2026D48691

LIJST VAN VRAGEN

De vaste commissie voor Klimaat en Groene Groei heeft een aantal vragen voorgelegd aan de Minister van Klimaat en Groene Groei het Nationaal Plan Energiesysteem Actualisatie 2026 (bijlage Prinsjesdagbrief Klimaat en Energie) (32 813, nr. 1576).

De voorzitter van de commissie,
Zwinkels

De griffier van de commissie,
Nava

Nr	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?
2	Waarom blijft het NPE2026 inzetten op BECCS (biomassaverbranding met CO_2-afvang en opslag), terwijl de wetenschap aangeeft dat BECCS geen CO_2-verwijdering oplevert vanwege de CO_2-verliezen in de keten die niet worden afgevangen en vanwege de grootschaligheid desastreus is voor bossen?
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?
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?
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?
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?
7	Waarom is in het NPE 2026 geen nieuwe datum, bijvoorbeeld 2040, opgenomen voor CO_2-neutrale elektriciteitsproductie?
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?
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?
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?
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?
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?

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

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?

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?

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?

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?

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?

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?

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

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?

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?

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

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?

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

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

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?

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

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

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

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

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%?

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

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

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

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

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

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

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

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

41 Kan de Minister inzicht geven in de regionale spreiding van energiearmoede?

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

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

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?

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

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?

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

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?

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?

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?

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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 21–22; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 176 en 180–183; TNO Prognose energierekening huishoudens 2026–2031, PDF p. 4–8; Berenschot, PDF p. 5–6.

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 187–188 en 198–199; NPE 2026 (2026D43489), p. 18–19 en 64–66.

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?

54 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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 37 en 65; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 66–68; TNO Systeemkostenanalyse kernenergie (2025D44444), gedrukte p. 103–104, PDF p. 104–105.

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?

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 energie opslag 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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 38–39 en 49; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 77–80; antwoorden Van den Berg over TenneT, 2026D33735, antwoorden 4, 19–23; Strategisch gasbeleid, 2026D46149, onderdelen C en D.

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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 15, 64–67; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 98–109 en 160–165; MJP 2027, gedrukte p. 4–5, 15–25 en 26–43; Netwerktoets 2026, p. 3–5.

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 218–219; TNO Systeemkostenanalyse kernenergie (2025D44444), gedrukte p. 24 en 34, PDF p. 25 en 35.

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 218–219, inclusief voetnoot 21; TNO Systeemkostenanalyse kernenergie (2025D44444), gedrukte p. 24 en 34, PDF p. 25 en 35.

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?

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?
Verwijzing TNO Systeemkostenanalyse kernenergie (2025D44444), gedrukte p. 11–12, 34 en 65–66; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 218–219.

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?

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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 37; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 66–68 en 218–219; TNO Systeemkostenanalyse kernenergie (2025D44444), gedrukte p. 24 en 82–83, inclusief voetnoot 27 en tabel 5.2, PDF p. 25 en 83–84.

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 77–80 en 218–219; TNO Systeemkostenanalyse kernenergie (2025D44444), gedrukte p. 81–83 en 101–102, PDF p. 82–84 en 102–103.

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?

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 72 en 99, inclusief voetnoten 92–93. De genoemde verschuiving van circa een vijfde naar de helft van het jaar is volgens voetnoot 93 illustratief en geen specifieke scenario-uitkomst.

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?

68 Hoe verhouden de circa 280 TWh CO_2-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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 64 en 200–202.

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?

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?

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

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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 21–22, inclusief voetnoot 4; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 169–171.

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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 20–22, inclusief voetnoot 3; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 169–170, inclusief voetnoten 151–155.

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?

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

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 CO_2 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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 18–19 en 65; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 176–178.

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

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 67 en 174–175; NPE 2026 (2026D43489), p. 65.

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?

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 66–68 en 201–202; NPE 2026 (2026D43489), p. 37 en 65.

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?

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 67–68 en 201–202.

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

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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 24–27.

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?

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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 47–48; verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 214.

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 29, inclusief voetnoot 20.

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?
Verwijzing Verdiepingsdocument NPE 2026 (2026D43490), p. 176.

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?
Verwijzing NPE 2026 (2026D43489), p. 37–39, 57–58, 64–65.

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? Verwijzing: NPE 2026 (2026D43489), p. 20–23; verdiepingsdocument (2026D43490), p. 166–172.

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?
Verwijzing: NPE 2026 (2026D43489), p. 24–27 en 49–50.

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?
Verwijzing: NPE 2026 (2026D43489), p. 38–39 en 64–65; verdiepingsdocument (2026D43490), p. 77–80 en 202.

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, vroegst mogelijke aansluitdatum en gevolgen van vertraging aangeven? Welke vergelijking is gemaakt met lokale benutting van elektriciteit en warmte?
Verwijzing: NPE 2026 (2026D43489), p. 35–39, 55–58 en 64–65.

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?

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)

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

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

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

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?

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 half-fabricaten en wat betekent dat voor strategische afhankelijkheden?

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

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?

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

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

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

106 Wanneer worden de voorwaarden voor nieuwe koolstofarme waterstofproductie concreet uitgewerkt?

107 Kan worden toelicht waarom wordt geconstateerd dat de potentie voor kosteneffectieve CO_2-reductie middels nieuwe productie van waterstof uit aardgas met CCS op de korte termijn nog beperkt is?

108 Welke randvoorwaarden zijn nodig om CO_2-afvang bij bioraffinage een aantrekkelijke business case te bieden in Nederland?

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

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

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?

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?

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?

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

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?

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?

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?

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?

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

120 Wanneer moet de elektriciteitsproductie wel volledig CO_2-vrij zijn volgens de regering? Welke technologieën zijn daarvoor in beeld en welke concrete besluiten zijn volgens de regering de komende jaren hiervoor nodig?

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?

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?