ketens (omzettingen): Ca. 155 PJ; brandstof in scheepvaart: 35 PJ

Voor de benodigde gasinfrastructuur, opslag en leveringszekerheid is het verstandig rekening te houden met een buffer, en niet uit te gaan van de laagste scenario’s wat betreft gasvraag. Wel houdt langetermijn beleid voor gas rekening met een dalende gasvraag. Daarvoor wordt niet één specifieke raming aangehouden.

Vraag 70

Hoe verhoudt zich de keuze om gasproductie in Nederland voort te zetten en nieuwe velden aan te boren, met de doelstelling om fossiele brandstoffen uit te faseren?

Antwoord

Zolang er vraag naar aardgas is, zal het aardgas ergens geproduceerd worden om aan die vraag te voldoen. Daarom zet het kabinet allereerst in op het verlagen van de vraag naar aardgas. Zo daalt de vraag naar aardgas uit de gebouwde omgeving door de omschakeling in wijken naar warmtenetten en warmtepompen, en hebben Nederlandse gemeenten vanaf de inwerkingtreding van de WGIW de bevoegdheid om wijken van het gas af te halen. Ook daalt de vraag naar aardgas in de elektriciteitssector door de opbouw van schone opwek.

Voor de vraag naar aardgas die nog overblijft, zijn er grofweg drie bronnen: binnenlandse productie, pijpleidingimport (zoals uit Noorwegen) en LNG-import. Zowel wat betreft leveringszekerheid als wat betreft emissie voetafdruk van de aardgasproductie en -transport is binnenlandse productie en anders pijpleidingimport preferent, en LNG-import het minst preferent. Op dit moment is de Nederlandse gasproductie gelijk aan 30% van de Nederlandse aardgasvraag. In 2040 is de verwachting dat dit is gedaald tot 13%.

Vraag 71

Wanneer voorziet u de productie en de het gebruik van gas en olie in Nederland te beëindigen, en via welke tussendoelen?

Antwoord

Wat betreft productie van aardgas: zie het antwoord op vraag 70. Wat betreft productie van aardolie wordt verwacht dat de huidige geringe productie richting 2040 verder zal afnemen. De voornaamste redenen voor de afname zijn de natuurlijke uitputting van velden en het feit dat er geen nieuwe opsporingsvergunningen op land meer worden afgegeven.

Wat betreft gebruik: zie antwoorden op vragen 25 en 45.

Vraag 72

Welke berekeningen onderbouwen dat de jaarlijkse systeemkosten in 2050 ongeveer hetzelfde aandeel van het bbp bedragen als in 2025? Kunt u per samenhangend scenario de systeemkosten, het bbp, het prijspeil en de jaarlijkse groei van beide presenteren? Kunt u tevens de gevoeligheid tonen bij economische groei van 0,5%, 1,3% en 2% per jaar, aangeven welke kosten- en groeiscenario's onderling verenigbaar zijn en kwantificeren wanneer het aandeel van de systeemkosten in het bbp stijgt? Welke kostenposten ontbreken nog in de bedragen van circa 70 miljard euro nu en 100–120 miljard euro in 2050?

Antwoord

De berekeningen komen uit een studie van TNO.[19] De onderliggende aannames verschillen per scenario en worden in het algemeen in (verschillende) achterliggende scenariostudies beschreven. De TNO-studie vergelijkt alleen op hoofdlijnen de groei van systeemkosten en de groei van het bbp. Uit de TNO-studie blijkt dat de totale jaarlijkse systeemkosten in het scenario met bestaand beleid, waarin de klimaatdoelen niet worden gehaald, tussen 2025 en 2050 gemiddeld met circa 1% per jaar toenemen. In de scenario’s waarin de klimaatdoelen wel worden gehaald bedraagt deze gemiddelde stijging circa 1,3% tot 2,2%.

Voor de ontwikkeling van het bbp wordt in de verschillende scenario’s uitgegaan van economische groei, die de geprojecteerde energievraag mede bepaalt. De ontwikkeling van het bbp en de systeemkosten hangen daardoor deels met elkaar samen. Een lagere economische groei betekent een lager niveau van economische activiteit en energievraag en daarmee naar verwachting ook lagere systeemkosten. Een afzonderlijke kwantitatieve gevoeligheidsanalyse voor de alternatieve groeipaden is niet uitgevoerd. De basisvarianten van ADAPT en TRANSFORM, twee scenario's die door TNO in haar rapport zijn gebruikt, gaan uit van circa 1,7% economische groei per jaar. De historische economische groei in Nederland bedroeg sinds 2008 gemiddeld circa 1,3% per jaar. De WLO-scenario’s hanteren een bandbreedte van circa 0,5% tot 2% per jaar.

De systeemkosten in de scenario's zijn de totale nationale kosten van het energiesysteem voor Nederland als geheel, waarbij op één punt alle kosten en baten samenkomen. De systeemkosten bestaan uit drie componenten: jaarlijkse kapitaallasten (CAPEX, berekend uit investeringskosten en levensduur), jaarlijkse operationele lasten (OPEX) en brandstofkosten. Overdrachten tussen actoren, zoals winsten, subsidies en

[19] TNO (2026). Project INKTVIS: bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie.

belastingen, maken geen onderdeel uit van deze kosten omdat dit kosten voor de één, maar baten voor een ander betekenen.

Vraag 73

Welke Nederlandse kosten-batenberekeningen onderbouwen de conclusie dat de baten hoger zijn dan de kosten van de in het NPE gekozen energiemix? Kunt u de gekozen mix vergelijken met de onderzochte alternatieven bij gelijke energievraag, emissiedoelen en betrouwbaarheid, met afzonderlijk klimaat, gezondheid, energiezekerheid, import, werkgelegenheid en overige macro-economische effecten? Kunt u aangeven hoe de aangehaalde Europese mitigatiekosten en mondiale vermeden klimaatschade in 2100 zijn vertaald naar Nederland, en welke bijdrage de aangehaalde Nederlandse batenstudie levert? Welke referentiescenario's, perioden, prijspeilen, discontovoeten en onzekerheidsmarges zijn gebruikt, en hoe wordt dubbeltelling tussen vermeden importkosten, binnenlandse investeringen en macro-economische baten voorkomen?

Antwoord

Om inzicht te geven in de baten van de energietransitie is gebruik gemaakt van verschillende studies die betrekking hebben op verschillende schaalniveaus, van mondiaal en Europees tot nationaal niveau.[20] Iedere studie geeft daarmee inzicht in de ontwikkeling van de kosten en baten op basis van de eigen referentiescenario’s, tijdshorizon en methodologische uitgangspunten.

De beschikbare studies vormen geen integrale maatschappelijke kosten-batenanalyse van de specifiek in het NPE gekozen energiemix. De verschillende studies laten wel zien dat de energietransitie, naast kosten, aanzienlijke maatschappelijke baten oplevert.

Vraag 74

Welke gevolgen heeft de Advisory Opinion van het Internationaal Gerechtshof volgens u voor het uitfaseren van fossiel in Nederland, en waar zijn deze gevolgen terug te zien in de nationale routekaart over het uitfaseren van fossiele brandstoffen?

Antwoord

Zie het antwoord op vraag 48.

Vraag 75

Hoeveel neemt de productie en het gebruik van kolen, olie en gas af in 2030, 2040 en 2050?

---

[20] RVO (2026) Kosten van de energietransitie: Synthese van kennis en kennislacunes; IPCC (2022). Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (AR6 WGIII). Section 3.6.1.2. Cambridge: Cambridge University Press; McKechnie & Udding (2026). Free!?* energy transition: including the monetized value of climate, health, energy security and macroeconomic effects in the Netherlands

Antwoord

Zie het antwoord op vraag 45.

Vraag 76

Welke normen en verplichtingen zijn voorzien om elektrificatie en de vraag naar nieuwe energieproductie te bevorderen, waaronder de voor 2029 geagendeerde normering van hybride en slimme verwarmingsinstallaties en van slimme warmtepompen en laadpalen? Kunt u per maatregel de doelgroep, juridische grondslag, beleidsstatus, verwachte extra energievraag, investerings- en gebruikskosten voor huishoudens en bedrijven en kosten per vermeden ton CO2 aangeven? Welke uitzonderingen of gelijkwaardige alternatieven zijn voorzien bij onvoldoende netcapaciteit, technische ongeschiktheid of onvoldoende betaalbaarheid? Welke kosten-batenvergelijking is beschikbaar tussen deze maatregelen en aanpassing of fasering van het aanbod?

Antwoord

Het kabinet werkt momenteel aan de normering van slimme hybride warmtepompen per 2029, de minister van VRO heeft uw Kamer hierover geïnformeerd op 7 oktober 2026. Bij de uitwerking is het uitgangspunt dat de normering eenvoudig, uitvoerbaar en economisch haalbaar is. Daarbij betrekt het kabinet de aspecten die in de gestelde vraag worden benoemd. Het kabinet laat momenteel onderzoeken in welke gevallen een hybride warmtepomp zich binnen de levensduur terugverdient. Mede op basis daarvan en rekening houdend met de uitkomsten van de voorjaarsbesluitvorming 2027 wordt besloten hoe de norm op een haalbare en uitvoerbare wijze kan worden ingevuld. Hierover wordt de Kamer na de voorjaarsbesluitvorming 2027 geïnformeerd. Vervolgens wordt de regelgeving in de tweede helft van 2027 in voorhang gebracht bij het parlement.

In de voortgangsupdates van het Landelijk Actieprogramma Netcongestie wordt periodiek bericht over de voortgang met betrekking tot slimme apparaten, waaronder warmtepompen. In de update van dit najaar is toegelicht dat de Nederlandse Technische Afspraak voor slimme warmtepompen in september is afgerond en dat de ISDE stapsgewijs wordt aangepast om het gebruik van slimme warmtepompen te stimuleren. De implementatie van slimme warmtepompen draagt bij aan de betere spreiding van het energieverbruik van warmtepompen en een lagere druk op het elektriciteitsnet.

Wat betreft normering van slimme laadpalen, binnen het nationaal opschalingsprogramma om uiteindelijk slim laden als norm te stellen zijn de volgende zaken reeds gerealiseerd:

- Netbewust laden is een standaard onderdeel van de concessiecontracten tussen decentrale overheid en laadpaalexploitanten voor publieke laadpalen.
- Dit voorjaar is onder begeleiding van de NEN een eenduidig keurmerk voor private slimme laadpunten en diensten opgeleverd.

Daarnaast onderzoekt het kabinet als onderdeel van de crisiswetgeving netcongestie (Kamerstuk 29023, nr. 727) de mogelijkheid van juridische normering van ‘slim laden’ voor private en (semi) publieke laadpalen.

Vraag 77

Kunt u deze beoogde reductie als doelen formuleren, en presenteren als realistisch, tijdsgebonden, verantwoord afbouwpad richting COP31?

Antwoord

De beoogde reductie gaat om de reductie zoals beschreven bij vraag 75. Zoals beschreven in het antwoord op vraag 25, zijn doelen geformuleerd op de opbouw van schone alternatieven voor fossiel, waaruit de afbouw van fossiel volgt. Het NPE beschrijft aan de hand van deze gelijktijdige opbouw en afbouw een realistisch, ambitieus en verantwoord pad naar klimaatneutraliteit in 2050. Richting COP31 zal het kabinet de routekaart ook internationaal presenteren, waarbij aandacht zal worden besteed aan de fasering in de tijd, de verantwoorde afbouw per sector, en de sterke mate van afbouw over het energiesysteem heen. De beoogde afname van fossiel is een sterke afname, die richting COP31 ook zo zal worden gepresenteerd: van 87% fossiele energiedragers in het primair energieaanbod in 2025 naar 43% in 2040 (incl. grondstoffen en internationale lucht- en scheepvaart) en 23% fossiel in binnenlands gebruik in 2040 (excl. grondstoffen en internationale lucht- en scheepvaart).

Vraag 78

Welke verwachte en maximale publieke financiële verplichtingen volgen uit de voorziene CfD's voor wind en zon, een eventueel cPPA-garantiefonds en publieke financiering van kerncentrales? Kunt u per instrument looptijd, uitgaven, mogelijke inkomsten, garantieplafond, risicodrager en stressscenario presenteren? Welke extra CfD-uitgaven zijn geraamd wanneer het windvermogen op zee groter is dan de transportcapaciteit en productie moet worden afgeschakeld? Wat zijn de gevolgen van lagere elektriciteitsvraag, lagere marktprijzen, lagere benutting en vertraging voor de rekening van belastingbetalers en eindgebruikers? Hoe worden overdrachten via subsidies onderscheiden van nationale systeemkosten om dubbeltelling te voorkomen?

Antwoord

Voor de CfD’s voor wind en zon zijn bij het coalitieakkoord langjarige (t/m 2050) budgetten gereserveerd.[21] De CfD voor hernieuwbaar op land wordt gefinancierd uit de SDE++-middelen. De uitgaven voor CfD’s zijn afhankelijk van volatiele elektriciteitsprijzen, hoogte van indieningsbedragen bij tenders, productie en eventuele vertraging van projecten. Deze verschillende factoren maken de verwachte uitgaven moeilijk voorspelbaar. Bij lagere marktprijzen (bijvoorbeeld door minder vraag) zullen uitgaven voor de CfD’s toenemen. Om hier rekening mee te houden, wordt een prijsrisicobuffer van 10% gehanteerd, waarmee een daling van elektriciteitsprijzen van 10% kan worden opgevangen. Uitgaven voor de CfD’s worden gemaximeerd door het verplichtingenbudget. Lagere

[21] Kamerstuk 2026Z02995

benutting of vertraging van projecten zorgen juist voor een afname van de uitgaven. Volgend op het debat met de Tweede Kamer over de opzet van het CfD-mechanisme, zal in een brief aan de Kamer zoveel mogelijk inzicht worden gegeven in de verwachte uitgaven en budgettaire invulling van de wind op zee CfD’s.

Naar aanleiding van het Actieplan windenergie op zee wordt er, in samenwerking met Invest-NL, gewerkt aan de verdere uitwerking van een cPPA-garantie-instrument. Indien voor de verdere ontwikkeling en eventuele uitvoering van het instrument aanvullende publieke middelen benodigd zijn, zal het kabinet deze integraal wegen bij de Voorjaarsbesluitvorming.

Voor de instrumenten die voorzien worden ter financiering van de eerste twee kerncentrales verwijs ik graag naar de Kamerbrief van oktober 2025 waarin het financieringspakket beschreven staat (Kamerstuk 32 645, nr. 162). Het gaat dan om volledige publieke voorfinanciering d.m.v. eigen vermogen en een lening van de staat, een CfD tijdens de operationele fase van 30-40 jaar, een garantie op het ontmantelen van de kerncentrales. Bedragen hangen af van locatie en vendor keuze, wensen vanuit de Europese Commissie in het kader van de staatssteunprocedure etc. Om deze reden zijn bedragen nog onzeker.

Vraag 79

Is de energiesector in 2050 fossielvrij en worden fossiele brandstoffen dan enkel nog gebruikt in productieprocessen, bijvoorbeeld voor plastics, of in bepaalde sectoren als de lucht- en scheepvaart?

Antwoord

Zie het antwoord op vraag 46.

Vraag 80

Welke technische, vergunningstechnische, financiële en planningsaannames onderbouwen dat SMR's in het cijferbeeld nog geen elektriciteit leveren in 2040? Welke gevoeligheidsberekeningen zijn beschikbaar waarin SMR's eerder bijdragen aan lokale elektriciteits- en warmtevoorziening, en wat zijn de effecten op netuitbreiding, flexibiliteit, ruimtelijke inpassing en systeemkosten? Kunt u aangeven hoe onzekerheden over tijdige realisatie en netinpassing voor SMR's, grote kerncentrales, wind op zee, wind op land en zon op onderling vergelijkbare wijze zijn verwerkt, en welke alternatieven nog niet zijn onderzocht?

Antwoord

Het NPE geeft aan dat “op termijn zouden SMR’s mogelijkerwijs ook kunnen worden toegepast als lokale energiebron, maar dit wordt verondersteld nog geen bijdrage te kunnen leveren aan het elektriciteitsaanbod in 2040 “. Onderbouwing hiervoor komt voort uit o.a.

- De marktanalyse NRG (2023),
- simulaties SMR-programma (2025),
- industrieclusterstudie,

- gesprekken met ontwikkelaars, provincies (en lopende marktconsultatie)
- FOAK-ontwikkelingen in Canada (eerste SMR in 2030 operationeel), Verenigd Koninkrijk (voorspelling eerste SMR vanaf midden jaren ’30, nog niet gespecificeerd in een jaartal), Zweden, Tsjechië (volgen beide na eerste Rolls-Royce SMR in Verenigd Konikrijk).

Een gevoeligheidsberekening kan inzicht bieden in de gevolgen van eventueel eerdere beschikbaarheid van SMR’s, maar kan op basis van de huidige beschikbare referenties en informatie niet betrouwbaar aangeven hoe waarschijnlijk die eerdere beschikbaarheid is. Tegelijkertijd zet het kabinet zich in voor een versnelde ontwikkeling van SMR’s in Nederland, zoals bijvoorbeeld Allseas en Thorizon, die mogelijk al tot een first-industrial-deployment komen midden jaren ’30. Vervolgstap is commerciële uitrol.

SMR’s zijn daarmee op dit moment in tijdigheid van realisatie nog niet op eenzelfde manier te beoordelen in vergelijking met breed toegepaste technologieën zoals grote kerncentrales, wind en zon. Door de inpassing van SMR’s nu te betrekken in het Programma Energiehoofdstructuur, zet het kabinet stappen om tot een integrale benadering en inpassing van het nationale energiesysteem te komen.

Vraag 81

Waarom zien we het verbod op fossiele reclame niet terug in de routekaart om fossiel uit te faseren? Wanneer reageert u op het WKR-advies om fossiele reclame te verbieden?

Antwoord

Zie de antwoorden op vragen 20 en 23.

Vraag 82

Welke kosten en effecten zijn meegenomen in de vergelijking die ten grondslag ligt aan de doorgroei van wind op land naar 12–14 GW in 2040 en de voorkeur voor decentrale opwek? Kunt u aangeven hoe netten, opslag, reservevermogen, afschakeling, ruimtegebruik, natuur, geluid, slagschaduw, gezondheid en maatregelen voor omwonenden zijn behandeld en welke posten niet zijn gekwantificeerd? Welke vergelijkingen zijn beschikbaar met alternatieve invulling van dezelfde lokale energievraag? Welke beslissingsruimte houden gemeenten en provincies bij de verdeling van de doorgroei, en welke wettelijke instrumenten zijn beschikbaar indien zij niet instemmen?

Antwoord

De studie door CE Delft en Generation.Energy die dit voorjaar naar uw Kamer is verstuurd biedt verschillende inzichten in de mogelijkheden van doorgroei van zon en wind op land.[22] Uit deze analyse blijkt dat er theoretisch doorgroei mogelijk is tot meer dan 600 GW zon op land en

[22] Bijlage bij Kamerstuk 29 023, nr. 643.

meer dan 50 GW wind op land. Voor optimalisatie van maatschappelijke kosten en baten zou doorgroei tot 140 GW zon op land en 18 GW wind op land wenselijk zijn. Bij deze analyse zijn verschillende effecten meegenomen zoals kosten, ruimtegebruik, effect op congestie en netverzwaring, en hinder voor omwonenden. Het maatschappelijk draagvlak voor verschillende archetypen is hierbij ook kwalitatief meegenomen. Deze studie laat ook zien dat in veel modelstudies van een lagere doorgroei van zon en wind op land wordt uitgegaan. Deze studies hanteren doorgaans een maximum op de groei, ervan uitgaande dat het niet realistisch is om doorgroei naar het modelmatige optimum te bereiken. De richtwaarden in de actualisatie van het NPE van 12-14 GW wind op land moet worden bezien als een richtpunt waarbij ingezet wordt op verdere doorgroei van bronnen die vanuit maatschappelijke kosten en baten wenselijk zijn, maar waarbij ook rekenschap gegeven wordt aan de uitdagingen voor het realiseren van deze groei.

De vertaling van de doorgroei van hernieuwbare opwek met zon en wind op land – ofwel de doorvertaling van het NPE naar provinciale en gemeentelijke plannen – gebeurt via energieafspraken met provincies, regio's en gemeenten en vindt dus niet eenzijdig vanuit het Rijk plaats.

Vraag 83

Wat wordt er precies verstaan onder afbouw, en hoe is gekomen tot dit eindresultaat?

Antwoord

Zie het antwoord op vraag 25.

Vraag 84

Hoe is het geraamde energie-importaandeel van ongeveer 50% in 2040 berekend? Kunt u teller en noemer, netto en bruto import, doorvoer, export, grondstoffengebruik, internationale bunkers en conversieverliezen afzonderlijk presenteren? Welke afhankelijkheden blijven per energieketen bestaan van leverancierslanden, kritieke materialen, productiecapaciteit, brandstofketens waaronder nucleaire brandstof, componenten, software en zeggenschap over infrastructuur? Welke kwantitatieve vergelijking is beschikbaar van leveringsrisico's, diversificatie en benodigde voorraden tussen de gekozen mix en de onderzochte alternatieven?

Antwoord

De NPE-cijferbasis komt op een energie-import aandeel over het gehele energiegebruik van zo’n 55%. In het totale verbruik in de noemer wordt de finale energievraag, de grondstoffenvraag in de chemie en de vraag van de internationale mobiliteit meegenomen. In de teller wordt per energiedrager de binnenlands geproduceerde energie opgeteld op basis van het aandeel productie/totaal aanbod op systeemniveau. Hierbij is er voor elke energiedrager vanuit gegaan dat het aandeel van import in het binnenlands gebruik even groot is als in de export. Rechtstreekse doorvoer van energiestromen is in dit getal niet meegenomen. Naar tweede-orde afhankelijkheidseffecten is in deze actualisatie nog niet in detail gekeken.

De kabinetsreactie op het rapport ‘Autonoom en Veilig’[23] die gelijktijdig met de actualisatie van het NPE aan de Tweede Kamer is aangeboden op 15 september 2026, gaat dieper in op (nieuwe) fysieke en digitale afhankelijkheden en de inzet van het kabinet om hier (in Europees verband) mee om te gaan.

Vraag 85

Bent u bereid om in het uitfaseren van fossiele brandstoffen - en ook in het licht van energiezekerheid - een analyse te maken over essentiële en niet-essentiële fossiele brandstoffen?

Antwoord

Wat betreft het borgen van leveringszekerheid: zie het antwoord op vraag 47. Breder wat betreft het uitfaseren van fossiele brandstoffen stelt het kabinet doelen op de opbouw van schone alternatieven, wat hand in hand gaat met de afbouw van fossiel. Daarbij zullen de toepassingen van fossiel die (kosteneffectieve) schone alternatieven beschikbaar hebben als eerste worden vervangen, vanwege marktwerking.

Vraag 86

Hoe is de verwachte behoefte aan 20–25 Mton koolstofverwijdering per jaar verdeeld naar jaar, techniek en sector? Kunt u per techniek de benodigde energie en grondstoffen, beschikbare en geplande afvang-, transport- en opslagcapaciteit, ontwikkelfase, kosten per netto verwijderde ton en voorziene publieke ondersteuning aangeven? Hoe worden daadwerkelijke verwijdering uit de atmosfeer, vermeden fossiele uitstoot en tijdelijke koolstofopslag onderscheiden, en hoe worden levenscyclusemissies, dubbeltelling, permanentie en aansprakelijkheid verwerkt? Welke gevolgen voor emissiedoelen en de gekozen energiemix zijn berekend als de benodigde verwijdering later, duurder of niet beschikbaar komt?

Antwoord

In maart 2025 is de Routekaart Koolstofverwijdering[24] gepresenteerd. Hierin wordt uitgebreid ingegaan op de behoefte aan koolstofverwijdering in Nederland (Hoofdstuk 3: ‘De behoefte aan koolstofverwijdering in Nederland en Europa’) en het aanbod en technisch potentieel (Hoofdstuk 4: ‘Aanbod en technisch potentieel voor koolstofverwijdering’). In deze routekaart wordt op basis van meerdere scenariostudies een inschatting gemaakt hoeveel koolstofverwijdering nodig is op de weg naar klimaatneutraliteit in 2050. Ook wordt ingegaan op welke koolstofverwijderingstechnieken in Nederland een rol kunnen spelen en welke kosten daarmee gepaard gaan. Om dit vraagstuk nog verder uit te diepen, doet CE Delft in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat een studie naar de potentie van verschillende technieken in Nederland. De resultaten worden eind dit jaar verwacht en worden dan met uw Kamer gedeeld.

---

[23] Kamerstuk 29 023, nr. 725.
[24] Bijlage bij Kamerstuk 32 813, nr. 1500.

In het klimaatbeleid worden de door de UNFCCC gehanteerde – en door de IPCC ontwikkelde – boekhoudregels gebruikt voor de verschillende koolstofverwijderingstechnieken (tijdelijke en permanente verwijdering). Deze regels zijn deels nog in ontwikkeling binnen IPCC, een update van het methodologierapport over koolstofverwijdering wordt eind 2027 verwacht. Daarbij wordt rekening gehouden met verwachte effectiviteit, permanentie en het vermijden van dubbeltellingen. Over de rekenregels is ook in de Routekaart meer te vinden (Hoofdstuk 7: 'Internationale regelgeving' en Annex II: 'Boekhouden van koolstofverwijdering (Accounting)').

Door de Europese Commissie wordt, in samenwerking met lidstaten en experts, gewerkt aan methodologieën voor koolstofverwijderingstechnieken via de Carbon Removal and Carbon Farming (CRCF) Verordening. Hierin wordt ingegaan op zaken als levenscyclusemissies, dubbeltelling, permanentie en aansprakelijkheid. Het kabinet heeft Kamervragen over de Nederlandse implementatie van deze Verordening ontvangen. De beantwoording wordt eind oktober met de Kamer gedeeld, waarbij op onder andere deze zaken zal worden ingegaan.

Vraag 87

Welke vergelijkende berekeningen zijn beschikbaar voor een klimaatneutrale chemie met resterend fossiel grondstoffengebruik en een volledig fossielvrije chemie, bij dezelfde productie en dezelfde netto broeikasgasuitstoot? Kunt u de verschillen aangeven in elektriciteits- en waterstofvraag, biogrondstoffen, koolstofverwijdering, investeringen, jaarlijkse systeemkosten, importafhankelijkheid, milieu-effecten en concurrentiepositie? Welke aanvullende baten onderbouwen verdere uitfasering van fossiele grondstoffen, welke afwegingscriteria worden gebruikt en welke kennis ontbreekt nog om te bepalen tot welk niveau die uitfasering wenselijk is?

Antwoord

TNO concludeert in recent onderzoek (Fossil-free energy system and the chemical industry in the Netherlands – TNO 2025) dat in een klimaatneutraal scenario het gebruik van fossiele grondstoffen aanzienlijk zal zijn verminderd, maar nog wel significant zal zijn. Een fossielvrij energiesysteem vraagt snelle en grote opschaling van schone elektriciteit en waterstof en significante hoeveelheden beschikbare biomassa. Dit leidt ook tot €7.7 tot €12.8 miljard per jaar additionele systeemkosten in en na 2050. In de 'Visie op Duurzame Koolstof in de Chemische Industrie'[25] wordt hier nader op ingegaan.

Vraag 88

Welke huishoudens behoren tot de groep die niet profiteert van de beschreven wijziging van nettarieven, hoe groot is hun geraamde jaarlijkse nadeel en hoe is deze groep verdeeld naar inkomen, woningtype en verbruiksprofiel?

Antwoord

Naar schatting 60% van alle huishoudens zal met de invoering van

[25] Kamerstuk 32 813, nr. 1540.

tijdgebonden tarieven voor kleinverbruikers in staat zijn een stijging van nettarieven te dempen. Het is moeilijk te zeggen welke groepen of type huishoudens potentieel nadeel ondervinden van tijdgebonden tarieven. Het is evenmin bekend hoe deze groep is verdeeld naar inkomen, woningtype of verbruikersprofiel.

In algemene zin geldt dat huishoudens die veel elektriciteit verbruiken ook hogere netkosten zullen hebben. Huishoudens met slimme apparaten, waaronder warmtepompen of laadpalen, zullen naar verwachting goed in staat zijn om het verbruik aan te passen en te verplaatsen naar buiten de piekmomenten in het elektriciteitsnet. Daarmee kunnen zij hun netkosten verlagen en kan het elektriciteitsnet beter worden benut. Bij de vormgeving van het tariefmodel is steeds het uitgangspunt geweest dat er voldoende impact is om netcongestie te verlichten, voldoende perspectief voor consumenten om verbruik aan te passen en tariefstijgingen te dempen en de garantie dat verduurzaming door huishoudens moet blijven lonen.

Vraag 89

Welke concrete SMR-projecten, vergunningstappen en technische en financiële voorwaarden zijn meegenomen in het NPE, en welke daarvan kunnen volgens de beschikbare planning vóór 2035 elektriciteit of warmte leveren?

Antwoord

Het NPE bevat geen analyse van specifieke energieprojecten of daarvoor benodigde technische of financiële voorwaarden maar schetst de energiemix op een meer overkoepelend niveau.

NRG heeft begin 2023 in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) een marktanalyse naar SMR’s uitgevoerd. In deze marktanalyse wordt de minimale doorlooptijd voor vergunningverlening en bouw van een SMR op circa zeven jaar geschat, mits deze is gebaseerd op conventionele technieken en het een ontwerp betreft dat al eens is gebouwd. De simulaties die daaropvolgend zijn gevoerd, als onderdeel van het rijksbrede SMR-programma, laten daarop geen ander beeld zien. Op basis deze verwachtingen lijkt een eventuele realisatie van SMR’s tegen 2040 in Nederland mogelijk. Het realiseren van SMR-projecten die al vóór 2035 elektriciteit en warmte leveren wordt niet realistisch geacht in verband met de staat van de technologie en de doorlooptijd voor daarvoor benodigde procedures.

Het kabinet is voornemens dit jaar nog een Kamerbrief toe te sturen die zal ingaan op het verzoek vanuit de Tweede Kamer voor een versnellingsagenda SMR’s. Deze Kamerbrief zal dieper ingaan op onder andere de marktconsultatie die afgelopen periode heeft plaatsgevonden, en biedt daarmee ook duidelijkheid over de volwassenheid van SMR-projecten in Nederland.

Vraag 90

Kunt u, aanvullend op de huishoudelijke energielasten, de totale nationale energiesysteemkosten voor 2030, 2035, 2040 en 2050 uitsplitsen naar productie, netten, opslag, reservevermogen, import en eindgebruik? Hoe worden investeringen vertaald naar jaarlijkse afschrijvings-, financierings- en onderhoudskosten, welke posten ontbreken en hoe wordt dubbeltelling voorkomen? Welke vergelijkbare referentieraming is beschikbaar bij dezelfde energiediensten en externe energieprijzen?

Antwoord

De resultaten voor de energiesysteemkosten volgen uit de TNO-studie "Project Inktvis – bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie'[26]. In deze studie zijn de systeemkosten ingedeeld in de ketens die het energiesysteem vormen: koolstof, elektriciteit, waterstof, warmte en investeringen van eindgebruikers. Per keten wordt vervolgens ingezoomd op de opbouw van de kosten. In de publiek beschikbare TNO-studie is de verdere uitsplitsing van de verschillende ketens naar de verschillende kostenposten voor de jaren 2030, 2040 en 2050 opgenomen. 2035 is niet beschikbaar. Bij de koolstofketen domineren de importkosten, bij de waterstofketen domineren de import- en de productiekosten, en bij de elektriciteit- en warmteketen domineren de infrastructuurkosten.

Bij het berekenen van de systeemkosten, waaronder de investeringskosten, houdt TNO apart rekening met afschrijving, maatschappelijke rente, en operationele kosten, maar een uitsplitsing hiervan vormt geen onderdeel van de resultaten. De gegevens in de studie zijn uitgesplitst voor 2 voorbeeldscenario's die toewerken naar klimaatneutraliteit en voor een referentiescenario dat de KEV2024 nabootst. Deze gegevens vormen daarmee een indicatie van de mogelijke kostenopbouw, maar zijn niet een-op een te koppelen aan de strategie uit het NPE. Binnen het EIK kennisprogramma wordt gewerkt aan het opbouwen van nieuwe scenario's waaronder een scenario dat de strategie uit het NPE zo goed mogelijk benadert, en een geactualiseerd referentiescenario dat de KEV2026 nabootst.

Vraag 91

Welke binnenlandse gasproductie, pijpleidingimport en LNG-aanvoer worden tot 2040 verondersteld? Welke analyses zijn beschikbaar van de benodigde gasreserve bij een winterse importverstoring van dertig, zestig en negentig dagen, uitgesplitst naar werkvolume, kussengas (wanneer wettelijk en technisch inzetbaar), dagelijkse onttrekkingscapaciteit en kosten? Welke voorwaarden bepalen wanneer gasinfrastructuur kan worden afgebouwd, en welke vergelijking is gemaakt tussen ontmanteling en behoud als reservevoorziening?

Antwoord

Het NPE maakt onderscheid tussen productie en import in 2040. Het NPE-pad schetst een afname van productie van 280 PJ in 2025 naar 43 PJ in 2040, en een afname in import van 658 PJ in 2025 naar 298 PJ in 2040.

[26] Project INKTVIS: bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie

In de Kamerbrief Strategisch gasbeleid[27] van 25 september jl. is het kabinet ingegaan op de mogelijke omvang van strategische opslag, of dit werk- of kussengas betreft, welke periode dit afdekt en de geschatte kosten per jaar. Daarnaast zijn scenario's bij een winterse importverstoring onderdeel van risico-evaluaties die conform artikel 7 van de Verordening gasleveringszekerheid elke vier jaar worden geactualiseerd. In oktober zal het kabinet uw Kamer nader informeren over de nieuwe actualisatie van de risico-evaluatie en het proces rondom deze risico-evaluaties en het verdere traject verder toelichten.

De bevoegdheid om huishoudens van gasinfrastructuur af te sluiten ligt vanaf de inwerkingtreding van de WGIW bij gemeentes. Daarnaast werkt Gasunie aan plannen om gasinfrastructuur te hergebruiken voor het waterstofnetwerk en transport van groen gas. De overwegingen wat betreft ontmanteling en behoud als reservevoorzieningen worden de komende jaren verder uitgewerkt.

Vraag 92

Hoeveel regelbaar vermogen moet in 2030, 2035 en 2040 aanvullend op kernenergie beschikbaar zijn, welke bestaande centrales worden daarvoor verondersteld en welke sluitings- en nieuwbouwrisico's zijn verwerkt? Hoe wordt deze capaciteit behouden totdat het capaciteitsmechanisme daadwerkelijk capaciteit oplevert, welke tijdelijke maatregelen zijn voorzien en wie draagt de kosten?

Antwoord

In de Monitor Voorzieningszekerheid 2026 geeft TenneT, tot tien jaar vooruit inzicht in de voorzieningszekerheid van elektriciteit op basis van de dan verwachte vraag en opgestelde vermogens. De MVZ geeft een macro-economisch beeld. De veronderstelde totalen aan vermogen per categorie zoals wind, zon en gas in elk van de onderzochte jaren zijn inzichtelijk. Uit de monitor volgt dat rond 2030 het risico op tekorten ontstaat dat de betrouwbaarheidsnorm overschrijdt. Het kabinet werkt daarom toe naar een capaciteitsmechanisme dat in 2028 veilt voor de winter van 2029/2030, zodat er tijdig voldoende capaciteit behouden blijft. De kosten worden, zoals vermeld in de Kamerbrief van 19 juni jl. (Kamerstuk 29 023, nr. 705), via de netbeheerders doorberekend in de tarieven. Conform staatssteunvereiste dalen de kosten neer bij gebruikers tijdens momenten van schaarste zodat de gewenste flexibiliteits-prikkel ontstaat. Zoals aangekondigd in de Kamerbrief van 19 juni jl. informeert het kabinet de Kamer in een volgende brief, die voorzien is in de loop van de tweede helft van 2026, over de voortgang van het ontwerp van het marktbrede capaciteitsmechanisme, het verkrijgen van EU-staatssteungoedkeuring en het voorbereiden van de uitvoering.

Vraag 93

Welke netstudies zijn beschikbaar voor de onderzochte locaties van nieuwe kerncentrales en SMR's, rekening houdend met gelijktijdige aanlanding van wind op zee en regionale industriële vraag? Kunt u per locatie de benodigde netinvesteringen, beschikbare aansluitcapaciteit,

[27] Kamerstuk 29 023, nr. 732.

vroegst mogelijke aansluitdatum en gevolgen van vertraging aangeven? Welke vergelijking is gemaakt met lokale benutting van elektriciteit en warmte?

Antwoord

Voor SMR's is een netstudie met detailniveau voor locaties niet beschikbaar, behalve de studie bij het industriecluster Zeeland (Ruimtelijke en Energetische inpassing Small Modular Reactors (SMR's) bij de industrie), waarbij juist is gekeken naar de rechtstreekse mogelijkheid om elektriciteit of warmte aan de industrie te leveren. Daarmee dient de vraag naar SMR's niet uitsluitend vanuit het perspectief op het landelijke elektriciteitsnet te worden bekeken.

Huidige studies voor SMR's zijn gericht op systeem-, regionaal en industrieel-inpassingsniveau. Dat is ook in lijn met de keuze van het kabinet om de verdere locatie-inpassing van SMR's in PEH II te onderzoeken, en voor toepassing bij bedrijven (spoor 3 van de routekaart) met provincies o.b.v. potentieonderzoek te verdiepen waar SMR's bij bedrijven geplaatst kunnen worden.

Vraag 94

Met hoeveel miljoen ton jaarlijks te verbranden houtpellets komt de hoeveelheid te produceren bio-elektriciteit van 7 Twh voor regelbaar vermogen in 2040 overeen?

Vraag 95

Betreft de 70 PJ input aan biomassa bij installaties óf output aan opgewekte bio-elektriciteit? Met hoeveel miljoen ton jaarlijks te verbranden houtpellets komt dit over een? (zie pagina 113 en tabel 6.1 op pagina 114 Verdiepingsdocument NPE 2026)

Antwoord op vragen 94 en 95

Het betreft input aan biomassa bij de installaties. Met hoeveel miljoen ton houtige biomassa dit overeenkomt hangt af van het type houtige biomassa dat wordt gebruikt als input voor de installatie. Uitgaande van houtpellets met een energiedichtheid van 17 GJ/ton komt dit neer op ongeveer 4,1 miljoen ton houtpellets.

Vraag 96

Kan worden toegelicht per sector (industrie, gebouwde omgeving, binnenlandse mobiliteit) welke aandeel van het energiegebruik in 2040 import of productie betreft?

Antwoord

Er is geen uitsplitsing gemaakt per sector. Voor het totale energiegebruik in Nederland is ca. 50% import in 2040 in het NPE cijferbeeld. Voor binnenlandse eindgebruik (gebouwde omgeving, binnenlandse mobiliteit en kleine industrie) geldt dat zo'n 70% van het gebruik met binnenlands geproduceerde energie kan worden ingevuld. Dit komt met name door elektrificatie en inzet van hernieuwbare warmte (aardwarmte, omgevingswarmte en zonnewarmte).

Vraag 97

Kan nader worden toegelicht welk deel van de vermindering van energieverbruik door de industrie komt door verduurzaming en welk deel komt door afschaling?

Antwoord

Voor de cluster 6 bedrijven, staalsector en kunstmestsector is uitgegaan van gelijkblijvende productieniveaus. Voor de organische basischemie is uitgegaan van een lichte afname van de totale productiecapaciteit, hoewel het gebruik van energiedragers als grondstof nauwelijks daalt, mede door het feit dat productieroutes op basis van duurzame koolstof minder efficiënt zijn dan de huidige fossiele productieroutes. Bij de raffinage is uitgegaan van een halvering van de fossiele productiecapaciteit richting 2040, in lijn met sterke elektrificatie van het wegtransport in Nederland en omringende landen. De daling is geen resultaat van actieve sturing op productievermindering of sluiting van raffinagefaciliteiten, maar een consequentie van de krimpende afzetmarkt. Wel wordt ervan uitgegaan dat de Nederlandse raffinagecapaciteit naar verhouding minder snel krimpt dan de Nederlandse vraag naar brandstoffen, omdat de inschatting is dat Nederlandse raffinaderijen binnen Europa een relatief goede concurrentiepositie hebben. Bij cluster 6 bedrijven vindt energiebesparing plaats door inzet van warmtepompen, wat geen verschil maakt voor de finale energievraag, maar wel bijdraagt aan de Europese energiebesparingsdoelen.

Een compleet overzicht van alle aannames rondom de productieniveaus van de industrie is opgenomen in Bijlage B.7 van het Verdiepingsdocument.

Vraag 98

Hoe worden de maatwerkafspraken met grote uitstoters meegenomen in de prognose van de verduurzaming van de industrie?

Antwoord

Waar concrete afspraken zijn gemaakt, of robuuste beelden zijn van verduurzamingsroutes (bijvoorbeeld vanuit het eerdere CES- en huidige DIVIT-traject voor het in kaart brengen van de toekomstige verduurzamingsplannen van de industrie), zijn deze door netbeheerders meegenomen in de verschillende scenario’s welke aan de basis liggen van de cijferbasis van het NPE.

Vraag 99

Kan voor de chemische industrie worden toegelicht welk deel van de vermindering van het verbruik in 2040 komt door verwachte afschaling en welk deel door verduurzaming?

Antwoord

Voor de organische basischemie is uitgegaan van een lichte afname van de totale productiecapaciteit, hoewel het gebruik van energiedragers als

grondstof nauwelijks daalt, mede door het feit dat productieroutes op basis van duurzame koolstof minder efficiënt zijn dan de huidige fossiele productieroutes.

Een compleet overzicht van alle aannames rondom de productieniveaus van de industrie is opgenomen in Bijlage B.7 van het Verdiepingsdocument.

Vraag 100

Welke aannames maakt het NPE als het gaat om de behoefte aan regelbaar vermogen in 2040? Welke onderdeel van het regelbaar vermogen moet komen vanuit overige bronnen in periodes wanneer weinig zon en windenergie beschikbaar is? Klopt het dat de lagere energievraag voor de chemische industrie onder andere voortkomt uit de import van halffabricaten en wat betekent dat voor strategische afhankelijkheden?

Antwoord

Zie het antwoord op vraag 19 voor een indicatie van de toekomstige behoefte aan regelbaar vermogen en het antwoord op vraag 56 voor hoe de invulling daarvan gemonitord wordt.

De lagere energievraag in de chemie komt voort uit afbouw van conventionele kraakcapaciteit, wat vervangen wordt door nieuwe productieroutes waarvan een deel met geïmporteerde energierijke bouwstenen zoals methanol en ammoniak wordt ingevuld. Hierdoor komt de energievraag binnen Nederland inderdaad lager te liggen, doordat de verliezen elders plaatsvinden.

Vraag 101

Met hoeveel vermogen aan wind op zee energie rekent het NPE voor het aandeel elektriciteit (in TWh) in 2040?

Antwoord

In de NPE-cijferbasis levert windenergie op zee zo’n 44% van het totale binnenlandse elektriciteitsaanbod in 2040, op basis van 36,5 GW.

Vraag 102

Kan worden toegelicht op basis van welke cijfers het verwachte energieverbruik van datacenters in 2040 is gebaseerd? Is uit het participatieverslag aanleiding gegeven dat deze cijfers naar benden kunnen worden bijgesteld?

Antwoord

Zie ook het antwoord op vraag 27. Uiteraard zijn er uitdagingen rondom inpassing van nieuwe datacenters, maar er is vanuit de bredere economische ontwikkeling en strategische autonomie ook meer behoefte aan binnenlandse datacentercapaciteit. Daarom is vooruitlopend op de geïntegreerde aanpak datacenters van het kabinet de toekomstige energievraag van datacenters niet nog lager ingeschat. De aanname in de

NPE-cijferbasis ligt al aan de onderkant van de bandbreedte van de NBNL2025 scenario’s voor 2040.

Vraag 103

Waarop is de haalbaarheid van 28 GW (4-uurs) batterijen in 2040 gebaseerd?

Antwoord

Deze richtwaarde is in eerste instantie vastgesteld op basis van de berekening die toegelicht wordt in het antwoord op vraag 104. Vervolgens is de haalbaarheid getoetst met verschillende experts uit de sector. Hieruit bleek dat deze waarde ambitieus maar niet onrealistisch is.

Vraag 104

Welke berekening ligt ten grondslag voor het streven naar een hoeveelheid batterijopslag van 110 GWh/ 28 GW?

Antwoord

Deze is op basis van de verwachte toekomstige vraag (220 TWh), het verwachte aandeel zon-PV en wind in de elektriciteitsmix (+/- 80%) en inschattingen uit de literatuur van een voor het systeem kosteneffectieve omvang van de opslagcapaciteit (0,05% van het jaarlijkse verbruik) vastgesteld (220 TWh * 0.05% = 110 GWh). Voor een dergelijk aandeel zon-PV en wind in de mix is de inschatting uit de literatuur dat batterijen met een gemiddelde opslagduur van 4 uur kosteneffectief zijn (110 GWh / 4 uur = 28 GW). Zie voor verdere toelichting sectie 4.5.1 van het verdiepingsdocument van de actualisatie van het NPE.

Vraag 105

Wat is de bijdrage van nieuwe koolstofarme waterstofproductie aan verdere emissiereductie richting 2040?

In het NPE is niet uitgegaan van nieuwe productiecapaciteit voor koolstofarme waterstof uit aardgas, wel van toepassing van CCS bij bestaande productie en nieuwe capaciteit voor productie van koolstofarme waterstof uit restgassen. Toepassen van CCS bij de benutting van restgassen en bestaande fabrieken voor productie van waterstof is voor de raffinagesector de belangrijkste route voor emissiereductie en in de chemie levert het ook een belangrijke bijdrage, naast het verduurzamen van de grondstofinput.

Vraag 106

Wanneer worden de voorwaarden voor nieuwe koolstofarme waterstofproductie concreet uitgewerkt?

Antwoord

Het voornemen is om in de volgende voortgangsbrief waterstofbeleid meer duidelijkheid te geven over de kabinetsinzet op het gebied van koolstofarme waterstof. Deze brief staat gepland rond het einde van dit

jaar (en ten minste voor het commissiedebat Duurzame energiedragers d.d. 27 januari 2027).

Vraag 107

Kan worden toelicht waarom wordt geconstateerd dat de potentie voor kosteneffectieve CO2-reductie middels nieuwe productie van waterstof uit aardgas met CCS op de korte termijn nog beperkt is?

Antwoord

Koolstofarme waterstof lijkt tot 2040 significant duurder te blijven dan grijze waterstof én veel duurder dan aardgas (inclusief ETS-kosten). Op basis van huidige inzichten vergt een sluitende businesscase voor het vervangen van aardgas in gascentrales of voor hogetemperatuurwarmte significant meer subsidie ten opzichte van andere verduurzamingsopties per ton vermeden CO_2-emissie. Op systeemniveau vergt nieuwe koolstofarme waterstofproductie bovendien meer aardgas dan zij vervangt vanwege energieverliezen in de keten, wat de afhankelijkheid van aardgasimport vergroot.

Vraag 108

Welke randvoorwaarden zijn nodig om CO2-afvang bij bioraffinage een aantrekkelijke business case te bieden in Nederland?

Antwoord

Om CO_2-afvang bij bioraffinage een aantrekkelijke business case te bieden, zijn meerdere randvoorwaarden nodig. Ten eerste moet er stabiele marktvraag zijn naar biobrandstoffen en biogebaseerde chemicaliën. Die vraag wordt onder meer gecreëerd door (inter)nationale verplichtingen zoals RefuelEU Aviation, FuelEU Maritime en de Brandstoftransitieverplichting. Ten tweede moet de emissiereductie door CCS in deze verplichtingen worden erkend. FuelEU Maritime en de Brandstoftransitieverplichting sturen op emissiereductie: een product met een lagere CO_2-intensiteit levert per liter meer reductie op en heeft daardoor een hogere marktwaarde. Ten derde is financiële ondersteuning nodig voor de onrendabele top, deze ondersteuning wordt geboden via de SDE++. Tot slot is toegang tot CO_2-transport- en opslaginfrastructuur tegen voorspelbare tarieven vereist, en beleidszekerheid over een periode die aansluit bij de investeringshorizon.

Vraag 109

Wat is de stand van zaken omtrent de financiering van de Deltha Rhine Corridor?

Antwoord

Zoals beschreven in het NPE, wordt er internationaal overlegd met buurlanden en de Europese Commissie over de financiering van de DRC. De Kamer zal hierover verder worden geïnformeerd voor het einde van het jaar.

Vraag 110

In hoeverre zijn in de gebruikte bronnen voor de NPE dezelfde aannames gebruikt? In hoeverre zijn er aannames die onverenigbaar zijn met elkaar?

Antwoord

Voor het NPE is een grote reeks aan studies en systeemscenario’s gebruikt, die vaak op basis van verschillende onderliggende modellen zijn opgesteld. De aannames van die studies, scenario’s en onderliggende modellen lopen sterk uiteen en zijn onderling op onderdelen onverenigbaar. Om die reden is voor het NPE een samenhangende cijferbasis gemaakt, waarin gekozen is voor specifieke aannames die onderling consistent zijn. Deze aannames zijn toegelicht in het Verdiepingsdocument, in het bijzonder in de bijlage over methodologie en de cijferbasis.

Vraag 111

Welke scenario's van geopolitieke verstoringen zijn bij de totstandkoming van het NPE doorgerekend, bijvoorbeeld langdurige handelsconflicten, sancties, exportrestricties of het tijdelijk wegvallen van belangrijke handelsroutes? Welke gevolgen hebben dergelijke scenario’s voor het cijferbeeld in de NPE?

Antwoord

Zie ook het antwoord op vraag 17

Er liggen op dit moment nog geen concrete geopolitieke verstoringsscenario's ten grondslag aan het NPE als geheel. De komende tijd wordt nader onderzocht wat nodig is om het toekomstige energiesysteem als geheel voldoende weerbaar te maken tegen mogelijke verstoringen. TNO zal komend jaar een robuustheidsanalyse uitvoeren op basis van het cijferbeeld van het NPE, waarbij diverse verstoringsscenario's zullen worden onderzocht. Daarnaast heeft het kabinet de Raad voor Energie gevraagd te adviseren over het vergroten van de weerbaarheid van het toekomstige energiesysteem. Dit advies wordt in het voorjaar van 2027 verwacht en het kabinet is voornemens om voor de zomer van 2027 op het advies te reageren en daarbij in ieder geval ingaan op de wijze waarop het advies wordt meegenomen in de verdere beleidsvorming voor het energiesysteem.

Vraag 112

Zijn de verwachte productieniveaus voor de industrie in 2040 dezelfde als waar het PBL meerekent in de KEV2026? Zo nee, waarom komen de NPE en de KEV op een verschillend productieniveau uit?

Antwoord

De productievolumes die zijn gehanteerd bij het NPE vallen doorgaans binnen de bandbreedtes die zijn gehanteerd door het PBL in de KEV 2026 en kennen beperkte verschillen ten opzichte van de door het PBL gehanteerde rekenwaarden voor 2040. Voor de vergelijking geldt dat de basisjaren verschillend zijn (KEV 2026 hanteert 2024 en het NPE 2025),

maar dat productievolumewijzigingen tussen 2024 en 2025 beperkt zijn gebleven (behoudens een daling van ongeveer 4,5 procent binnen de brede chemie en 3,1 procent toename bij basismetaal).

Voor productievolumes hanteert het PBL in de KEV zowel een rekenwaarde als een bandbreedte. Omtrent de productievolumes van de energie-intensieve industrie bestaat aanzienlijke onzekerheid voor 2040. In de KEV 2025 heeft het PBL de productievolumecijfers herzien naar aanleiding van recente productieafname en (aangekondigde) sluitingen ten gevolge van aanhoudende overcapaciteit uit China en geopolitieke onzekerheid. Hierbij is destijds zoveel mogelijk aangesloten bij de (recente) productievolumes na 2022. In de KEV 2026 heeft het PBL voor het eerst ook het jaar 2040 meegenomen bij de doorrekening.

- Het PBL houdt in de KEV 2026 voor 2040, ten opzichte van 2024, rekening met:
- Een daling van 6% voor de organische basischemie [bandbreedte sectorgrootte: +7% tot -73%]
- Een daling van 12% voor de productie van ammoniak [bandbreedte sectorgrootte: 0% tot -41%];
- Een stijging van 6% voor de productie van staal [bandbreedte sectorgrootte: +9% tot –11%];
- En een daling van de oliedoorzet bij raffinage van 44% [bandbreedte sectorgrootte: +1% tot -64%].

Het geactualiseerde NPE 2026 houdt richting 2040, ten opzichte van 2025, rekening met:

- Een daling van circa 7% voor de organische basischemie. Het NPE houdt rekening met een deel invulling via plasticpyrolyse (8%) en een deel M2O/alternatieve routes (20%), waarmee ‘traditionele chemie’ uitkomt op 65%.
- Een daling van 15-50% voor ammoniakproductie. Er wordt geen rekening gehouden met mogelijke wijziging in productie van eindproducten zoals kunstmest.
- Een daling van 0% voor de productie van staal.
- En een daling van 50% voor de doorzet bij de aardolieraffinage.

Vraag 113

Klopt het dat de ontwikkeling van industriële vraag volgens het basispad stabiele importketens veronderstelt, terwijl een belangrijk uitgangspunt van het NPE is dat geopolitieke fragmentatie, strategische afhankelijkheden en kwetsbare mondiale ketens toenemen? Hoe verhouden deze twee aannames zich tot elkaar?

Antwoord

Vanuit het perspectief van weerbaarheid en geopolitieke fragmentatie is het belangrijk om zo min mogelijk nieuwe ongewenste afhankelijkheden op te bouwen. Duurzame grondstoffen zijn echter heterogener in vorm en potentiële productielocaties ten opzichte van fossiele grondstoffen, waardoor de weerbaarheid bij verduurzaming naar verwachting sterk verbetert ten opzichte van de huidige situatie, mits er actief wordt ingezet op diversificatie van leveringsketens. Het gebruik van circulaire en biogene koolstofdragers van eigen bodem vermindert daarnaast de

importafhankelijkheid van duurzame en fossiele grondstoffen en dragen zo bij aan industriële competitiviteit en leveringszekerheid. Voorlopig zijn dit de voornaamste grondstoffen voor de productie van brandstoffen en chemische materialen. Waterstofrijke dragers komen naar verwachting richting 2040 grootschalig beschikbaar, naarmate markten voor dit soort commodities verder ontwikkeld zijn. Daarbij is inzet op diversificatie van belang.

Voor volledige toelichting zie hoofdstuk 2.2 in het Verdiepingsdocument.

Vraag 114

Hoeveel procent van het energieverbruik per segment van de energievraag moet afkomstig zijn uit productie van EU-lidstaten (inclusief Nederland)?

Antwoord

In het NPE zijn hiervoor geen eisen gesteld.

Vraag 115

Wanneer worden de uitkomsten van de brede verkenning naar Delta21 verwacht? Komen deze uitkomsten op tijd genoeg om deze mee te nemen in het PEH II?

Antwoord

De brede verkenning naar Delta21 zal in het eerste kwartaal van 2027 worden opgeleverd. Opslag en flexibiliteit zijn van belang voor het balanceren van vraag en aanbod op de markt en lokaal op het fysieke elektriciteitsnet. Voor de balans op het fysieke elektriciteitsnet wordt binnen het PEH gekeken hoeveel flexibiliteit per gebied verwacht wordt. Delta21 zal mogelijk een bijdrage leveren aan het balanceren van overschotten en tekorten in de omgeving van Rotterdam. Indien Delta21 inderdaad gerealiseerd wordt zal het betekenen dat in de omgeving van Rotterdam op land minder functies zoals systeembatterijen noodzakelijk zijn. De hoofdlijnenbrief van PEH II volgt in 2027. Het PEH II wordt in 2028 opgeleverd. Mocht Delta21 dan nog niet concreet genoeg ontwikkeld zijn, dat kan Delta21 mee in de volgende actualisatie van het PEH.

Vraag 116

Welke resultaten zijn momenteel bereikt bij de Nederlandse inzet voor harmonisering van de methodologieën voor nettarieven? Kan u hierbij specifiek ingaan op het standpunt van onze buurlanden?

Antwoord

Op 17 juli is de Verordening netwerktarieven en energiebelasting gepresenteerd door de Europese Commissie. Doel van dit voorstel is onder andere verdere harmonisatie van de Europese uitgangspunten voor netwerktarieven en de energiebelasting. Het Ierse voorzitterschap streeft erna om tijdens de Energieraad in december tot een Algemene Oriëntatie

te komen. In het BNC-fiche[28] over dit voorstel wat op 18 september aan de Kamer is verzonden is een toelichting gegeven over de Nederlandse inzet en het krachtenveld. Nederland zet zich in voor verdere harmonisatie van de netwerktariefmethodologie en het verduidelijken van de Europese uitgangspunten voor netwerktarieven. Dat tweede is van belang voor het creëren van een gelijk speelveld binnen de Europese interne markt voor Nederlands bedrijven die nu te maken hebben met relatief hoge elektriciteitsprijzen, waaronder netwerkkosten. Andere lidstaten, en onder andere buurlanden, steunen de doelrichting van de verordening om de elektriciteitskosten te verlagen. Over de concreet voorgestelde maatregelen, zoals de uitgangspunten waar op nationale toezichthouders de tarieven vast mogen stellen gaan de meningen tussen lidstaten uiteen.

Vraag 117

Met welke concrete Europese of nationale beleidsmaatregelen wordt de in het NPE veronderstelde vraag naar 195 PJ duurzame koolstof voor de chemische industrie in 2040 gerealiseerd, omdat het NPE tegelijkertijd constateert dat de vraag zonder aanvullend beleid zeer beperkt zal zijn?

Antwoord

Het kabinet zet in op vraagcreatiemaatregelen voor duurzame koolstofproducten op Europees niveau. Binnen de EU Critical Chemical Alliance is, onder voorzitterschap van Nederland, gewerkt aan concrete voorstellen voor vraagcreatie voor zowel emissiearme producten als producten op basis van duurzame koolstof. De resultaten hiervan worden apart naar de Kamer gestuurd. Het kabinet roept de Europese Commissie op deze aanbevelingen te concretiseren middels ambitieuze biobased doelstellingen in de PPWR. Ook roept het kabinet op deze aanbevelingen mee te nemen in relevante productnormen die onder de ESPR de komende jaren uitgewerkt worden.

Vraag 118

Welke minimumpercentage voor duurzame koolstof in chemische producten acht de regering noodzakelijk in resp. 2030, 2035 en 2040 om het in het NPE gehanteerde cijferbeeld daadwerkelijk te realiseren?

Antwoord

In de ‘Visie opschaling aanbod duurzame koolstofdragers[29]’, die tegelijk met het NPE2026 is gepubliceerd, gaat de bovenkant van de bandbreedte uit van een vraag naar duurzame koolstofdragers van 195 PJ in 2040 en 390 PJ in 2050. Beide cijfers zijn gebaseerd op een scenario met een lichte krimp van de chemische sector. Voor 2040 wordt aangenomen dat de helft van de koolstofvraag met duurzame koolstofdragers wordt ingevuld, wat neerkomt op een bijmengpercentage van grofweg 50%. Voor 2050 wordt aangenomen dat de volledige vraag duurzaam wordt ingevuld (wat aansluit bij het in het NPE geschetste eindbeeld): alle koolstof in chemische producten moet dan afkomstig zijn uit duurzame bronnen, zoals biogrondstoffen, recyclaat of niet-fossiele CO_2.

[28] Kamerstuk 22 112, nr. 4444.
[29] Bijlage bij Kamerstuk 32 813, nr. 1576.

Vraag 119

Wat is de reden dat een neerwaarts scenario waarin achterblijvende randvoorwaarden leiden tot industriële krimp of vertrek niet is gekwantificeerd?

Antwoord

Dit sterker neerwaartse scenario is niet als apart kwantitatief beeld opgenomen in het NPE, aangezien dit nadrukkelijk geen scenario is waar systeemkeuzes op gebaseerd worden. Het kabinet baseert de systeemkeuzes op zowel een realiseerbaar, betaalbaar en duurzaam energiesysteem als een systeem met een gedegen perspectief voor strategische én concurrerende productie in Nederland. Scenario's met een sterker neerwaarts scenario voor de industrie zijn wel kwantitatief meegenomen in verschillende systeemstudies die het NPE gevoed hebben, zoals bijvoorbeeld de scenario's van TNO[30].

Vraag 120

Wanneer moet de elektriciteitsproductie wel volledig CO2-vrij zijn volgens de regering? Welke technologieën zijn daarvoor in beeld en welke concrete besluiten zijn volgens de regering de komende jaren hiervoor nodig?

Antwoord

Voor de afbouw van emissies vanuit de elektriciteitssector sluiten we aan bij het EU ETS1. Voor de verduurzaming van de elektriciteitsmix wordt in eerste instantie ingezet op uitrol van wind, zon, kernenergie, opslag, vraagsturing en interconnectie zodat de resterende behoefte aan regelbaar vermogen zo klein mogelijk is. Voor het verduurzamen van deze resterende behoefte zijn technisch gezien verschillende opties denkbaar zoals biomassa (incl. groen gas en BECCS), waterstof, gascentrales met CCS of, in het uiterste geval, compensatie.

Vraag 121

Kunt u onderbouwen waarom in de NPE voor de chemiesector uit wordt gegaan van slechts zeer beperkte daling van de output als geheel, in het licht van de huidige fabriekssluitingen? Op grond van welke berekeningen? Welke veronderstellingen hanteert u hierbij?

Antwoord

In het NPE zijn de recente sluitingen meegenomen in de cijferbasis. Voor de resterende output is de beleidsinzet om de randvoorwaarden voor verduurzaming te realiseren en toekomstbestendige productie te behouden. Daarnaast omvat de resterende output tevens output uit circulaire strategieën (levensduurverlenging, hergebruik, recycling) en nieuwe productieroutes (M2O, etc.) die wegvallende traditionele productie gedeeltelijk compenseren. 65% van de output is afkomstig van huidige productiemethoden. Voor de opschaling van circulaire en nieuwe routes in

[30] TNO (2024) Toekomst van het Nederlandse energiesysteem – Ontwikkeling van de energie-intensieve industrie is bepalend voor de energietransitie.

de chemie is aangegeven dat dit sterk afhankelijk is van de realisatie van randvoorwaarden (bijvoorbeeld sterke marktbescherming en marktcreatie).

Vraag 122

Kunt u onderbouwen waarom u in het geval van industrie in cluster zes en staal wordt aangenomen dat het activiteitenniveau gelijk blijft aan recente productieniveaus? Op grond van welke berekeningen? Welke veronderstellingen hanteert u hierbij?

Antwoord

Voor staalproductie is uitgegaan van de verduurzamingsroute conform de JLoI met TSN. Hierin wordt het outputniveau van staalproductie gehandhaafd. Hierbij wordt verondersteld dat ook in een duurzame economie staal een blijvende rol in producten en bouwmaterialen zal blijven vervullen. Daarnaast wordt verondersteld dat een geïntegreerde duurzame staalfabriek – met daarbij behorende schaalvoordelen en die eenzelfde staalkwaliteit levert – niet eenvoudig elders op middellange termijn wordt opgebouwd. Voor overige industrie (cluster 6 bedrijven) is gekeken naar verschillende scenariostudies, waarin tevens een gelijkblijvende (en soms groeiende) productie is aangenomen. Hierbij wordt een over het geheel genomen ook in een duurzame economie een gelijkblijvende vraag verondersteld naar de producten van cluster 6 waarbij bedrijven veelal voor een groot deel voor de Nederlandse en Europese markt produceren.