Kernenergie, STEG en systeemrobuustheid onder onzekerheid

Een analyse van vraagontwikkeling, flexibiliteit, kostenbeheersing en leveringszekerheid in het Nederlandse elektriciteitssysteem

Maart 2026

Ir. H.J. Compter





Samenvatting voor bestuurders 3
Hoofdstuk 1. Inleiding 5
Hoofdstuk 2. Onzekere vraag en veranderend vraagprofiel 9
Hoofdstuk 3. Besluiten onder onzekerheid 14
Hoofdstuk 4. Het Nederlandse systeem als uitgangspunt 20
Hoofdstuk 5. Kernenergie in het Nederlandse systeem 25
Hoofdstuk 6. Opslag en kernenergie 32
Hoofdstuk 7. STEG en ander flexibel thermisch vermogen 38
Hoofdstuk 8. Brandstofonzekerheid en gefaseerde inzet van flexibel thermisch vermogen 46
Hoofdstuk 9. Kosten, bestuurlijke beheersbaarheid en investeren onder onzekerheid 52
Hoofdstuk 10. Het best passende systeemdoel voor Nederland 57
Slotbeschouwing. Wat dit betekent voor Nederland 64
Bijlagen 68
Bijlage A – Matrix hoge kosten kernenergie 68
Bijlage B – Matrix opslag en kernenergie 70
Bijlage C – Matrix kernenergie versus STEG 71
Bijlage D – Vraagbeelden en vraagprofielen 73
Bijlage E – Brandstoffen: nucleair, LNG, waterstof en ammoniak 81
Bijlage F – Risico's kernenergie 88
Bijlage H – Begrippenlijst 89
Bijlage I – Eigen systeemstudies en bestuurlijke reflecties 96
Bijlage J – Literatuuropgave 101

Samenvatting voor bestuurders

Deze notitie behandelt de vraag welk type elektriciteitssysteem voor Nederland het meest verstandig is in een tijd van grote onzekerheid. De kernvraag is niet welke technologie op zichzelf indrukwekkend of politiek aantrekkelijk is, maar welk systeem onder wisselende omstandigheden betrouwbaar, betaalbaar en bestuurlijk beheersbaar blijft.

Dat is een wezenlijke verschuiving in perspectief. In veel debatten wordt eerst een eindbeeld voor 2050 verondersteld en wordt daarna gezocht naar technologieën die daarbij passen. Deze studie kiest de omgekeerde benadering. Eerst is gekeken naar de onzekerheden waarmee Nederland daadwerkelijk te maken heeft. Daarna is bezien welk systeem daar het best op aansluit.

Die onzekerheden zijn groot. De elektriciteitsvraag zal waarschijnlijk stijgen door elektrische auto's en warmtepompen, maar het profiel van die vraag verschilt van klassieke basislast. Tegelijk is onzeker of de basisindustrie in Nederland in haar huidige omvang blijft bestaan. Ook is onzeker of binnenlandse elektrolyse op grote schaal rendabel wordt, zeker wanneer waterstof of ammoniak uit regio's met veel hogere productie-uren goedkoper beschikbaar kan komen. Verder zal batterijopslag waarschijnlijk sterk groeien en veel korte schommelingen opvangen, maar niet vanzelf de langere tekorten of het verschil tussen zomer en winter oplossen. Ten slotte is ook de gedachte dat Nederland structureel kan leunen op import en export binnen Europa onzeker, omdat West-Europese weersystemen en verduurzamingsrichtingen in belangrijke mate samenvallen.

Daaruit volgt dat Nederland zijn energiesysteem niet moet ontwerpen op basis van één optimistisch toekomstbeeld. Het systeem moet meerdere uitkomsten aankunnen. De passende maatstaf is daarom niet maximale productie of maximale technologische ambitie, maar nationale robuustheid onder onzekerheid.

Binnen dat kader is kernenergie beoordeeld. Kernenergie kan veel CO2-arme elektriciteit leveren en is niet afhankelijk van wind of zon. Toch past zij minder goed bij de Nederlandse situatie. Daarvoor zijn meerdere redenen. De bouwtijd is lang, zodat nu moet worden besloten voor een systeemwereld die pas over ongeveer tien jaar begint en daarna nog tientallen jaren moet passen. De investering is zeer groot en legt dus veel bestuurlijke en financiële ruimte vroegtijdig vast. De kans op uitloop van kosten en bouwtijd is aanzienlijk, juist door de combinatie van zware eisen, technische complexiteit, schaarste aan specialisten, ontwerpwijzigingen tijdens de bouw en wijzigingen vanuit overheid en toezicht. Daarnaast is de economische logica van kernenergie vooral sterk bij hoge en stabiele benutting, terwijl een systeem met veel wind, zon, batterijen en vraagsturing juist steeds meer behoefte heeft aan flexibel restvermogen in plaats van aan star continu vermogen.

Opslag is in deze studie nadrukkelijk niet terzijde geschoven. Integendeel, opslag is een noodzakelijke bouwsteen van een toekomstig Nederlands systeem. Batterijen en andere opslagvormen kunnen snelle tekorten en overschotten opvangen, netten ontlasten en duurzame productie beter benutten. Maar opslag kent duidelijke grenzen. Voor meerdaagse tekorten, langdurige perioden met weinig wind en zon en zeker voor seizoens verschillen worden de benodigde energievolumes zeer groot. Daarmee nemen ook de kosten sterk toe. Bovendien geldt dat grote opslag in een marktsysteem vaak moeilijk van de grond komt,

omdat de maatschappelijke baten breed neerslaan terwijl de kosten bij de investeerder liggen. Opslag is dus onmisbaar, maar niet voldoende.

Juist daarom komt flexibel thermisch vermogen als meest passende regelbare laag naar voren. Niet omdat het een ideaalbeeld is, maar omdat het het best aansluit op de resterende systeemeis. Die systeemeis is niet om voortdurend bulkstroom te leveren, maar om beschikbaar te zijn tijdens langere tekorten en systeem kritische perioden. Daarvoor is vermogen nodig dat snel beschikbaar kan komen, dat niet afhankelijk is van een zeer hoge gebruiksduur en dat zich laat aanpassen aan veranderende omstandigheden.

Binnen die thermische route blijkt vooral de gefaseerde lijn sterk: eerst een gasturbine, later eventueel uitbreiding naar een STEG. De gasturbine is relatief snel te realiseren, vraagt een lagere eerste investering en houdt bestuurlijke keuzeruimte open. Wanneer later blijkt dat de gebruiksduur hoger is en een structureler beroep op thermisch vermogen ontstaat, kan uitbreiding volgen met afgassenketel en stoomturbine. Blijkt die behoefte beperkter, dan blijft de eerste stap toch waardevol en is geen te zwaar project opgetuigd.

Ook op brandstofgebied biedt deze route meer robuustheid. LNG is op korte termijn de meest directe en praktisch beschikbare optie. Waterstof kan later een grotere rol krijgen, maar de beschikbaarheid, kostprijs en schaal daarvan zijn nog onzeker. Ammoniak kan economisch aantrekkelijk worden als importdrager, juist omdat productie elders veel meer uren per jaar kan draaien dan in Nederland. En bij beperkte jaarlijkse bedrijfstijd kan zelfs een vloeibare brandstof met lokale opslag aantrekkelijk zijn, omdat dan leveringszekerheid en eenvoud van beschikbaarheid zwaarder wegen dan de laagste brandstofkosten per geproduceerde MWh.

De belangrijkste bestuurlijke les is dat Nederland niet moet investeren alsof de toekomst al vastligt. De kern van verstandig beleid onder onzekerheid is niet het voorspellen van het juiste eindbeeld, maar het kiezen van een investeringstraject dat fouten verdraagt en latere correctie mogelijk maakt. Grote, trage en kapitaalintensieve projecten zijn dan in het nadeel. Gefaseerde, uitbreidbare en brandstofmatig open oplossingen zijn juist in het voordeel.

Daarom luidt de hoofdconclusie van deze studie als volgt:

Nederland heeft niet in de eerste plaats behoefte aan nieuwe grote starre basislastcentrales, maar aan een robuust, gelaagd en aanpasbaar elektriciteitssysteem. In dat systeem leveren wind en zon veel van de jaarproductie, vangen opslag en vraagsturing de korte schommelingen op, en dekken flexibel inzetbare thermische centrales de langere tekorten en kritieke perioden af.

Voor bestuurders betekent dit concreet dat het systeemdoel niet moet worden geformuleerd als maximale binnenlandse basislastproductie, maar als nationale robuustheid onder onzekerheid. Dat vraagt om nuchterheid, fasering en het vermijden van te vroege onomkeerbare keuzes. Binnen dat kader past flexibel thermisch vermogen beter dan kernenergie als regelbare ruggengraat van het toekomstige Nederlandse systeem.

Hoofdstuk 1. Inleiding

1.1 Aanleiding

De discussie over de toekomstige elektriciteitsvoorziening in Nederland wordt vaak gevoerd in termen van afzonderlijke technologieën. Kernenergie wordt dan gepresenteerd als stabiele, CO2-arme opwekking. Wind en zon worden gezien als de dragende pijlers van verduurzaming. Gascentrales worden meestal besproken als overgangstechnologie of als noodzakelijk kwaad. Opslag wordt dikwijls opgevoerd als de oplossing voor de onregelmatigheid van duurzame productie. Waterstof en ammoniak verschijnen vervolgens als nieuwe schakels in een toekomstig energiesysteem.

Die manier van redeneren schiet tekort. Zij behandelt technologieën te vaak alsof zij op zichzelf kunnen worden beoordeeld, terwijl hun werkelijke betekenis pas zichtbaar wordt in het systeem waarin zij moeten functioneren. De centrale vraag is daarom niet welke techniek op zichzelf aantrekkelijk lijkt, maar welke techniek past in een elektriciteitssysteem dat ingrijpend verandert en dat tegelijkertijd betrouwbaar, betaalbaar en bestuurlijk robuust moet blijven.

Juist daar ontstaat spanning. Nederland staat voor een energietoekomst waarin meerdere ontwikkelingen tegelijk optreden. Wind op zee groeit sterk. Zonne-energie groeit verder door. Batterijen zullen in toenemende mate worden toegepast. Elektrische auto’s en warmtepompen vergroten de elektriciteitsvraag. Mogelijk komt daar op termijn grootschalige elektrolyse voor waterstofproductie bij. Tegelijk is de toekomst van de energie-intensieve industrie onzeker. Een deel van die industrie wil verduurzamen en elektrificeren, een ander deel staat onder zware economische druk en zou kunnen krimpen of vertrekken. Daardoor is niet alleen de toekomstige omvang van de stroomvraag onzeker, maar ook het profiel van die vraag.

Daar komt bij dat in het beleidsdenken twee verschillende stromingen zichtbaar zijn, die op een cruciaal punt toch dezelfde aanname maken. De ene stroming verwacht dat een systeem met veel wind en zon kan steunen op export van overschotten en import bij tekorten. De andere stroming ziet in kernenergie een stabiele binnenlandse bron, maar rekent eveneens op export van overschotten en op internationale uitwisseling als steun voor de economie van het systeem. Beide benaderingen gaan er impliciet van uit dat het buitenland zich op relevante momenten anders zal ontwikkelen dan Nederland. Dat is onzeker. West-Europa verduurzaamt gelijktijdig, kent grotendeels samenhangende weersystemen en zal dus ook vaak gelijktijdig met overschotten of tekorten worden geconfronteerd. Bovendien veronderstelt leunen op import en export niet alleen marktbeschikbaarheid, maar ook tijdige netuitbreiding in Nederland én in de omliggende landen.

Daarmee verschuift het zwaartepunt van de vraag. Niet de theoretische optimalisatie van een technologie in een ideale Europese markt is doorslaggevend, maar de vraag welk systeem op Nederlands niveau robuust is onder onzekerheid. Juist dan wordt zichtbaar dat een systeem met veel duurzaam vermogen niet automatisch vraagt om meer klassiek basislastvermogen, maar vooral om voldoende flexibiliteit om de resterende tekorten op te vangen wanneer wind en zon tijdelijk onvoldoende leveren.

In dat kader krijgt ook kernenergie een andere plaats in de analyse. Kernenergie is historisch sterk in systemen waarin langdurig continu vermogen gewenst is. In een systeem waarin duurzaam domineert, batterijen korte fluctuaties opvangen en het resterende thermische

vermogen vooral nodig is voor wisselende inzet van uren tot weken, verandert de maatstaf. Dan gaat het niet meer om klassieke load following binnen een relatief gladde vraagcurve, maar om functioneren in een systeem met sterk variërende restvraag, veel starts en stops en grote onzekerheid over de toekomstige gebruiksduur. Dat roept de vraag op of kernenergie in zo'n systeem nog economisch en operationeel passend is.

Daar tegenover staat het alternatief van flexibel thermisch vermogen, in het bijzonder een STEG of andere gasturbineconfiguratie. Zo'n centrale kent een kortere bouwtijd, een kleinere investeringssprong, een hogere bestuurlijke wendbaarheid en een betere geschiktheid voor wisselende inzet. Daarmee komt de discussie niet neer op een eenvoudige tegenstelling tussen duurzaam en fossiel, maar op een systeemanalyse van wat werkelijk nodig blijft als wind, zon en batterijen hun groei doorzetten en het Nederlandse systeem ook zonder optimistische aannames over het buitenland robuust moet functioneren.

Dit rapport is vanuit die systeembenadering opgebouwd. Het beoogt geen technologie op voorhand ideologisch te verwerpen of te verheerlijken, maar wil de vraag beantwoorden welke rol verschillende technologieën redelijkerwijs kunnen vervullen in een toekomstig Nederlands elektriciteitssysteem dat onder grote onzekerheid moet worden ontworpen.

1.2 Centrale vraag

De centrale vraag van dit rapport luidt:

Welke vorm van regelbaar vermogen past het best in een toekomstig Nederlands elektriciteitssysteem met veel wind en zon, groeiende elektrificatie, toenemende toepassing van batterijen, onzekere vraagontwikkeling en beperkte zekerheid over structurele hulp uit het buitenland?

Deze hoofdvraag valt uiteen in een aantal onderliggende vragen.

Ten eerste: hoe onzeker is de toekomstige elektriciteitsvraag in Nederland werkelijk, zowel in omvang als in profiel? Daarbij gaat het om de spanning tussen scenario's met sterke groei door elektrificatie, elektrolyse en industriebehoud enerzijds, en scenario's met beperkte groei door efficiëntie, industriekrimp of import van energiedragers anderzijds.

Ten tweede: welke betekenis heeft die onzekerheid voor investeringen in kapitaalintensieve technologieën met lange bouwtijd en lange levensduur? Hoe groter de onzekerheid over de toekomstige vraag en het toekomstige systeem, hoe belangrijker de vraag wordt of een technologie voldoende optionaliteit en bestuurlijke robuustheid biedt.

Ten derde: in hoeverre mag Nederland voor leveringszekerheid structureel steunen op import en export van elektriciteit? En wat betekent het voor de analyse als wordt aangenomen dat Nederland in langere perioden van systeemstress in hoofdzaak op eigen kracht robuust moet kunnen functioneren?

Ten vierde: hoe moet kernenergie worden beoordeeld in een systeem waarin de resterende thermische vraag niet meer lijkt op klassieke basislast of klassieke load following, maar op sterk wisselende restvraag met korte en langere inzetperioden? En hoe verhoudt die systeemeis zich tot de eigenschappen van een STEG of andere gasturbine?

Ten vijfde: welke rol kan opslag werkelijk spelen? Niet in abstracte zin, maar in relatie tot de duur van overschotten en tekorten, en in relatie tot de economische en operationele eigenschappen van kernenergie en flexibel thermisch vermogen.

Ten slotte: hoe moeten brandstofbeschikbaarheid, internationale concurrentie en typisch Nederlandse beperkingen worden meegewogen? Daarbij gaat het onder meer om de positie van LNG, waterstof en ammoniak, om de onzekerheid van binnenlandse elektrolyse in concurrentie met import, en om Nederlandse factoren zoals schaarse ruimte, netcongestie, stikstof en beperkte beschikbaarheid van gespecialiseerd vakmanschap.

De centrale inzet van dit rapport is daarmee niet het aanwijzen van een technisch wondermiddel, maar het formuleren van een realistische systeembeschouwing. In die benadering staat niet de afzonderlijke technologie centraal, maar de vraag welke combinatie van eigenschappen het best past bij een systeem dat onzeker, veranderlijk en bestuurlijk kwetsbaar is.

1.3 Afbakening

Dit rapport richt zich op de vraag welke vorm van regelbaar vermogen het best past in het toekomstige Nederlandse elektriciteitssysteem. Het is daarmee nadrukkelijk geen volledige studie naar alle aspecten van het energiesysteem, maar een gerichte systeemanalyse van de rol van kernenergie, flexibel thermisch vermogen en opslag binnen een breder duurzaam systeem.

De analyse beperkt zich in hoofdzaak tot vier technologieclusters. Het eerste cluster is **kernenergie**, beschouwd als grootschalig CO2-arm continu vermogen met hoge investeringskosten, lange bouwtijd en lange levensduur. Het tweede cluster is **flexibel thermisch vermogen**, in het bijzonder **STEG en gasturbines**, beschouwd als regelbaar vermogen dat kan worden ingezet bij wisselende restvraag. Het derde cluster is **opslag**, niet als volledig zelfstandig alternatief voor alle leveringszekerheid, maar als mogelijke ondersteuning bij kortere en middellange onbalansen in het systeem. Het vierde cluster betreft **energiedragers en brandstofketens**, met name nucleaire brandstof, LNG, waterstof en ammoniak.

De studie concentreert zich op het **Nederlandse systeemniveau**. Dat betekent dat internationale koppelingen wel worden meegenomen, maar niet als vanzelfsprekende dragende oplossing. Import en export worden dus beschouwd als relevante, maar onzekere aanvullende mechanismen. De analyse is bewust zo opgezet dat de vraag centraal staat hoe robuust het Nederlandse systeem is wanneer buitenlandse steun niet onbeperkt beschikbaar of betaalbaar blijkt.

Ook in de vraagontwikkeling wordt een afbakening gehanteerd. Het rapport behandelt nadrukkelijk de mogelijke groei van de elektriciteitsvraag door elektrische auto’s, warmtepompen en eventueel elektrolyse, maar plaatst daar de onzekerheid tegenover van vertrek van de industrie, besparing, efficiëntieverbetering en concurrentie van geïmporteerde energiedragers zoals ammoniak. Het rapport kiest dus niet één vast vraagscenario als uitgangspunt, maar werkt juist met de gedachte dat de vraag zich binnen een brede bandbreedte kan ontwikkelen.

Niet behandeld worden gedetailleerde analyses van distributienetten, huishoudelijke tariefstructuren, volledige klimaatbeleidseffecten of een complete maatschappelijke kosten-batenanalyse van het gehele energiesysteem. Evenmin is dit rapport bedoeld als technisch ontwerp van een volledig toekomstig elektriciteitssysteem. Het doel is beperkter en tegelijk scherper: vaststellen welke eigenschappen van regelbaar vermogen in de komende decennia nodig blijven, en welke technologie daar het best bij aansluit.

Verder is het rapport geen pleidooi tegen verduurzaming en ook geen pleidooi voor behoud van bestaande fossiele systemen als eindbeeld. Het vertrekpunt is juist dat wind en zon sterk zullen groeien en dat batterijen op korte duur een belangrijke rol zullen spelen. De vraag is vervolgens welke aanvullende technologie nog nodig blijft als die ontwikkeling serieus wordt doorgetrokken.

De analyse maakt gebruik van drie soorten onderbouwing. Ten eerste van algemene systeemeigenschappen van elektriciteitsvoorziening, zoals het onderscheid tussen basisvraag, restvraag, flexibiliteit en de tijdschalen van onbalans. Ten tweede van kenmerken van technologieën, zoals bouwtijd, investeringsrisico, operationele flexibiliteit en brandstofketen. Ten derde van eigen modelinzichten, waaronder de constatering dat in een duurzaam gedomineerd systeem de resterende thermische inzet zich kan uiten in veelvuldig starten en stoppen in plaats van klassiek load following.

Daarmee is de afbakening helder: dit rapport onderzoekt niet het hele energiesysteem, maar wel precies dat deel van de energievraag dat in de komende decennia bestuurlijk het moeilijkst, financieel het zwaarst en voor leveringszekerheid het meest beslissend kan blijken.

1.4 Leeswijzer

Na deze inleiding behandelt hoofdstuk 2 de onzekerheid van de toekomstige elektriciteitsvraag en het veranderende vraagprofiel. Daarin wordt zichtbaar dat meer elektrificatie niet automatisch meer basislast betekent, en dat elektrolyse als bron van extra vraag economisch onzeker is.

Hoofdstuk 3 bespreekt besluiten onder onzekerheid. Daar staat de vraag centraal hoe bouwtijd, levensduur en optionaliteit de kwaliteit van investeringsbesluiten beïnvloeden.

Hoofdstuk 4 verplaatst de analyse naar het Nederlandse systeemniveau. Daar wordt uitgewerkt waarom import en export wel relevant zijn, maar geen vanzelfsprekende basis vormen voor robuustheid tijdens langere perioden van systeemstress.

Hoofdstuk 5 behandelt kernenergie in het licht van dit systeembeeld. Niet alleen de sterke punten komen aan bod, maar ook de risico’s van kostenuitloop, bouwtijd, mismatch en beperkte geschiktheid voor een systeem met sterk wisselende restvraag.

Hoofdstuk 6 bespreekt de rol van opslag in relatie tot kernenergie en laat zien wat opslag wel en niet oplost, vooral bij langere perioden van overschot en tekort.

Hoofdstuk 7 behandelt STEG en ander flexibel thermisch vermogen als alternatief dat beter past bij een systeem met wisselende inzetduur en een grote behoefte aan bestuurlijke wendbaarheid.

Hoofdstuk 8 bespreekt brandstoffen en internationale concurrentie, waaronder de vraag of binnenlandse elektrolyse werkelijk kan concurreren met import van ammoniak uit regio's met veel hogere benuttingsgraden van zon en wind.

Hoofdstuk 9 behandelt typisch Nederlandse beperkingen, zoals ruimtegebrek, netcongestie, stikstof, afhankelijkheid van buitenlandse leveranciers en onzekerheid over de toekomst van de basisindustrie.

Hoofdstuk 10 brengt de deelinzichten samen in vergelijkende matrices. Hoofdstuk 11 formuleert het best passende systeemdoel. Hoofdstuk 12 sluit af met hoofdconclusies en bestuurlijke aanbevelingen.

Hoofdstuk 2. Onzekere vraag en veranderend vraagprofiel

2.1 Twee concurrerende toekomstbeelden voor de elektriciteitsvraag

De toekomstige elektriciteitsvraag in Nederland wordt vaak voorgesteld alsof zij in grote lijnen vastligt: stijgend door elektrificatie, stijgend door waterstofproductie en stijgend door de verduurzaming van de industrie. Wie beter kijkt, ziet echter dat dit geen vaststaand gegeven is, maar een spanningsveld tussen twee wezenlijk verschillende toekomstbeelden.

In het eerste toekomstbeeld stijgt de elektriciteitsvraag sterk. Dat beeld berust op meerdere aannames tegelijk. Elektrische auto's vervangen verbrandingsmotoren. Warmtepompen verdringen aardgas in de gebouwde omgeving. Industrieën elektrificeren processen die nu nog op fossiele brandstoffen draaien. Daarnaast wordt verondersteld dat in Nederland op grote schaal waterstof via elektrolyse zal worden geproduceerd, gevoed met elektriciteit uit wind op zee en andere duurzame bronnen. Wanneer daar ook nog van wordt uitgegaan dat de energie-intensieve industrie in Nederland behouden blijft en tegelijk verduurzaamt, ontstaat een beeld van een elektriciteitssysteem dat in omvang zeer sterk groeit.

In het tweede toekomstbeeld is de ontwikkeling veel terughoudender. Ook daarin nemen elektrische auto's en warmtepompen toe, maar daar staat tegenover dat delen van de industrie onder economische druk komen te staan en dat sprake kan zijn van **vertrek van de industrie**. Daarnaast kunnen energiebesparing, efficiencyverbetering en gedragsaanpassing de groei van de elektriciteitsvraag dempen. Ook kan blijken dat grootschalige binnenlandse elektrolyse in Nederland minder concurrerend is dan vooraf gehoopt, zodat een deel van de toekomstige waterstofvraag niet leidt tot extra binnenlandse stroomvraag, maar wordt ingevuld door import van energiedragers uit het buitenland.

Beide toekomstbeelden zijn op zichzelf voorstelbaar. Juist dat is het kernprobleem. De toekomstige stroomvraag in Nederland is niet één hard gegeven, maar een bandbreedte die sterk afhangt van economische, geopolitieke, technologische en bestuurlijke ontwikkelingen. Dat maakt het riskant om investeringen in zwaar kapitaalintensief vermogen te baseren op één enkel groeiverhaal. Een systeem dat alleen goed functioneert bij sterke vraaggroei is kwetsbaar wanneer die groei uitblijft. Omgekeerd kan een systeem dat uitgaat van beperkte groei onder druk komen wanneer elektrificatie en industriebehoud sterker doorzetten dan verwacht.

Daarmee is de eerste hoofdconclusie van dit hoofdstuk gegeven: de toekomstige elektriciteitsvraag moet niet worden behandeld als een vast uitgangspunt, maar als een

onzekere variabele. Niet alleen de omvang, maar ook de samenstelling en de tijdsverdeling van de vraag zijn onderwerp van onzekerheid.

2.2 Elektrificatie betekent niet automatisch meer basislast

Een veelgemaakte denkfout in het debat is dat stijgende elektriciteitsvraag automatisch wordt vertaald naar een grotere behoefte aan continu draaiend vermogen. Die stap is niet vanzelfsprekend. Meer elektriciteitsvraag is niet hetzelfde als meer basislast.

Elektrische auto's zijn daarvan een duidelijk voorbeeld. Zij verhogen de jaarlijkse stroomvraag, maar hun laadmoment is in belangrijke mate beïnvloedbaar. Laden kan direct na thuiskomst plaatsvinden, maar ook later op de avond, 's nachts, op momenten van veel wind- of zonnestroom of via prijsprikkels op momenten die het systeem beter uitkomen. Daarmee voegen elektrische auto's wel vraag toe, maar geen starre, vlakke en onvermijdelijke basisvraag.

Voor warmtepompen geldt iets vergelijkbaars, zij het in mindere mate. Warmtepompen vergroten de elektriciteitsvraag en doen dat juist ook in perioden waarin de warmtevraag hoog is. Toch is ook hier het profiel niet gelijk aan klassieke basislast. Buffervaten, gebouwmassa, slimme regeling en tariefprikkels kunnen de timing deels beïnvloeden. Dat maakt de extra vraag wel relevant, maar niet identiek aan de continue vraag waarop klassieke basislasttechnologieën historisch zijn ontworpen.

Ook in de industrie is de situatie niet eenduidig. Sommige elektrische processen zullen relatief constant draaien, andere kunnen in zekere mate worden aangepast aan prijssignalen of beschikbaarheid van energie. Elektrolyse is daarvan het duidelijkste voorbeeld: in technische zin kan zij juist relatief goed worden afgestemd op momenten van goedkope stroom. Dat betekent dat zelfs wanneer de totale elektriciteitsvraag sterk stijgt, daaruit niet automatisch volgt dat ook de behoefte aan continu en inflexibel productievermogen in gelijke mate stijgt.

Voor de systeemanalyse is daarom niet alleen de hoeveelheid elektriciteit van belang, maar vooral de vraag welk deel van de vraag flexibel, stuurbaar of verschuifbaar is, en welk deel op elk moment onvermijdelijk moet worden geleverd. Juist in een systeem met veel wind en zon wordt dat onderscheid steeds belangrijker. De brutovraag zegt dan minder dan de restvraag: de vraag die overblijft nadat de variabele productie uit duurzame bronnen is meegewogen.

De tweede hoofdconclusie van dit hoofdstuk luidt daarom: elektrificatie vergroot wel de elektriciteitsvraag, maar niet vanzelfsprekend de behoefte aan nieuw klassiek basislastvermogen. Zij vergroot vooral het belang van een systeem dat voldoende flexibel is om veranderlijke vraag en veranderlijke productie op elkaar af te stemmen.

2.3 De onzekerheid van elektrolyse als bron van extra stroomvraag

Een van de sterkste argumenten voor een zeer forse groei van de Nederlandse elektriciteitsvraag is de veronderstelling dat waterstof in Nederland op grote schaal via elektrolyse zal worden geproduceerd. In veel toekomstbeelden wordt deze elektrolyse beschouwd als bijna vanzelfsprekend: wind op de Noordzee zou de stroom leveren,

elektrolysers zouden grote aantallen vollasturen maken en de industrie zou de geproduceerde waterstof afnemen. Juist deze redenering verdient een kritische beschouwing.

Elektrolyse is niet alleen een technische mogelijkheid, maar ook een economische activiteit. Zij moet concurrerend zijn ten opzichte van alternatieven. Voor de rentabiliteit van elektrolyse zijn onder meer de bedrijfstijd, de elektriciteitsprijs, de kapitaallasten van de installatie, de benuttingsgraad en de afzetprijs van waterstof bepalend. Wanneer een elektrolyser slechts een beperkt aantal uren per jaar rendabel kan draaien, komt de kostprijs van de waterstof onder druk te staan.

Daar ligt een belangrijk risico voor de Nederlandse situatie. Wanneer elektrolyse in Nederland in hoofdzaak leunt op wind op de Noordzee, dan hangt de benuttingsgraad af van het samenspel van windaanbod, elektriciteitsprijs, netcapaciteit en concurrentie van andere stroomtoepassingen. In eigen denklijnen en scenario's kan dan bijvoorbeeld met bedrijfstijden in de orde van 4000 uur per jaar worden gerekend. Dat is aanzienlijk, maar niet vanzelfsprekend voldoende om te kunnen concurreren met alternatieven uit andere delen van de wereld.

Die concurrentie kan scherp zijn. In subtropische regio's zijn grootschalige gecombineerde projecten van zon en wind denkbaar met veel hogere benuttingsgraden. Wanneer zulke projecten op jaarbasis bijvoorbeeld rond 6000 uur of meer een energiedrager kunnen produceren, ontstaat een wezenlijk ander economisch beeld. Wordt de waterstof daar niet rechtstreeks geëxporteerd, maar eerst omgezet in ammoniak, dan kan zij als importproduct de Europese markt bereiken. In dat geval concurreert binnenlandse elektrolyse in Nederland niet alleen met andere binnenlandse toepassingen van stroom, maar ook met geïmporteerde ammoniak uit regio's met gunstiger productieomstandigheden.

Daar komt bij dat West-Europa naar verwachting gedurende grote delen van het jaar een markt blijft met relatief hoge elektriciteitsprijzen. Juist dan wordt elektrolyse in Nederland kwetsbaar. Op veel uren concurreert zij dan met goedkopere import van ammoniak of waterstofdragers. Dat zet niet alleen de rentabiliteit van elektrolyse onder druk, maar ook de bedrijfstijd. En wanneer de bedrijfstijd daalt, verslechtert de rentabiliteit verder. Zo ontstaat een cirkel waarin de veronderstelde extra stroomvraag door elektrolyse veel minder zeker is dan in ambitieuze groeiscenario's wordt aangenomen.

Daarmee is een belangrijk analytisch punt bereikt. Niet elke denkbare toekomstige waterstofvraag vertaalt zich automatisch in Nederlandse elektriciteitsvraag. Een deel van die vraag kan economisch worden ingevuld door import van ammoniak of andere waterstofdragers. Wie dus het hoge groeiscenario voor de elektriciteitsvraag baseert op grootschalige binnenlandse elektrolyse, moet eerst aannemelijk maken dat die elektrolyse in Nederland werkelijk concurrerend en duurzaam rendabel kan draaien.

De derde hoofdconclusie luidt daarom: elektrolyse mag niet als een harde bron van toekomstige Nederlandse stroomvraag worden behandeld. Zij is een voorwaardelijke vraagcomponent, afhankelijk van internationale concurrentie, benuttingsgraad, stroomprijs en importmogelijkheden.

2.4 Niet de bruto vraag, maar de restvraag is beslissend

Voor de keuze van regelbaar vermogen is niet de totale elektriciteitsvraag het belangrijkste gegeven, maar de vraag die overblijft nadat de productie uit wind en zon is meegeteld. Dat is de restvraag. Juist die restvraag bepaalt welke aanvullende technologie nog nodig blijft om leveringszekerheid te waarborgen.

In een traditioneel elektriciteitssysteem, waarin de meeste productie afkomstig is van regelbare centrales, was de vraagcurve zelf het centrale uitgangspunt. Men keek naar de dagelijkse en seizoensmatige schommelingen in verbruik en paste daar het productiepark op aan. In een systeem met grote hoeveelheden wind en zon verandert dit fundamenteel. Dan wordt de relevante systeemcurve niet alleen bepaald door de afnemers, maar door het verschil tussen vraag en variabele productie.

Dat verschil kan op sommige momenten klein zijn of zelfs negatief. Dan is er meer duurzame productie dan directe vraag. Op andere momenten kan het juist groot zijn, bijvoorbeeld tijdens windarme, donkere of koude perioden. De uitdaging van het systeem verschuift dan van het leveren van een min of meer constante basisproductie naar het opvangen van onregelmatige en soms forse restvraag.

Voor de beoordeling van kernenergie en STEG is dit onderscheid cruciaal. Een technologie die sterk is bij langdurige continue productie is niet automatisch ook sterk in een systeem waarin de resterende opgave vooral bestaat uit het afdekken van grillige tekorten na aftrek van veel wind- en zonnestroom. Evenzo geldt dat een technologie die minder aantrekkelijk lijkt in een traditioneel basislast denken, juist zeer passend kan blijken wanneer het systeem vooral behoefte heeft aan flexibel reageervermogen.

Daarom moet de systeemanalyse uitgaan van de restvraag. Niet de bruto groei van de elektriciteitsvraag is doorslaggevend, maar de vraag hoe vaak, hoe lang en hoe diep tekorten overblijven nadat wind en zon hun bijdrage hebben geleverd. Vanuit die benadering wordt ook zichtbaar waarom opslag wel een deel van de oplossing kan zijn, maar niet vanzelfsprekend alle langere tekorten en seizoens verschillen kan opvangen.

De vierde hoofdconclusie luidt dan ook: voor de keuze van regelbaar vermogen is de restvraag bepalend, niet de bruto vraag. Dat verschuift de aandacht van jaarlijkse volumes naar het patroon van tekorten en overschotten.

2.5 Vier tijdschalen in het systeem

Een goed begrip van de restvraag vereist onderscheid tussen verschillende tijdschalen. Niet elke onbalans in het systeem is van dezelfde aard, en niet elke technologie is geschikt voor elke tijdschaal. Wie alle tekorten en overschotten op één hoop gooit, loopt het risico verkeerde conclusies te trekken over de geschiktheid van opslag, kernenergie of flexibel thermisch vermogen.

De eerste tijdschaal is die van uren binnen een dag. Hier gaat het om de bekende fluctuaties tussen ochtend, middag, avond en nacht, en om kortdurende schommelingen in productie en vraag. Dit is het domein waarin batterijen, vraagsturing en snel regelbaar vermogen een grote rol kunnen spelen.

De tweede tijdschaal betreft dag-nacht en meerdaagse patronen. Hierbij gaat het om aaneengesloten perioden van enkele dagen met veel of weinig wind en zon. Ook hier kunnen opslag en vraagsturing helpen, maar de benodigde volumes en vermogens lopen al snel op wanneer zulke perioden langer duren.

De derde tijdschaal betreft langere tekorten en overschotten van een week of meer. In dit domein wordt de opgave zwaarder. Batterijen worden hiervoor al snel duur of volumineus, terwijl de benodigde energiebuffers sterk toenemen. Hier komt de vraag naar langduriger regelbaar vermogen nadrukkelijk in beeld.

De vierde tijdschaal is die van het seizoen, in het bijzonder het verschil tussen zomer en winter. Zonne-energie is in de zomer overvloediger, terwijl de warmtevraag in de winter hoger ligt. Dit leidt tot een structureel seizoens verschil dat niet met dezelfde middelen kan worden behandeld als een kortdurende dag-nacht onbalans. Het is juist op deze schaal dat zichtbaar wordt dat niet alle systeemproblemen met kortdurende opslag zijn op te lossen.

Het belang van dit onderscheid is groot. Een systeem kan uitstekend functioneren op de eerste tijdschaal en toch kwetsbaar blijven op de derde en vierde. Wanneer bijvoorbeeld batterijen en vraagsturing de uurverschillen goed opvangen, betekent dat nog niet dat het systeem ook robuust is tijdens een langere winterse periode met weinig wind of tijdens een structureel seizoens verschil tussen productie en vraag.

De vijfde hoofdconclusie luidt daarom: de vraag naar regelbaar vermogen moet altijd tijdschaal-specifiek worden gesteld. Een technologie of voorziening die goed werkt voor uurverschillen is niet automatisch geschikt voor meerdaagse of seizoensmatige onbalansen.

2.6 Restvraag en start-stop gedrag in een duurzaam gedomineerd systeem

De verschuiving van bruto vraag naar restvraag heeft een directe consequentie voor het karakter van het resterende regelbare vermogen. In een systeem met veel wind en zon wordt dat regelbare vermogen niet langer alleen gevraagd om een min of meer gladde belastingcurve te volgen. Het krijgt een grilliger en discontinu karakter.

In klassieke elektriciteitssystemen werd vaak gesproken over load following. Daarmee werd bedoeld dat centrales hun vermogen binnen zekere grenzen verhoogden of verlaagden om de dagelijkse vraagcurve te volgen. Dat beeld hoort bij een systeem waarin regelbare centrales het overgrote deel van de productie leveren en waarin de vraagvariatie zich grotendeels binnen voorspelbare bandbreedten afspeelt.

In een duurzaam gedomineerd systeem verandert dat. Dan kan het gebeuren dat gedurende enige tijd veel productie uit wind en zon beschikbaar is en thermisch vermogen nauwelijks nodig is, terwijl in andere perioden snel en fors moet worden opgeschaald. Het resterende thermische of anderszins regelbare vermogen moet dan niet alleen moduleren, maar vaak ook starten, stoppen en opnieuw starten, afhankelijk van weersomstandigheden en restvraag.

Uit eigen modelstudies voor een Nederlands systeem met een jaarlijkse elektriciteitsvraag van 130 TWh en varianten met 2000 en 4000 MWe kernenergie blijkt dat dit geen theoretische finesse is, maar een concreet patroon. In die studies komt het resterende regelbare vermogen uit op ongeveer 100 tot 150 starts per jaar, met inzetduren die

uiteenlopen van enkele uren tot enkele weken. Dat beeld wijkt wezenlijk af van het klassieke idee van load following tussen bijvoorbeeld 40 en 100 procent vermogen.

Deze constatering is van groot belang voor de verdere analyse. Een systeem waarin regelbaar vermogen vooral wordt gevraagd voor veelvuldig starten en stoppen stelt andere eisen dan een systeem waarin langdurige continue productie of beperkt moduleren centraal staat. Juist op dit punt wordt zichtbaar dat de systeemeis van een duurzaam gedomineerd elektriciteitssysteem beter aansluit bij flexibel thermisch vermogen dan bij grote kapitaalintensieve eenheden die vooral floreren bij hoge en stabiele benuttingsgraad.

De zesde hoofdconclusie luidt dan ook: in een systeem met veel wind en zon verschuift de rol van regelbaar vermogen van klassiek load following naar onregelmatige, soms frequente inzet met sterk wisselende duur. Dat heeft verstrekkende gevolgen voor de beoordeling van kernenergie, opslag en STEG.

2.7 Tussenconclusie

De analyse van dit hoofdstuk laat zien dat de toekomstige Nederlandse elektriciteitsvraag niet mag worden benaderd als een enkel hard groeipad. Er bestaan ten minste twee plausibele toekomstbeelden: een beeld van sterke groei door elektrificatie, elektrolyse en behoud van de industrie, en een beeld van beperktere groei door besparing, efficiency en vertrek van de industrie. Bovendien is niet alleen de omvang van de vraag onzeker, maar ook haar tijdsprofiel.

Elektrificatie van vervoer en warmte verhoogt de vraag, maar leidt niet vanzelfsprekend tot meer klassieke basislast. Ook grootschalige elektrolyse kan niet zonder meer als zekere bron van binnenlandse stroomvraag worden beschouwd, omdat zij moet concurreren met import van ammoniak of waterstofdragers uit regio’s met gunstiger productieomstandigheden. Daarmee wordt duidelijk dat niet de bruto vraag, maar de restvraag beslissend is voor de keuze van regelbaar vermogen.

Die restvraag moet bovendien op verschillende tijdschalen worden begrepen. Wat werkt voor uurverschillen werkt niet automatisch voor meerdaagse of seizoensmatige onbalansen. Uit eigen modelstudies blijkt daarbij dat het resterende regelbare vermogen in een duurzaam gedomineerd systeem niet het karakter heeft van klassiek load following, maar van veelvuldig starten en stoppen met sterk wisselende inzetduur.

Daarmee is de basis gelegd voor het vervolg van het rapport. De volgende vraag is hoe onder zulke onzekerheid verstandige investeringsbesluiten kunnen worden genomen. Dat is het onderwerp van hoofdstuk 3.

Hoofdstuk 3. Besluiten onder onzekerheid

3.1 Inleiding

De keuze voor nieuw regelbaar vermogen is niet alleen een technische of economische keuze, maar in hoge mate ook een keuze over omgaan met onzekerheid. Dat geldt in het bijzonder voor elektriciteitssystemen die ingrijpend veranderen. Wanneer vraag, vraagprofiel, industrie, internationale handel, opslag, brandstoffen en beleid allemaal in beweging zijn, wordt de kwaliteit van een investeringsbesluit niet alleen bepaald door de verwachte uitkomst, maar

ook door de vraag hoe kwetsbaar dat besluit is wanneer de werkelijkheid anders uitpakt dan voorzien.

Juist in dat licht moet het debat over kernenergie, STEG, opslag en andere vormen van regelbaar vermogen worden gevoerd. Een technologie kan op papier aantrekkelijk lijken in een enkel toekomstscenario, maar toch bestuurlijk onvoldoende robuust zijn wanneer zij een groot beslag legt op kapitaal, weinig ruimte laat om later bij te sturen en pas na lange tijd beschikbaar komt. Omgekeerd kan een technologie die minder indrukwekkend oogt in een ideaalplaatje juist aantrekkelijker zijn wanneer zij sneller beschikbaar is, kleinere stappen mogelijk maakt en beter bestand is tegen veranderende omstandigheden.

Dit hoofdstuk behandelt daarom niet eerst de techniek, maar de logica van het besluit zelf. De kernvraag is: hoe neem je in een onzekere omgeving verstandige systeemkeuzen, wanneer de gevolgen tientallen jaren kunnen doorwerken? Daarbij staan vier begrippen centraal: bouwtijd, levensduur, optionaliteit en bestuurlijke robuustheid.

3.2 Bouwtijd als bron van onzekerheid

Een lange bouwtijd vergroot de onzekerheid van een investeringsbesluit op twee manieren. Ten eerste ontstaat er een lange periode tussen besluit en ingebruikname waarin het systeem waarvoor wordt gebouwd wezenlijk kan veranderen. Ten tweede neemt met de lengte van de bouwtijd ook de kans toe op vertraging, wijziging, tegenvallers en nieuwe externe omstandigheden die bij het oorspronkelijke besluit niet of slechts beperkt konden worden voorzien.

Voor een centrale met een bouwtijd van ongeveer drie jaar is de afstand tussen besluit en realisatie relatief klein. De projectomgeving kan in die periode veranderen, maar meestal niet op een zodanige manier dat het hele systeembeeld omslaat. Voor een centrale met een bouwtijd van tien jaar of meer is dat anders. In een periode van tien jaar kunnen vraagscenario’s verschuiven, industriële ontwikkelingen kantelen, brandstofketens anders uitpakken, batterijen goedkoper worden, opslagtechnieken verder komen, netuitbreidingen vertragen, beleidsdoelen wijzigen of internationale markten ingrijpend veranderen.

Daarmee wordt bouwtijd zelf een systeemvariabele. Wie een besluit neemt over een technologie met lange bouwtijd, beslist in feite niet alleen over een machine, maar ook over een toekomstige wereld die nog niet zichtbaar is. Dat maakt zulke besluiten kwetsbaar voor mismatch. Een centrale die bij het besluit logisch lijkt, kan bij oplevering in een ander systeem terechtkomen dan waarvoor zij bedoeld was.

Voor kapitaalintensieve technologieën is dat risico extra groot, omdat de lange bouwtijd meestal samenvalt met zware voorbereiding, complexe vergunning trajecten, hoge financieringskosten en grote bestuurlijke zichtbaarheid. Daardoor nemen niet alleen de technische risico’s toe, maar ook de kans dat maatschappelijke, politieke of juridische factoren tijdens de uitvoering ingrijpen.

De eerste conclusie van dit hoofdstuk luidt daarom: een lange bouwtijd is niet alleen een praktisch nadeel, maar een fundamentele bron van bestuurlijke en economische onzekerheid.

3.3 Levensduur en lock-in

Naast de bouwtijd is ook de levensduur van een technologie van groot belang. Hoe langer een centrale economisch en technisch moet functioneren om haar investering terug te verdienen, hoe sterker het systeem voor lange tijd wordt vastgelegd. Dat effect wordt vaak aangeduid als lock-in: een keuze die zo groot en langdurig is dat zij toekomstige keuzeruimte beperkt.

Bij een technologie met een levensduur van zestig jaar of meer gaat het niet alleen om de vraag of de centrale vandaag wenselijk lijkt, maar of zij ook in verre toekomstige omstandigheden nog passend is. Dat is een zware eis. In een periode van zestig jaar kunnen vrijwel alle relevante randvoorwaarden veranderen: de elektriciteitsvraag, het aandeel duurzaam, de rol van opslag, de positie van industrie, de kosten van brandstoffen, de Europese marktvormgeving, de CO2-prijs, de geopolitiek en de technische eisen aan flexibiliteit.

Een lange levensduur heeft op zichzelf voordelen. Zij kan stabiliteit bieden en een investering over veel jaren uitsmeren. Maar diezelfde lange levensduur vergroot ook de kans dat het systeem zich anders ontwikkelt dan waarmee rekening is gehouden. Dan wordt de centrale niet alleen een productiemiddel, maar ook een anker uit het verleden: te groot om te negeren, te duur om snel af te schrijven en te bepalend om zonder gevolgen naast neer te leggen.

Dat is vooral relevant in een systeem dat nog niet uitontwikkeld is. In een stabiel systeem met weinig verandering kan een lange levensduur goed passen. In een systeem dat structureel in transitie is, vergroot dezelfde eigenschap de kans op inflexibiliteit en bestuurlijke spijt. Dan wordt niet alleen de vraag belangrijk of een technologie werkt, maar ook of zij de ruimte laat om later een andere koers te kiezen wanneer dat nodig blijkt.

De tweede conclusie luidt daarom: een lange levensduur is niet alleen een financieel voordeel, maar ook een bron van lock-in die in een veranderend systeem zwaar moet worden meegewogen.

3.4 Optionaliteit en bestuurlijke robuustheid

In een onzekere omgeving is niet alleen van belang welke uitkomst in het meest waarschijnlijke scenario goed lijkt, maar ook welke keuze ruimte laat om later bij te sturen. Dat is de kern van optionaliteit. Een besluit met hoge optionaliteit houdt toekomstige mogelijkheden open. Een besluit met lage optionaliteit maakt latere correctie moeilijk, duur of traag.

Voor het elektriciteitssysteem betekent optionaliteit onder meer:

- de mogelijkheid om later op- of af te schalen;
- de mogelijkheid om op andere brandstoffen over te gaan;
- de mogelijkheid om het tempo van investeringen aan te passen aan de werkelijke vraag;
- de mogelijkheid om technologiekeuzen te herzien wanneer opslag, netten of industrie zich anders ontwikkelen dan verwacht.

Bestuurlijke robuustheid is nauw verwant, maar gaat nog iets verder. Een bestuurlijk robuuste keuze is een keuze die niet alleen in één gunstig scenario werkt, maar ook standhoudt wanneer meerdere onzekerheden tegelijk ongunstig uitpakken. Zij vraagt minder perfecte voorspellingen en minder optimistische aannames over de omgeving.

Daaruit volgt een belangrijk onderscheid. Een technologie kan technisch efficiënt zijn, maar bestuurlijk kwetsbaar. Omgekeerd kan een technologie iets minder efficiënt ogen in een ideaalmodel, maar toch bestuurlijk aantrekkelijker zijn omdat zij beter past bij stapsgewijze besluitvorming, kleinere investeringssprongen en latere bijsturing.

In de context van dit rapport is dat onderscheid essentieel. Het gaat niet alleen om de vraag welke technologie onder perfecte aannames de laagste kosten of hoogste productie heeft, maar welke technologie het best past bij een wereld waarin:

- de vraag ontwikkeling onzeker is;
- het vraag profiel verandert;
- de rol van elektrolyse onduidelijk is;
- de toekomst van de industrie niet vaststaat;
- import en export minder zeker zijn dan vaak wordt aangenomen;
- netuitbreidingen tijdig moeten worden gerealiseerd;
- opslag zich sneller of langzamer kan ontwikkelen dan verwacht.

Een besluit dat alleen goed uitpakt wanneer al deze factoren de gewenste richting opgaan, is bestuurlijk zwak. Een besluit dat ook bij tegenvallers bruikbaar blijft, is bestuurlijk sterker.

De derde conclusie luidt daarom: in een veranderend elektriciteitssysteem moet niet alleen worden gestuurd op technische of economische efficiëntie, maar ook op optionaliteit en bestuurlijke robuustheid.

3.5 Korte versus lange besluit-horizon

De kern van het verschil tussen technologie soorten ligt niet alleen in hun technische kenmerken, maar in hun besluit-horizon. Daarmee wordt bedoeld: over welke periode moet de beslisser in feite een redelijk juist beeld hebben om de keuze verantwoord te maken?

Bij een installatie met korte bouwtijd en relatief beperkte investeringsomvang moet men vooral een beeld te hebben van de komende jaren en van de middellange termijn. Dat beeld kan nog steeds onzeker zijn, maar de kans op grote afwijkingen is kleiner en de mogelijkheid om later opnieuw te besluiten is groter. Wanneer de werkelijkheid verandert, kan relatief snel een andere keuze worden gemaakt of kan het tempo van investeringen worden aangepast.

Bij een installatie met lange bouwtijd en lange levensduur moet de beslisser in feite een uitspraak doen over een veel langere periode. Dan wordt het nodig om aannames te maken over vraagontwikkeling, industrie, import, opslag, netten en technologieontwikkeling over meerdere decennia. Dat is veel moeilijker. Niet omdat de beslisser onbekwaam zou zijn, maar omdat zulke systemen structureel niet met hoge betrouwbaarheid over zo’n lange horizon voorspelbaar zijn.

Daarmee ontstaat een asymmetrie. Een verkeerde keuze bij een kortere besluit-horizon is vaak herstelbaar: men kan bijbouwen, omschakelen, een volgende stap anders zetten of een

beperkt verlies accepteren. Een verkeerde keuze bij een lange besluit-horizon werkt veel dieper door. De financiële omvang is groter, de hersteltermijn is langer en de beleidsruimte wordt kleiner.

Juist in een tijd van systeemtransitie is dat onderscheid zwaarwegend. Wanneer de omgeving relatief stabiel is, kan een lange horizon gerechtvaardigd zijn. Maar wanneer fundamentele onzekerheden elkaar opstapelen, wordt de waarde van kortere besluitcycli groter. Dan wordt bestuurlijke wijsheid niet alleen een kwestie van visie, maar ook van terughoudendheid in het vastleggen van te grote delen van de toekomst.

De vierde conclusie luidt daarom: hoe onzekerder de omgeving, hoe waardevoller een technologie wordt die met een kortere besluit-horizon kan worden ingezet.

3.6 Onzekerheid stapelt zich op

Een van de risico's in beleidsdiscussies is dat onzekerheden afzonderlijk worden beoordeeld, terwijl zij in werkelijkheid op elkaar inwerken. De vraag kan anders uitpakken dan verwacht. De industrie kan zich anders ontwikkelen. Import en export kunnen tegenvallen. Brandstofprijzen kunnen verschuiven. Netuitbreiding kan vertragen. Elektrolyse kan minder rendabel blijken. Opslag kan duurder of juist goedkoper worden dan aangenomen. Elk van deze onzekerheden is op zichzelf al relevant; samen vormen zij een gestapeld onzekerheidsveld.

Dat heeft grote gevolgen voor de beoordeling van investeringen. Een technologie die alleen overtuigend is wanneer meerdere onzekere aannames tegelijk gunstig uitvallen, heeft een zwakke robuustheid. Zij vraagt dan als het ware om een keten van meevallers. Een technologie die ook functioneel blijft wanneer sommige aannames tegenvallen, is robuuster.

Voor het elektriciteitssysteem is dat onderscheid belangrijker dan in veel andere sectoren, omdat het kapitaalbeslag groot is en de maatschappelijke gevolgen van verkeerde investeringen langdurig kunnen zijn. Een te klein systeem kan leveringszekerheid ondermijnen. Een te groot of verkeerd samengesteld systeem kan decennialang kosten veroorzaken, flexibiliteit belemmeren of verkeerde prikkels in stand houden.

Daarom moet niet alleen de verwachte waarde van een investering worden bekeken, maar ook haar gevoeligheid voor combinaties van tegenvallers. Juist hier krijgt bestuurlijke robuustheid haar echte betekenis: niet als abstract begrip, maar als vermogen om stand te houden wanneer meerdere onzekerheden tegelijk opspelen.

De vijfde conclusie luidt daarom: investeringen in regelbaar vermogen moeten niet alleen op afzonderlijke aannames, maar op gestapelde onzekerheid worden beoordeeld.

3.7 Consequenties voor de keuze van regelbaar vermogen

Wanneer bouwtijd, levensduur, optionaliteit, besluit-horizon en gestapelde onzekerheid samen worden beschouwd, ontstaat een duidelijk beoordelingskader. Technologieën verschillen dan niet alleen in emissies, efficiëntie of brandstof, maar vooral in de mate waarin zij de toekomst vastleggen of juist aanpasbaarheid bieden.

Een technologie met:

- hoge investering vooraf,
- lange bouwtijd,
- lange levensduur,
- lage inzetflexibiliteit,
- en afhankelijkheid van meerdere gunstige systeemontwikkelingen,

is bestuurlijk alleen aantrekkelijk wanneer er grote zekerheid bestaat over de toekomstige systeemrichting. Als die zekerheid ontbreekt, neemt het risico toe dat het systeem zich anders ontwikkelt dan waarvoor is gebouwd.

Een technologie met:

- lagere investering,
- kortere bouwtijd,
- grotere operationele flexibiliteit,
- betere schaalbaarheid,
- en ruimte om later opnieuw te kiezen,

past beter bij een wereld waarin de onzekerheid groot is en waarin meerdere systeempaden nog open liggen.

Dat betekent niet dat de eerste categorie nooit rationeel kan zijn. In een stabiele context met sterke behoefte aan langdurig continu vermogen kan zij juist logisch zijn. Maar in de context die in hoofdstuk 2 is geschetst — onzekere vraag, onzekere industrie, onzekere elektrolyse, wisselende restvraag, veel duurzaam, beperkte zekerheid over buitenlandse opvang — verschuift de waardering. Dan wordt de vraag niet langer alleen welke centrale veel stroom kan maken, maar welke centrale past bij een besluitvormingsomgeving waarin voorspelfouten waarschijnlijk zijn.

De zesde conclusie luidt daarom: de keuze van regelbaar vermogen moet mede worden gebaseerd op de vraag hoe herstelbaar een verkeerde keuze is en hoeveel toekomstige speelruimte behouden blijft.

3.8 Tussenconclusie

Dit hoofdstuk laat zien dat investeringsbesluiten in het elektriciteitssysteem niet alleen moeten worden beoordeeld op techniek, kosten of emissies, maar ook op hun omgang met onzekerheid. Een lange bouwtijd vergroot de kans op mismatch tussen besluit en systeem bij oplevering. Een lange levensduur vergroot de kans op lock-in. Een grote investeringssprong verkleint de mogelijkheid om later bij te sturen. En een technologie die alleen goed werkt wanneer meerdere onzekerheden tegelijk gunstig uitvallen, is bestuurlijk kwetsbaar.

Daarom zijn optionaliteit en bestuurlijke robuustheid geen bijzaken, maar kerncriteria. In een tijd van transitie heeft een technologie meer waarde wanneer zij met een kortere besluit-horizon kan worden ingezet, minder perfecte voorspellingen vereist en ruimte laat voor latere correctie.

Dat betekent niet automatisch dat de inhoudelijke keuze al gemaakt is. Wel betekent het dat de lat voor kapitaalintensieve, traag realiseerbare en systeembindende opties hoog moet liggen. Eerst moet duidelijk zijn of het Nederlandse systeem zodanig zeker en stabiel is dat zo'n keuze verantwoord kan worden gemaakt. Precies die vraag staat centraal in het volgende hoofdstuk, waarin het Nederlandse systeemniveau als uitgangspunt wordt genomen.

Hoofdstuk 4. Het Nederlandse systeem als uitgangspunt

4.1 Inleiding

De vraag welke vorm van regelbaar vermogen in Nederland nodig is, kan niet goed worden beantwoord vanuit een abstract Europees ideaalbeeld alleen. In veel beschouwingen wordt impliciet uitgegaan van een sterk geïntegreerde markt waarin overschotten zonder veel frictie kunnen worden geëxporteerd en tekorten zonder veel risico kunnen worden geïmporteerd. Dat beeld heeft waarde, maar het is niet voldoende als dragend uitgangspunt voor nationale leveringszekerheid.

Voor de systeemanalyse in dit rapport is daarom een andere keuze gemaakt. Niet het theoretisch optimale Europese systeem staat centraal, maar de vraag welk systeem op **Nederlands niveau** robuust is wanneer meerdere onzekerheden tegelijk spelen. Die keuze is niet ingegeven door nationalistisch denken, maar door prudent systeemdenken. Juist wanneer internationale markten, weersomstandigheden, infrastructuur en beleidskeuzen in meerdere landen tegelijk onzeker zijn, wordt het verstandig om de nationale robuustheid als primaire maatstaf te nemen.

Dat betekent niet dat interconnectie, handel en Europese samenwerking onbelangrijk zijn. Integendeel: zij blijven waardevol en kunnen op veel momenten grote voordelen bieden. Maar zij mogen niet worden behandeld als een vanzelfsprekende en onbeperkt beschikbare hoofdoplossing voor langere perioden van systeemstress. Wie dat wel doet, bouwt zijn nationale systeem op een keten van aannames over het gedrag, de infrastructuur en de energiehuishouding van andere landen.

In dit hoofdstuk wordt daarom uitgewerkt waarom het Nederlandse systeem zelf het juiste analysekader is, welke impliciete aannames in het debat vaak verborgen blijven en waarom juist in een verduurzamend West-Europa de betekenis van import en export begrensd is. Pas tegen die achtergrond kan verstandig worden beoordeeld welke technologie nationaal gezien het best past.

4.2 Waarom op Nederlands systeemniveau moet worden gekeken

Een elektriciteitssysteem moet uiteindelijk niet alleen in gemiddelde omstandigheden functioneren, maar juist ook in perioden waarin meerdere tegenvallers samenkomen. Voor Nederland betekent dit dat de nationale leveringszekerheid niet uitsluitend mag rusten op veronderstellingen over wat het buitenland zal doen of kunnen leveren.

Daar zijn verschillende redenen voor. In de eerste plaats zijn de cruciale onzekerheden in de energietransitie niet exclusief Nederlands. Andere West-Europese landen maken dezelfde beweging door: meer wind en zon, meer elektrificatie, druk op netuitbreiding, debat over opslag, onzekerheid over industrie en discussie over de rol van regelbaar vermogen. Juist

daardoor is het niet vanzelfsprekend dat het buitenland op de momenten dat Nederland tekortkomt, over grote vrije vermogensreserves beschikt.

In de tweede plaats is een systeem dat leunt op buitenlandse opvang alleen robuust als die opvang ook werkelijk beschikbaar is op de tijdschaal waarop zij nodig is. Voor kleine afwijkingen en korte perioden kan internationale handel zeer nuttig zijn. Maar naarmate tekorten langer duren en meerdere landen tegelijk worden geraakt, neemt de betrouwbaarheid van structurele import als dragend mechanisme af.

In de derde plaats vergroot afhankelijkheid van het buitenland de bestuurlijke complexiteit. De Nederlandse leveringszekerheid wordt dan mede afhankelijk van investeringsbeslissingen, marktprikkels, vergunningstrajecten, netuitbreidingen en politieke keuzes buiten de eigen invloedssfeer. Dat is op zichzelf niet verkeerd, maar het vergroot wel de kwetsbaarheid wanneer nationale robuustheid niet als ondergrens wordt gewaarborgd.

Daarom moet de kernvraag niet luiden: kan Nederland in sommige omstandigheden importeren of exporteren? Dat antwoord is evident: ja. De juiste vraag luidt: **kan Nederland zijn systeem zó ontwerpen dat het ook zonder optimistische aannames over structurele buitenlandse opvang robuust blijft?** Wanneer die vraag wordt gesteld, verandert de beoordeling van technologieën wezenlijk. Dan telt niet alleen hun bijdrage in een Europese markt, maar vooral hun waarde voor het nationale systeem tijdens ongunstige omstandigheden.

De eerste conclusie van dit hoofdstuk luidt daarom: het Nederlandse systeemniveau is het juiste primaire analysekader, omdat leveringszekerheid uiteindelijk moet worden gewaarborgd onder omstandigheden waarin buitenlandse hulp niet onbeperkt of niet tijdig beschikbaar hoeft te zijn.

4.3 Twee beleidsstromingen met dezelfde impliciete aanname

In het huidige debat zijn twee hoofdlijnen zichtbaar die op het eerste gezicht sterk van elkaar verschillen, maar op een belangrijk punt dezelfde verborgen aanname delen.

De eerste lijn is de stroming die sterk inzet op verduurzaming via wind en zon. In deze benadering groeit de duurzame productie sterk, worden batterijen en vraagsturing belangrijker en worden overschotten gezien als te exporteren. Tekorten kunnen dan worden opgevangen via import, interconnectie en de bredere Europese markt. De onderliggende gedachte is dat een groot, gekoppeld systeem de variaties van afzonderlijke landen dempt.

De tweede lijn is de stroming die inzet op kernenergie. Ook daar wordt vaak verondersteld dat Nederland met stabiele binnenlandse productie niet alleen zijn eigen voorziening kan versterken, maar dat overschotten kunnen worden geëxporteerd wanneer de binnenlandse vraag lager is. Tegelijk wordt in zulke beelden internationale handel eveneens beschouwd als nuttig en beschikbaar voor momenten waarop aanvullende afstemming nodig is.

De beleidsmatige tegenstelling tussen beide stromingen is reëel, maar hun impliciete overeenkomst is minstens zo belangrijk. Beide gaan er namelijk van uit dat buitenlandse markten op relevante momenten voldoende absorptievermogen of leveringsvermogen hebben. Anders gezegd: beide rekenen erop dat het buitenland vaak een andere systeembalans heeft dan Nederland.

Juist die aanname verdient kritische aandacht. Zij is niet vanzelfsprekend onjuist, maar zij is ook niet veilig genoeg om zonder meer als fundament van nationale systeemkeuzen te dienen. Wanneer het buitenland zich op hoofdlijnen vergelijkbaar ontwikkelt — meer duurzaam, meer elektrificatie, meer druk op netten, beperkte opslaggroei — dan wordt de kans groter dat overschotten en tekorten juist samenvallen in plaats van elkaar op te heffen.

Daarmee wordt zichtbaar dat de discussie niet alleen gaat tussen twee technologievoorkeuren, maar ook tussen twee manieren van omgaan met onzekerheid. Zolang beide stromingen dezelfde impliciete afhankelijkheid van buitenlandse systeembalansen inbouwen, delen zij ook eenzelfde kwetsbaarheid.

De tweede conclusie luidt daarom: zowel de wind-zon benadering als de kernenergiebenadering bevatten vaak dezelfde impliciete aanname, namelijk dat het buitenland structureel als afnemer van overschotten of leverancier bij tekorten beschikbaar zal zijn.

4.4 De grens van Europese afhankelijkheid

De Europese elektriciteitsmarkt biedt grote voordelen. Zij maakt handel mogelijk, vergroot de schaal van optimalisatie, reduceert op veel momenten prijsverschillen en kan regionale schommelingen deels opvangen. Dat alles blijft van betekenis. Maar juist omdat de voordelen reëel zijn, ontstaat gemakkelijk de neiging om ook de grenzen ervan te onderschatten.

Die grens ligt vooral daar waar niet langer sprake is van kleine regionale verschillen, maar van breed gedeelde systeemomstandigheden. Een land kan goed steunen op import wanneer het eigen tekort samenvalt met een overschot elders. Maar wanneer meerdere landen tegelijk met vergelijkbare omstandigheden worden geconfronteerd, verandert de situatie fundamenteel. Dan wordt import geen vanzelfsprekend mechanisme meer, maar een strijd om schaarse beschikbaarheid.

Voor Nederland is dat punt bijzonder relevant. Het land is weliswaar goed verbonden met buurlanden, maar maakt deel uit van een regio waarin weersystemen, verduurzaming en marktdruk sterk samenhangen. Dat betekent dat de Europese markt zeer behulpzaam kan zijn bij veel alledaagse onbalansen, maar minder betrouwbaar wordt naarmate de oorzaak van de onbalans systemischer en langduriger is.

Daarmee moet Europese afhankelijkheid niet binair worden benaderd, alsof zij óf volledig nutteloos óf volledig voldoende is. De juiste benadering is gelaagd. Voor kortdurende en beperkte afwijkingen is zij zeer waardevol. Voor langere en dieper gaande systeemstress moet zij worden beschouwd als een mogelijke aanvulling, niet als dragende zekerheid.

De derde conclusie luidt daarom: Europese koppeling blijft waardevol, maar kent duidelijke grenzen als fundament voor nationale leveringszekerheid tijdens langdurige of breed gedeelde systeemstress.

4.5 Gedeelde weersystemen en gelijktijdige tekorten of overschotten

Een van de belangrijkste redenen waarom buitenlandse opvang niet onbeperkt betrouwbaar is, ligt in de aard van de weersystemen boven West-Europa. Wind en zon zijn geen volledig

lokale bronnen. Hun variatie vertoont samenhang over grotere gebieden. Daardoor kunnen perioden van veel wind of juist weinig wind meerdere landen tegelijk raken. Voor zonne-energie geldt iets vergelijkbaars op de schaal van seizoenen en grote weersituaties.

Juist in een systeem waarin wind en zon een steeds groter aandeel van de productie leveren, wordt die correlatie belangrijk. Het klassieke beeld dat een groot Europees systeem automatisch alle schommelingen uit middelt, is dan slechts ten dele juist. De schaal helpt zeker, maar heft structurele samenhang niet op. Wanneer in een uitgestrekt gebied weinig wind is, neemt de productie niet alleen in Nederland af, maar ook in aangrenzende landen. Wanneer een langdurige zonnige en winderige periode optreedt, kunnen meerdere landen tegelijk te maken krijgen met overschotten.

Dit punt is niet alleen relevant voor de importzijde, maar ook voor de exportzijde. Een overschot in Nederland is alleen economisch en technisch gemakkelijk te exporteren wanneer elders tegelijkertijd vraag naar dat overschot bestaat. Als omringende landen onder vergelijkbare weersomstandigheden eveneens veel productie hebben, daalt juist die opnamecapaciteit. Daarmee wordt ook de veronderstelde waarde van export als structureel economisch afzetkanaal minder zeker.

Voor de systeemanalyse betekent dit dat de buitenlandse markt niet mag worden gezien als een onbeperkte buffer met tegengesteld gedrag. In werkelijkheid kan het zijn dat dezelfde weersituatie die Nederland raakt, ook de potentiële handelspartners raakt. Juist bij lange perioden van tekort of overschot wordt dat een fundamenteel aandachtspunt.

De vierde conclusie luidt daarom: gedeelde weersystemen maken dat overschotten en tekorten in Nederland en omliggende landen geregeld samenvallen, waardoor import en export tijdens langere perioden minder zeker zijn dan vaak wordt verondersteld.

4.6 Import en export veronderstellen ook netuitbreiding

Zelfs wanneer wordt aangenomen dat het buitenland op bepaalde momenten wel een andere systeembalans heeft dan Nederland, blijft nog een tweede voorwaarde gelden: de elektriciteit moet ook daadwerkelijk kunnen worden getransporteerd. Daarmee wordt grensoverschrijdende afhankelijkheid niet alleen afhankelijk van markt- of productie, maar ook van de infrastructuur.

Wie rekent op export van overschotten veronderstelt impliciet dat:

- binnen Nederland voldoende netcapaciteit aanwezig is om die stroom van productiegebied naar grens en afvoerpunten te brengen;
- grensverbindingen voldoende capaciteit hebben;
- het ontvangende land op dat moment niet zelf wordt begrensd door interne congestie;
- en de verdere Europese netstructuur de stromen kan verwerken.

Wie rekent op import bij tekorten maakt een spiegelbeeldige veronderstelling. Ook dan moeten buitenlandse productie, grenscapaciteit, binnenlandse transportnetten en regionale afnamepunten tijdig en toereikend zijn ingericht.

Dit voegt een extra laag onzekerheid toe. Niet alleen de productie en vraag in andere landen moeten gunstig uitpakken, maar ook de infrastructuurontwikkeling in meerdere landen moet

op tijd gerealiseerd zijn. In een periode waarin juist netcongestie, ruimtelijke druk, vergunningstrajecten en maatschappelijke weerstand in veel landen een rol spelen, is dat geen triviale aanname.

Daarom moet interconnectie worden gewaardeerd voor wat zij is: een belangrijke versterking van het systeem, maar niet een kosteloze of vanzelfsprekende ontsnappingsroute uit nationale leveringsvraagstukken. Wie te zwaar op import en export leunt, schuift een deel van de leveringszekerheid door naar onzekerheden over grensinfrastructuur en buitenlandse netontwikkeling.

De vijfde conclusie luidt daarom: import en export veronderstellen niet alleen gunstige buitenlandse marktcondities, maar ook tijdige en voldoende netuitbreiding in Nederland en daarbuiten, en vormen daardoor zelf een extra onzekerheid.

4.7 Nationale robuustheid als maatstaf

Wanneer de voorgaande overwegingen samen worden genomen, ontstaat een heldere bestuurlijke conclusie: voor de beoordeling van systeemkeuzen moet nationale robuustheid de maatstaf zijn. Dat betekent niet dat Nederland autarkisch moet willen worden of Europese samenwerking moet wantrouwen. Het betekent wél dat het binnenlandse systeem zodanig moet zijn ingericht dat het langere perioden van ongunstige omstandigheden kan doorstaan zonder afhankelijk te zijn van een reeks optimistische aannames over het buitenland.

Nationale robuustheid houdt in dit verband in:

- voldoende regelbaar vermogen voor langere tekorten;
- een systeemontwerp dat niet volledig leunt op structurele import;
- voldoende flexibiliteit om met veranderlijke restvraag om te gaan;
- en investeringskeuzen die ook standhouden wanneer Europese opslag, netten of markten zich minder gunstig ontwikkelen dan gehoopt.

Zodra deze maatstaf wordt aangelegd, verschuift ook de vraag naar technologie. Dan gaat het niet langer primair om welke optie in een gemiddelde Europese markt het hoogste theoretische systeemrendement lijkt te bieden, maar om welke optie het Nederlandse systeem het best door perioden van onzekerheid en systeemstress helpt.

Dat heeft directe gevolgen voor de verdere analyse in dit rapport. Een technologie die vooral rendeert wanneer overschotten makkelijk kunnen worden geëxporteerd of wanneer lange tekorten elders kunnen worden opgevangen, krijgt onder deze maatstaf een zwakkere positie. Een technologie die juist binnenlands flexibiliteit en tijdige beschikbaarheid levert, wint aan gewicht.

De zesde conclusie luidt daarom: nationale robuustheid moet niet als restcriterium, maar als primair systeemdoel worden gehanteerd.

4.8 Tussenconclusie

Dit hoofdstuk maakt duidelijk waarom het Nederlandse systeemniveau het juiste uitgangspunt is voor de beoordeling van regelbaar vermogen. Internationale handel en

Europese koppeling blijven waardevol, maar mogen niet worden verward met gegarandeerde leveringszekerheid tijdens langdurige of breed gedeelde systeemstress.

Zowel de stroming die sterk inzet op wind en zon als de stroming die inzet op kernenergie maakt vaak dezelfde impliciete aanname: dat overschotten kunnen worden afgezet en tekorten kunnen worden opgevangen via het buitenland. Juist die aanname is onzeker, omdat West-Europese landen zich in vergelijkbare richting ontwikkelen, deels onder dezelfde weersystemen vallen en bovendien afhankelijk zijn van tijdige netuitbreiding.

Daarom moet de analyse niet worden gebouwd op de vraag wat in een ideale Europese omgeving mogelijk is, maar op de vraag welk systeem in Nederland zelf robuust blijft wanneer import, export en infrastructuur minder gunstig uitpakken dan gehoopt. Dat nationale robuustheidscriterium vormt de schakel naar de hoofdstukken die volgen. Want pas wanneer deze maatstaf vastligt, kan scherp worden beoordeeld hoe kernenergie, opslag en STEG zich daartoe verhouden.

De volgende stap is daarom de inhoudelijke beoordeling van kernenergie binnen dit Nederlandse systeembeeld. Dat is het onderwerp van hoofdstuk 5.

Hoofdstuk 5. Kernenergie in het Nederlandse systeem

5.1 Inleiding

Kernenergie wordt in het publieke debat vaak gepresenteerd als een stabiele, CO2-arme en grootschalige bron van elektriciteit. Vanuit dat perspectief lijkt zij aantrekkelijk in een tijd waarin fossiele brandstoffen moeten worden teruggedrongen en leveringszekerheid onder druk staat. Die voorstelling is op zichzelf niet onjuist, maar zij is onvolledig. De betekenis van kernenergie hangt niet alleen af van haar technische vermogen om elektriciteit te produceren, maar vooral van het systeem waarin zij moet functioneren.

In de voorgaande hoofdstukken is betoogd dat het toekomstige Nederlandse elektriciteitssysteem niet kan worden beoordeeld vanuit één enkel groeipad of vanuit een ideaal Europees marktbeeld. De vraagontwikkeling is onzeker, het vraagprofiel verandert, elektrolyse is geen vaste vraagcomponent, import en export zijn geen dragende zekerheden, en het systeem moet op Nederlands niveau robuust zijn. In zo'n context moet kernenergie niet worden beoordeeld als abstracte technologie, maar als onderdeel van een systeem met veel wind en zon, veel kortdurende opslag, onzekere restvraag en blijvende noodzaak van flexibel regelbaar vermogen.

Dat verandert de maatstaf. Kernenergie is historisch vooral sterk in systemen waarin langdurig continu vermogen gewenst is en waarin hoge benuttingsgraad de economische basis vormt. In een systeem waarin de restvraag grilliger wordt, de noodzaak tot start-stop gedrag toeneemt en de toekomstige rol van groot continu vermogen minder zeker is, komen andere eigenschappen centraal te staan: bouwtijd, kostenbeheersing, economische gevoeligheid voor lagere benuttingsgraad en geschiktheid voor een rol die niet langer klassiek basislast gedreven is.

Dit hoofdstuk beschouwt kernenergie vanuit precies dat perspectief. Eerst komen de sterke punten aan bod, omdat die reëel zijn en serieus moeten worden genomen. Daarna volgt de analyse van de zwakke punten en systeembeperkingen. Juist de combinatie van beide laat

zien waar kernenergie nog wel en waar zij minder goed past in het Nederlandse systeembeeld dat in dit rapport is ontwikkeld.

5.2 Sterke punten van kernenergie

Kernenergie heeft een aantal eigenschappen die in de discussie niet mogen worden onderschat. In de eerste plaats kan een kerncentrale grote hoeveelheden elektriciteit produceren met lage directe CO2-emissies tijdens bedrijf. In een energiesysteem waarin emissiereductie een centrale doelstelling is, is dat een relevant voordeel.

In de tweede plaats levert kernenergie vermogen dat niet direct afhankelijk is van weersomstandigheden. Dat onderscheidt haar van wind- en zonne-energie. Een kerncentrale kan in beginsel langdurig en voorspelbaar produceren, los van windstilte of bewolking. In een systeem dat grote waarde hecht aan continu beschikbaar vermogen, is dat een sterke eigenschap.

In de derde plaats kent kernenergie een hoge energiedichtheid. Relatief kleine hoeveelheden brandstof bevatten veel energie, en de brandstof kan voor langere perioden worden opgeslagen. Dat geeft kernenergie een zekere mate van fysieke robuustheid in de brandstofvoorziening, al neemt dat de internationale afhankelijkheden in de keten niet weg.

In de vierde plaats kan kernenergie aantrekkelijk zijn in systemen waarin langdurig veel vollasturen kunnen worden gemaakt. Juist dan kunnen de hoge vaste kosten worden uitgesmeerd over grote hoeveelheden geproduceerde elektriciteit. In een dergelijk systeem ontstaat de economische logica waarop kernenergie traditioneel is gebaseerd: hoge investering, lange levensduur, veel productie en relatief lage variabele kosten.

Deze sterke punten verklaren waarom kernenergie in bepaalde landen en onder bepaalde systeemomstandigheden een belangrijke rol heeft kunnen spelen. Zij maken ook duidelijk waarom kernenergie in het debat telkens terugkeert zodra leveringszekerheid en CO2-reductie tegelijk op tafel liggen.

Maar die sterke punten zijn contextafhankelijk. Zij komen het best tot hun recht wanneer het systeem behoefte heeft aan langdurig continu vermogen, wanneer hoge benuttingsgraad haalbaar is en wanneer de omgeving voldoende stabiel is om een lange bouwtijd en een lange terugverdienperiode te dragen. Juist daarom moet vervolgens worden bekeken of die voorwaarden ook in het toekomstige Nederlandse systeem nog voldoende aanwezig zijn.

De eerste conclusie van dit hoofdstuk luidt daarom: kernenergie heeft reële sterke punten, maar die ontlenen hun waarde vooral aan systemen waarin langdurig continu vermogen en hoge benuttingsgraad centraal staan.

5.3 Hoge investeringskosten en groot kapitaalbeslag

Tegenover de sterke punten staat een eerste fundamenteel kenmerk dat voor de systeemanalyse zwaar weegt: kernenergie vraagt een zeer grote investering vooraf. Het gaat om een technologie met een hoog kapitaalbeslag, waarbij een groot deel van de totale kosten al moet worden vastgelegd voordat de centrale één kilowattuur heeft geproduceerd.

Dat heeft meerdere gevolgen. In de eerste plaats maakt het de businesscase gevoelig voor rente, financieringsvoorwaarden en vertraging. Wanneer de realisatie langer duurt dan gepland, lopen de financiële lasten door terwijl er nog geen opbrengsten tegenover staan. Daardoor werkt tijdsverlies bij kernenergie zwaarder door dan bij technologieën met lagere initiële investering.

In de tweede plaats maakt het hoge kapitaalbeslag de keuze bestuurlijk zwaar. Een groot deel van de toekomstige investeringsruimte wordt in één project vastgelegd. Dat beperkt de mogelijkheid om later met kleinere stappen op nieuwe ontwikkelingen te reageren. Het besluit is dus niet alleen kostbaar, maar ook weinig modulair.

In de derde plaats vergroot een hoog kapitaalbeslag de politieke en maatschappelijke gevoeligheid. Grote projecten trekken meer bestuurlijke aandacht, meer debat en meer druk om tijdens de uitvoering wijzigingen, aanvullende eisen of heroverwegingen door te voeren. Juist daardoor wordt het risico op vertraging en kostenstijging groter.

Voor Nederland is dit extra relevant omdat het energiesysteem zich niet in een stabiele eindsituatie bevindt, maar in een fase van transitie en onzekerheid. Een technologie die een zeer groot deel van het investeringsvermogen vroegtijdig vastlegt, moet dan niet alleen technisch kloppen, maar ook uitzonderlijk robuust zijn tegen veranderende omstandigheden. Hoe onzekerder de toekomstige vraag en systeemstructuur, hoe zwaarder dit nadeel weegt.

De tweede conclusie luidt daarom: de hoge investeringskosten van kernenergie vormen niet alleen een financieel gegeven, maar ook een bestuurlijke beperking omdat zij vroegtijdig grote delen van de toekomstige speelruimte vastleggen.

5.4 Kans op uitloop van kosten

Een tweede zwak punt van kernenergie is de grote gevoeligheid voor uitloop van kosten. Die gevoeligheid heeft verschillende oorzaken die elkaar versterken.

Ten eerste is de technische complexiteit van een kerncentrale hoog. Het gaat om zware installaties met strenge kwaliteitseisen, bijzondere veiligheidsvoorzieningen, complexe integratie van systemen en zeer hoge eisen aan ontwerp, uitvoering en controle. Kleine afwijkingen kunnen grote gevolgen hebben voor planning en uitvoering.

Ten tweede werkt regelgeving zwaar door in het projectverloop. Dat is op zichzelf begrijpelijk gezien het karakter van de technologie, maar het betekent wel dat aanvullende eisen, interpretatieverschillen of aangescherpte normen ingrijpende effecten op het project kunnen hebben.

Ten derde hebben kernenergie projecten vaak een lange realisatietijd, waardoor zij extra gevoelig zijn voor inflatie, verstoringen in de toeleveringsketen, schaarste aan specialistisch personeel en veranderingen in marktomstandigheden. Hoe langer een project loopt, hoe groter de kans dat zulke externe factoren toeslaan.

Ten vierde maakt de beperkte frequentie van nieuwbouw in veel westerse landen dat ervaring, routines en uitvoeringsketens minder vanzelfsprekend beschikbaar zijn dan bij meer gestandaardiseerde of vaker gebouwde technologieën. Hierdoor kunnen ontwerp- en uitvoeringsrisico’s moeilijker worden gereduceerd.

Voor de systeemanalyse is vooral van belang dat kostenuitloop bij kernenergie geen incidenteel randverschijnsel is, maar een risico dat nauw samenhangt met het type project. Dat betekent niet dat elk project noodzakelijk ontspoort, maar wel dat de kans op forse afwijkingen van de oorspronkelijke raming systemisch hoog is. Wie dus op kernenergie inzet, moet niet alleen de geraamde kosten beoordelen, maar ook de bestuurlijke en financiële gevolgen van substantiële overschrijdingen kunnen dragen.

In een systeem waarin tegelijkertijd ook in netten, opslag, verduurzaming en andere infrastructuur moet worden geïnvesteerd, wordt dat extra zwaar. Kostenuitloop van één groot project kan dan doorwerken in de ruimte voor andere noodzakelijke investeringen.

De derde conclusie luidt daarom: de kans op kostenuitloop bij kernenergie is niet louter project specifiek, maar hangt samen met de aard van de technologie en vormt daarmee een wezenlijk systeembesluitrisico.

5.5 Kans op uitloop van bouwtijd

Naast kostenuitloop is ook vertraging een essentieel risico. Lange bouwtijd is niet alleen een gegeven, maar ook een factor die het systeem kwetsbaar maakt voor verdere uitloop. Hoe langer een project duurt, hoe groter de kans dat nieuwe verstoringen zich aandienen.

Bij kernenergie spelen meerdere bronnen van vertraging tegelijk. Vergunningprocedures kunnen langer duren dan voorzien. Ontwerpwijzigingen kunnen tijdens de uitvoering nodig blijken. Problemen met componenten, lassen, kwaliteitsborging of levering kunnen tot herstelwerk leiden. Tekorten aan gespecialiseerd personeel kunnen de voortgang remmen. Ook maatschappelijke, juridische of politieke ontwikkelingen kunnen tot tijdverlies leiden.

Voor het elektriciteitssysteem heeft vertraging een dubbel effect. De centrale levert later dan gepland een bijdrage aan de voorzieningszekerheid, terwijl de investeringslasten al wel oplopen. Tegelijk kan het systeem in de tussenliggende jaren op een andere manier worden ingericht, waardoor bij oplevering de oorspronkelijke noodzaak minder vanzelfsprekend is. Vertraging vergroot dus niet alleen de kosten, maar ook de kans op systeemmismatch.

Dat is juist in Nederland een zwaar punt. De periode waarin een kerncentrale zou worden gebouwd, is ook de periode waarin andere ontwikkelingen doorlopen: verdere groei van wind op zee, uitbreiding van batterijen, verandering van de industrie, mogelijke import van waterstofdragers, verschuiving van de vraag en uitbouw van netten. Elk extra jaar vertraging vergroot de kans dat de centrale in een ander systeem terechtkomt dan waarvoor het besluit werd genomen.

De vierde conclusie luidt daarom: uitloop van bouwtijd bij kernenergie vergroot niet alleen de financiële last, maar ook het risico dat de centrale bij oplevering minder goed past in het inmiddels veranderde systeem.

5.6 Mismatch door lange bouwtijd

Het probleem van kernenergie is dus niet alleen dat de bouw lang duurt, maar vooral dat de systeemwereld tijdens die bouwtijd niet stilstaat. Daardoor ontstaat het risico van mismatch:

een centrale die is ontworpen voor een bepaald systeembeeld, maar in gebruik wordt genomen in een andere werkelijkheid.

Die mismatch kan meerdere vormen aannemen. De elektriciteitsvraag kan lager uitvallen dan voorzien, bijvoorbeeld door vertrek van de industrie, efficiency of minder binnenlandse elektrolyse. Het vraagprofiel kan flexibeler blijken dan gedacht door slimme laadinfrastructuur, warmtepompsturing en vraagrespons. De rol van batterijen kan groter worden. Internationale brandstofketens kunnen zich anders ontwikkelen. Netuitbreidingen kunnen vertragen of juist versnellen. Ook de economische logica van import en export kan veranderen.

Voor een technologie die juist afhankelijk is van hoge benuttingsgraad en langdurige stabiele inzet is dat een fundamenteel probleem. Hoe groter de kans dat het systeembeeld verschuift, hoe groter de kans dat de uiteindelijke centrale niet precies de rol kan vervullen waarop de oorspronkelijke businesscase en systeemverwachting waren gebaseerd.

In hoofdstuk 2 is al duidelijk gemaakt dat zelfs de vraag of Nederland in de toekomst veel meer elektriciteit nodig heeft, geen hard gegeven is. De onzekerheid rond elektrolyse, de mogelijkheid van import van ammoniak, het onzekere tempo van elektrificatie en het vertrek van de industrie maken dat de toekomstige systeemgrootte en het profiel niet vastliggen. Juist in zo'n context is een technologie met lange bouwtijd extra kwetsbaar voor mismatch.

De vijfde conclusie luidt daarom: de lange bouwtijd van kernenergie vergroot het risico dat de centrale wordt opgeleverd voor een systeem dat anders blijkt dan het systeem waarvoor zij oorspronkelijk bedoeld was.

5.7 Beperkte economische geschiktheid voor middenlast

Kernenergie is economisch sterk wanneer zij veel uren op hoog vermogen produceert. Dat is geen detail, maar het hart van de businesscase. De grote investering vooraf wordt immers alleen rationeel wanneer zij over veel geproduceerde elektriciteit kan worden uitgesmeerd.

Daaruit volgt vrijwel direct dat kernenergie economisch zwakker wordt naarmate haar rol verschuift van continue productie naar middenlast, piekondersteuning of onregelmatige inzet. Technisch kan een kerncentrale wel binnen zekere grenzen moduleren, maar economische geschiktheid is iets anders dan technische mogelijkheid. Een centrale kan iets doen zonder dat het ook de meest verstandige rol is om haar daarin te gebruiken.

In een duurzaam gedomineerd systeem ontstaat juist dat probleem. Wind en zon nemen een groot deel van de productie voor hun rekening wanneer de omstandigheden gunstig zijn. Batterijen en vraagsturing dempen een deel van de kortdurende schommelingen. Wat overblijft, is geen klassieke basislastvraag, maar een meer grillige restvraag. Naarmate kernenergie daarin vaker moet terug regelen of moet stoppen, verslechtert haar economische positie.

Dat geldt te meer wanneer ook export van overschotten minder zeker is dan vaak wordt aangenomen. Als een centrale niet alleen binnenlands minder goed kan worden ingepast, maar ook niet altijd kan rekenen op buitenlandse afzet, wordt de spanning tussen technische productiecapaciteit en economische benutting nog groter.

De zesde conclusie luidt daarom: kernenergie kan technisch bijdragen buiten een klassieke basislastrol, maar wordt economisch aanmerkelijk minder aantrekkelijk naarmate haar inzet verschuift naar middenlast of onregelmatige restvraag.

5.8 Waarom klassiek load following niet het juiste referentiebeeld is

In discussies over kernenergie wordt vaak gewezen op load following: het vermogen van een centrale om haar productie binnen zekere grenzen aan te passen aan de vraag. Die term hoort echter bij een ander type systeem dan het systeem dat in dit rapport centraal staat.

Klassiek load following heeft betrekking op een elektriciteitssysteem waarin regelbare centrales de vraagcurve volgen in een omgeving zonder dominante variabele duurzame productie. Dan beweegt het systeem binnen een betrekkelijk herkenbare bandbreedte, bijvoorbeeld tussen lagere nachtelijke vraag en hogere vraag overdag. Een centrale kan dan moduleren tussen bepaalde percentages van haar nominale vermogen en zo bijdragen aan systeemstabiliteit.

Maar in een systeem met veel wind en zon is dat niet meer de hoofdopgave. Dan gaat het niet primair om dagelijkse modulatie binnen een gladde curve, maar om grillige restvraag die ontstaat na aftrek van variabele productie. Dat kan leiden tot perioden waarin dit vermogen nauwelijks nodig is, afgewisseld met perioden waarin juist snel en fors moet worden opgeschaald. De aard van de flexibiliteitsvraag verschuift daarmee van continu volgen naar discontinu beschikbaar zijn.

Daarom is het misleidend om de geschiktheid van kernenergie in een duurzaam systeem uitsluitend te verdedigen met een verwijzing naar klassiek load following. De relevante vraag is niet of een kerncentrale technisch enige regelbaarheid heeft, maar of zij goed past in een systeem waarin de resterende thermische opgave veel meer lijkt op onregelmatige inzet met uiteenlopende duur en frequentie.

De zevende conclusie luidt daarom: klassiek load following is niet het juiste referentiebeeld voor de beoordeling van kernenergie in een systeem waarin wind en zon een dominante rol spelen.

5.9 Kernenergie in een systeem met veel starts en stops

Uit de in hoofdstuk 2 genoemde eigen modelstudies voor een Nederlands systeem met 130 TWh per jaar en varianten met 2000 en 4000 MWe kernenergie blijkt dat de resterende regelbare inzet in een duurzaam gedomineerd systeem een ander karakter krijgt dan traditioneel vaak wordt verondersteld. De vraag naar regelbaar vermogen uit zich daar in ongeveer 100 tot 150 starts per jaar, met bedrijfstijden die lopen van enkele uren tot enkele weken.

Die constatering is van groot belang voor de positionering van kernenergie. Een systeem waarin regelbaar vermogen vaak moet starten en stoppen is in operationele en economische zin een ander systeem dan een systeem waarin grote centrales hoofdzakelijk langdurig en gelijkmatig produceren. Juist dat verschil maakt duidelijk dat de systeemeis verschuift.

Voor kernenergie betekent dit dat haar theoretische vermogen om elektriciteit te leveren niet ter discussie staat, maar haar geschiktheid bij deze specifieke systeemeis wel. Naarmate de restvraag vaker het karakter krijgt van onderbroken en variabele inzet, verschuift het voordeel richting technologieën die juist voor zo'n gebruikspatroon ontworpen of economisch verdedigbaar zijn.

Daarmee wordt ook zichtbaar waarom het probleem van kernenergie niet alleen in kosten of bouwtijd ligt, maar in systeemplaatsing. Een technologie kan op zichzelf indrukwekkend zijn, maar toch niet goed passen bij de aard van de resterende opgave. En precies dat is hier aan de orde.

De achtste conclusie luidt daarom: in een systeem waarin het resterende regelbare vermogen vaak moet starten en stoppen, past kernenergie wezenlijk minder goed dan technologieën die juist voor sterk wisselende inzet geschikt zijn.

5.10 Export van overschotten als economische veronderstelling

Een belangrijk deel van de economische verdediging van kernenergie in een systeem met veel duurzaam vermogen berust vaak impliciet op de mogelijkheid om overschotten af te zetten. Wanneer binnenlandse vraag en binnenlandse systeembehoefte niet altijd samenvallen met de continue productie van de centrale, kan export een uitweg lijken. Daarmee wordt de benuttingsgraad beter en de economische druk verminderd.

Maar die redenering heeft dezelfde kwetsbaarheid als in hoofdstuk 4 is beschreven. Zij veronderstelt dat het buitenland op relevante momenten behoefte heeft aan Nederlandse export, dat de netten deze stromen aankunnen en dat prijsniveaus voldoende aantrekkelijk blijven. In een West-Europees systeem waarin meerdere landen tegelijk verduurzamen en deels onder dezelfde weersystemen vallen, is die veronderstelling echter onzeker. Ook de grens voor meer opslag lijkt bereikt te zijn.

Daarmee wordt export geen hard economisch fundament, maar een conditionele mogelijkheid. Zij kan op bepaalde momenten waardevol zijn, maar mag niet worden verward met gegarandeerde structurele afzet. Een businesscase die daar te zwaar op leunt, wordt daarmee gevoelig voor precies de onzekerheden die in dit rapport centraal staan.

De negende conclusie luidt daarom: export van overschotten kan de economie van kernenergie verbeteren, maar vormt in het Nederlandse systeem geen voldoende zekere basis om structurele inpasbaarheid of rentabiliteit op te bouwen.

5.11 Tussenconclusie

Kernenergie heeft duidelijke sterke punten. Zij kan grote hoeveelheden CO2-arme elektriciteit leveren, is niet direct weersafhankelijk en is vooral sterk wanneer langdurig continu vermogen nodig is en hoge benuttingsgraad haalbaar blijft. In een stabiel systeem met veel vraag naar gelijkmatige productie kan dat een overtuigend profiel zijn.

Maar binnen het Nederlandse systeembeeld dat in dit rapport is ontwikkeld, nemen de zwakke punten sterk in gewicht toe. De hoge investering, de kans op kostenuitloop, de gevoeligheid voor bouwtijdvertraging, de lange levensduur en het risico van mismatch maken

kernenergie bestuurlijk zwaar. Daar komt bij dat haar economische logica vooral rust op hoge benuttingsgraad, terwijl het toekomstige systeem juist wordt gekenmerkt door onzekere vraag, veranderlijk restvraagprofiel, groei van duurzaam vermogen, beperkte zekerheid over export en een grotere behoefte aan flexibel regelbaar vermogen.

Het klassieke beroep op load following biedt daarvoor geen afdoende antwoord, omdat het niet gaat om een systeem zonder dominant duurzaam vermogen, maar om een systeem waarin de resterende thermische opgave steeds meer het karakter krijgt van veelvuldig starten en stoppen met wisselende duur. Juist daar past kernenergie minder goed.

De conclusie van dit hoofdstuk is daarom niet dat kernenergie technisch onbruikbaar zou zijn, maar dat zij in het Nederlandse systeem onder onzekerheid minder passend wordt naarmate flexibiliteit, korte besluit-horizon en bestuurlijke robuustheid zwaarder wegen. Daarmee ligt de weg open naar de volgende vraag: in hoeverre kan opslag deze spanning verminderen? Dat is het onderwerp van hoofdstuk 6.

Hoofdstuk 6. Opslag en kernenergie

6.1 Inleiding

Opslag wordt vaak genoemd als de schakel die de spanning tussen kernenergie en een duurzaam elektriciteitssysteem kan oplossen. De gedachte is begrijpelijk. Wanneer een kerncentrale op momenten meer produceert dan direct nodig is, kan het overschot worden opgeslagen. Wanneer later een tekort ontstaat, kan die opgeslagen energie weer worden ingezet. In die redenering wordt opslag de verbindende schakel tussen een relatief star productiemiddel en een systeem met wisselende vraag en wisselende duurzame productie.

Die gedachte is echter slechts ten dele juist. Opslag kan een deel van de onbalansen in het systeem opvangen, maar niet elke onbalans is van dezelfde aard. Het nut van opslag hangt sterk af van de tijdschaal, van het benodigde volume, van de snelheid van laden en ontladen, van de verliezen en van de kosten van de opslagketen. Juist daardoor moet zorgvuldig worden onderscheiden tussen wat opslag goed oplost, wat opslag gedeeltelijk oplost en wat opslag niet of slechts tegen zeer hoge kosten kan oplossen.

Voor de beoordeling van kernenergie is dat onderscheid van groot belang. Opslag kan de inpasbaarheid van kernenergie verbeteren aan de randen van het systeem. Zij kan helpen om tijdelijke overschotten nuttig te maken of om kortdurende tekorten te dempen. Maar daaruit volgt nog niet dat opslag ook het fundamentele spanningsveld opheft tussen een productiemiddel dat economisch floreert bij hoge en stabiele benutting en een systeem waarin de restvraag over langere perioden sterk kan wisselen.

In dit hoofdstuk wordt daarom niet gevraagd óf opslag nuttig is, maar **welk soort opslag op welke tijdschaal wat kan bijdragen**. Pas dan wordt zichtbaar in hoeverre opslag werkelijk een oplossing vormt voor de systeemproblemen die in de vorige hoofdstukken zijn beschreven.

6.2 Wat opslag goed oplost

Opslag is op haar sterkst bij kortdurende onbalansen. Dat geldt in het bijzonder voor schommelingen binnen uren en binnen een etmaal. Op zulke tijdschalen kan opslag snel

reageren, tijdelijk overschotten opnemen en later weer afgeven wanneer de vraag stijgt of de productie uit wind en zon terugvalt.

Juist hier passen batterijen goed in het systeem. Zij kunnen snel laden en ontladen, reageren snel op prijs- en systeemsignalen en zijn geschikt om pieken en dalen op korte tijdschalen af te vlakken. Ook voor een systeem met kernenergie kunnen zij op dit niveau nuttig zijn. Wanneer een kerncentrale gedurende enkele uren meer produceert dan direct nodig is, kan een deel van dat overschot worden benut om opslag te vullen. Omgekeerd kan opslag in de uren daarna verlichting geven wanneer de vraag tijdelijk hoger ligt.

Ook bij de bekende dag-nacht verschillen kan opslag een duidelijke rol spelen. Zij kan de noodzaak verminderen om productie sterk op en neer te sturen en kan tijdelijke verschillen tussen aanbod en vraag overbruggen. In die zin helpt opslag om een systeem soepeler en stabieler te maken.

Voor kernenergie betekent dit dat opslag wel degelijk een nuttige ondersteunende functie kan hebben. Zij vermindert de spanning tussen relatief gelijkmatige productie en kortdurend wisselende vraag. Dat is vooral van belang in een systeem waarin ook wind en zon grote korte variaties veroorzaken.

De eerste conclusie van dit hoofdstuk luidt daarom: opslag is zeer bruikbaar voor uurverschillen en voor kortdurende schommelingen binnen een etmaal, en kan op die schaal de inpasbaarheid van kernenergie verbeteren.

6.3 Wat opslag gedeeltelijk oplost

Zodra onbalansen niet meer over uren maar over meerdere dagen lopen, verandert het beeld. Opslag kan dan nog steeds helpen, maar de vereiste energiebuffers in GWhe nemen snel toe. De vraag is dan niet alleen of opslag technisch mogelijk is, maar ook of zij in redelijke omvang en tegen redelijke kosten beschikbaar is.

Bij enkele dagen met veel wind of juist weinig wind kan opslag tijdelijk ondersteuning bieden. Een deel van een overschot kan worden vastgehouden en later worden benut. Ook kan opslag de eerste fase van een tekort opvangen. Maar naarmate zulke perioden langer duren, groeit het benodigde volume snel. Dan wordt zichtbaar dat een voorziening die goed werkt voor uren of een deel van een dag niet zonder meer kan worden opgeschaald tot een oplossing voor langere aaneengesloten perioden.

Voor kernenergie betekent dit dat opslag wel iets doet, maar niet alles. Wanneer de centrale gedurende een aantal dagen in een situatie terechtkomt waarin de directe vraag beperkt is en ook duurzame productie hoog blijft, kan een deel van de overtollige productie worden opgeslagen. Maar het is minder vanzelfsprekend dat dit ook voor de volle omvang van het overschot en voor de volledige duur van de periode economisch aantrekkelijk of praktisch haalbaar is.

Hetzelfde geldt aan de tekortzijde. Wanneer een periode van lage wind- en zonneproductie enkele dagen duurt, kan opslag een deel van de spanning wegnemen. Maar zij helpt alleen voor zover zij vooraf voldoende gevuld was en de totale energievraag niet te groot wordt. De bruikbaarheid van opslag hangt dan dus direct samen met de lengte en de diepte van de onbalans.

De tweede conclusie luidt daarom: opslag kan meerdaagse onbalansen gedeeltelijk opvangen, maar haar bijdrage wordt snel begrensd door de benodigde energie-inhoud en door de vraag of die omvang nog betaalbaar en praktisch is.

6.4 Lange perioden van overschot

Het wezenlijke probleem ontstaat wanneer er niet slechts uren of enkele dagen, maar langere perioden van overschot optreden. Dan verschuift de vraag van vermogensflexibiliteit naar energievolume. Niet hoe snel kan worden geladen of ontladen staat dan centraal, maar hoeveel energie over langere tijd moet worden opgeslagen.

Voor een systeem met kernenergie is dit punt belangrijk, omdat een kerncentrale economisch juist gebaat is bij hoge en stabiele productie. Wanneer het systeem op bepaalde momenten of in bepaalde perioden minder directe behoefte heeft aan die productie, ontstaat de neiging om het overschot op te slaan in plaats van de centrale terug te regelen. Maar hoe langer die overschotperiode duurt, hoe groter de opslagbehoefte wordt.

Daarmee treedt een fundamentele grens op. Kortdurende overschotten zijn goed hanteerbaar, maar langdurige overschotten vragen zeer grote opslagvolumes. Dat geldt zeker in een systeem waarin niet alleen kernenergie produceert, maar ook wind en zon in dezelfde periode veel elektriciteit kunnen leveren. Juist dan kan de behoefte aan opslag sterk oplopen.

Voor de systeemanalyse betekent dit dat opslag wel een demper is, maar geen wondermiddel. Zij kan de randen van de mismatch verzachten, maar neemt niet vanzelfsprekend de structurele spanning weg tussen een productievorm die liefst gelijkmatig produceert en een systeem dat die productie niet altijd direct nodig heeft.

In deze situatie komt de rentabiliteit van de opslag ook onder druk; minder cycli per jaar impliceert dat het terugverdienen onder druk komt te staan.

De derde conclusie luidt daarom: bij langere perioden van overschot lopen de vereiste opslagvolumes snel op, waardoor opslag de structurele spanning rond kernenergie niet opheft maar slechts kan verzachten.

6.5 Lange perioden van tekort

Ook aan de andere kant van het systeem geldt een vergelijkbare beperking. Opslag lijkt aantrekkelijk als reserve voor perioden waarin wind en zon tegenvallen. Maar ook hier geldt dat haar waarde sterk afhangt van de duur en de diepte van het tekort.

Bij kortdurende tekorten werkt opslag goed. Zij kan snel reageren en de eerste uren of een deel van de dag overbruggen. En elke dag een cyclus doorlopen, leidt elke dag weer tot een beter financieel rendement. Maar bij een langere periode van lage duurzame productie verandert de opgave. Dan is niet alleen vermogen nodig, maar vooral grote hoeveelheden opgeslagen energie. Die energie moet bovendien eerder beschikbaar zijn gemaakt en gedurende langere tijd bewaard zijn gebleven.

Voor kernenergie lijkt dit op het eerste gezicht minder problematisch, omdat de centrale zelf natuurlijk een deel van het tekort blijft afdekken. Maar juist daar zit het analytische punt: als

opslag nodig is om kernenergie goed inpasbaar te maken, dan moet worden gevraagd of die opslag ook werkelijk voldoende is om langdurige tekorten op te vangen zonder dat daarnaast nog ander regelbaar vermogen nodig blijft.

In veel gevallen zal dat niet zo zijn. Bij langere perioden van systeemstress moet niet alleen worden gekeken naar wat opslag kan bijdragen, maar ook naar wat er daarnaast nog nodig blijft. Wanneer dan alsnog flexibel thermisch vermogen nodig is, verliest het argument dat opslag de fundamentele systeemspanning van kernenergie oplost aan kracht.

De vierde conclusie luidt daarom: opslag helpt systeem technisch bij tekorten, maar biedt geen vanzelfsprekende oplossing voor langere perioden van lage wind- en zonneproductie, zeker niet wanneer daarnaast nog steeds aanvullend regelbaar vermogen nodig blijft. Door afnemend aantal cycli komt de financiële haalbaarheid ook onder druk te staan.

6.6 Zomer-winter verschillen

De zwaarste systeemopgave ligt niet op de schaal van uren of enkele dagen, maar op de schaal van het seizoen. Juist hier wordt duidelijk dat niet alle onbalansen van dezelfde orde zijn. Het verschil tussen zomer en winter is in een duurzaam systeem van fundamenteel belang.

In de zomer is vooral de productie van zon hoog. In de winter ligt die lager, terwijl tegelijkertijd de vraag naar warmte en daarmee vaak ook de elektriciteitsvraag hoger kan zijn. Dit seizoen verschil werkt diep door in de restvraag. Het gaat dan niet om een tijdelijk gat van enkele uren, maar om een structureel verschil tussen perioden van het jaar.

Voor opslag betekent dit een zeer zware opgave. Een voorziening die energie van de zomer naar de winter moet verplaatsen, vraagt een geheel andere schaal dan een voorziening die alleen dag-nacht verschillen moet opvangen. De benodigde energie-inhoud wordt dan zeer groot. Bovendien nemen de verliezen, de ruimtebehoefte, de infrastructuureisen en de kosten zwaar toe. En de jaarkosten moeten dan met 1 cyclus worden terug verdiend.

Voor de beoordeling van kernenergie is dit punt dubbelzinnig. Enerzijds kan kernenergie bijdragen aan de wintervoorziening doordat zij niet direct afhankelijk is van zoninstraling of wind. Anderzijds betekent dit niet automatisch dat opslag de combinatie van kernenergie en duurzaam volledig sluitend maakt. Want zodra in een seizoen over langere tijd overschotten of tekorten ontstaan, wordt het benodigde opslagvolume zo groot dat de economische en praktische grenzen snel in beeld komen.

Daarmee wordt zichtbaar dat opslag niet moet worden voorgesteld als algemene oplossing voor alle tijdschalen tegelijk. Wat op uur- en dag/nacht schaal goed werkt, is niet automatisch bruikbaar als seizoens buffer.

De vijfde conclusie luidt daarom: zomer-winter verschillen vragen zulke grote energiebuffers dat opslag alleen geen vanzelfsprekende of goedkope oplossing vormt voor de structurele spanning tussen productie en vraag.

6.7 Opslag maakt kernenergie beter inpasbaar, maar niet vanzelfsprekend passend

Nu de verschillende tijdschalen zijn onderscheiden, kan de kernvraag scherper worden gesteld: helpt opslag kernenergie? Het antwoord is ja, maar slechts binnen grenzen.

Opslag helpt kernenergie doordat zij een deel van de kortdurende mismatch kan verzachten. De centrale hoeft dan minder sterk op korte termijn op en neer te worden gestuurd. Tijdelijke overschotten kunnen een nuttige bestemming krijgen. Tijdelijke tekorten kunnen worden gedempt. Daardoor verbetert de operationele inpasbaarheid.

Maar opslag verandert niet de aard van kernenergie zelf. Zij maakt van kernenergie geen productiemiddel dat van nature goed past bij een systeem met langdurig wisselende restvraag, onzeker vraagverloop en veel perioden waarin flexibiliteit belangrijker is dan continue productie. Opslag legt als het ware een extra laag over het systeem heen, maar heft niet de onderliggende economische en systeemmatige spanning op.

Dat is vooral zichtbaar wanneer langere perioden van overschot of tekort worden beschouwd. Dan moet niet alleen kernenergie worden betaald, maar ook de opslagketen die nodig is om haar beter te laten passen. Wanneer daarnaast nog steeds flexibel thermisch vermogen nodig blijkt voor langdurige of diepe tekorten, ontstaat de vraag of de combinatie dan niet te zwaar en te duur wordt voor het probleem dat zij moet oplossen.

Daarmee wordt ook duidelijk waarom opslag niet zonder meer als argument vóór kernenergie kan worden gebruikt. Men moet dan immers niet alleen aantonen dat opslag technisch mogelijk is, maar ook dat zij op systeemniveau betaalbaar, voldoende groot en daadwerkelijk vervangend is voor andere vormen van flexibiliteit. Juist op dat punt blijft grote terughoudendheid nodig.

De zesde conclusie luidt daarom: opslag kan de inpasbaarheid van kernenergie verbeteren, maar bewijst daarmee nog niet dat kernenergie in een duurzaam en onzeker systeem ook de meest passende oplossing is.

6.8 De betekenis voor het systeem als geheel

Wanneer opslag in samenhang met het hele systeem wordt bekeken, ontstaat een nuchter beeld. Opslag is onmisbaar in een toekomstig elektriciteitssysteem met veel wind en zon. Zij helpt bij frequentieregeling, bij dag-nacht verschillen, bij het benutten van kortdurende overschotten en bij het opvangen van korte tekorten. In die zin is opslag geen randverschijnsel, maar een wezenlijk onderdeel van het toekomstige systeem.

Maar juist omdat opslag zo waardevol is, moet haar rol niet worden overschat. Zij neemt niet automatisch alle noodzaak weg van ander regelbaar vermogen. Zeker niet wanneer het gaat om langere tekorten, structurele seizoens verschillen of perioden waarin meerdere ongunstige omstandigheden samenvallen. Daar blijft een aanvullende voorziening nodig die niet afhankelijk is van vooraf gevulde buffers alleen.

Voor de keuze tussen kernenergie en flexibel thermisch vermogen is dat een belangrijk onderscheid. Opslag kan samen met beide technologieën functioneren. Maar zij haalt het voordeel van flexibel thermisch vermogen niet weg. Integendeel: juist wanneer opslag vooral

de korte en middellange tijdschalen afdekt, blijft voor de langere tekorten een productiemiddel nodig dat snel inzetbaar, goed regelbaar en economisch verdedigbaar is bij wisselende gebruiksduur.

De zevende conclusie luidt daarom: opslag is een noodzakelijke schakel in het toekomstige systeem, maar geen vervanger van al het regelbare vermogen en geen volledige oplossing voor de structurele inpasbaarheidsproblemen van kernenergie.

6.9 Marktrealiteit: waarom grote opslag niet vanzelf wordt gebouwd

Bij de beoordeling van opslag moet niet alleen worden gekeken naar technische werking en systeemnut, maar ook naar de vraag of zulke opslag in een marktsysteem werkelijk tot stand komt. Juist daar ligt een fundamenteel probleem. Grote opslag kan maatschappelijk nuttig zijn, zonder dat zij voor de investeerder een aantrekkelijk verdienmodel vormt.

De reden is dat een belangrijk deel van de baten van opslag niet terechtkomt bij degene die de opslag bouwt, maar bij het elektriciteitssysteem als geheel. Opslag dempt prijsverschillen, vermindert onbalans, verlaagt piekbelasting, vergroot de inzetbaarheid van duurzame productie en versterkt de leveringszekerheid. Dat zijn reële baten, maar zij slaan voor een belangrijk deel neer in lagere systeemkosten, minder prijspieken, minder afschakeling van productie en een beter functionerende markt. De initiatiefnemer kan daarvan slechts een deel rechtstreeks incasseren.

Daar komt nog een tweede mechanisme bij. Juist wanneer meer opslag wordt gebouwd, worden de prijsverschillen kleiner waarop opslag haar inkomsten baseert. Het succes van opslag tast dus gedeeltelijk haar eigen verdienvermogen aan. De opslag dempt de marktspanning waarvan zij moet leven. Daardoor ontstaat een vorm van zelfondergraving: wat maatschappelijk gewenst is, maakt de particuliere businesscase zwakker.

Dat effect wordt versterkt wanneer ook andere vormen van flexibiliteit toenemen, zoals batterijen, vraagsturing of flexibel verbruik. Dan worden de prijspieken verder afgevlakt en neemt de ruimte voor arbitrage verder af. Voor de individuele investeerder wordt het daardoor moeilijker om de hoge kosten van grote opslag terug te verdienen, ook wanneer de maatschappelijke baten als geheel aanzienlijk zijn.

Voor de systeemanalyse betekent dit dat men niet zonder meer mag aannemen dat opslag, als zij technisch gewenst is, ook vanzelf door de markt zal worden geleverd. Juist de opslag die op systeemniveau het meest waardevol kan zijn — groot, langdurig en inzetbaar bij meerdaagse of seizoensmatige onbalans — is vaak het minst aantrekkelijk voor een private partij die haar inkomsten uit marktprikkels moet halen.

Daarmee wordt zichtbaar dat opslag niet alleen een vraagstuk is van techniek en kosten, maar ook van marktordening. Als de baten breed in het systeem vallen en de kosten geconcentreerd bij de investeerder, dan is het logisch dat zulke projecten achterblijven, ook wanneer zij maatschappelijk rationeel zouden zijn.

De aanvullende conclusie luidt daarom: **grote opslag komt in een marktsysteem niet vanzelf van de grond wanneer de maatschappelijke baten breed neerslaan in de markt, terwijl de kosten en risico's bij de initiatiefnemer blijven.**

6.9 Tussenconclusie

Opslag is belangrijk, nuttig en in veel gevallen onmisbaar. Voor uurverschillen en kortdurende schommelingen is zij zeer effectief. Ook bij meerdaagse onbalansen kan zij een deel van de spanning in het systeem wegnemen. In zoverre helpt opslag ook om kernenergie beter in te passen.

Maar de betekenis van opslag kent drie duidelijke grenzen. Ten eerste groeit bij langere perioden van overschot en tekort de benodigde energie-inhoud snel. Ten tweede wordt de opgave bij seizoens verschillen nog veel zwaarder. Ten derde is grote opslag in een marktsysteem vaak moeilijk realiseerbaar, omdat de maatschappelijke baten grotendeels bij het systeem en de markt terechtkomen, terwijl de kosten en risico's bij de investeerder blijven.

Daardoor kan opslag wel de randen van de mismatch verzachten, maar niet vanzelfsprekend het fundamentele probleem oplossen van een productievorm die economisch het liefst gelijkmatig produceert in een systeem dat juist vraagt om aanpassing aan sterk wisselende restvraag. Ook mag niet worden verondersteld dat de markt vanzelf de grote opslag zal bouwen die daarvoor nodig zou zijn.

De hoofdconclusie van hoofdstuk 6 luidt daarom dat opslag kernenergie kan ondersteunen, maar niet het beslissende antwoord vormt op de vraag of kernenergie in het Nederlandse systeem de best passende keuze.

Hoofdstuk 7. STEG en ander flexibel thermisch vermogen

7.1 Inleiding

Wanneer het Nederlandse elektriciteitssysteem op nationale robuustheid wordt beoordeeld, komt uiteindelijk één vraag centraal te staan: welk type regelbaar vermogen past het best bij een systeem met veel wind en zon, veel korte opslag, onzekere vraaggroei, mogelijk vertrek van de industrie en een restvraag die sterk in omvang en tijdsduur kan wisselen?

In de voorgaande hoofdstukken is duidelijk geworden dat kernenergie in zo'n systeem belangrijke beperkingen kent. Niet omdat zij geen elektriciteit kan leveren, maar omdat zij slecht past bij een stelsel waarin de toekomstige vraag onzeker is, de bouwtijd lang is, de kans op kostenuitloop groot is en de resterende opgave steeds minder lijkt op continue basisvraag en steeds meer op wisselende inzet. Ook is gebleken dat opslag wel veel kan betekenen, maar geen volledige oplossing biedt voor langere perioden van tekort of overschot, en bovendien in een marktsysteem niet vanzelf in grote omvang tot stand komt.

Daarmee komt het zwaartepunt vanzelf te liggen bij flexibel thermisch vermogen. Dat vermogen heeft een andere logica dan kernenergie. Niet langdurige ononderbroken productie staat centraal, maar beschikbaarheid op het juiste moment, aanpasbaarheid aan de werkelijke behoefte en bestuurlijke en financiële beheersbaarheid onder onzekerheid.

Binnen die categorie springt de STEG eruit. Een moderne STEG is geen starre basislastcentrale, maar een technisch volwassen, betrekkelijk snel realiseerbare en goed regelbare voorziening die kan worden afgestemd op een systeem met veel variabele

duurzame productie. Juist daardoor is de STEG geen noodverband uit het verleden, maar een serieuze systeembouwsteen voor een onzekere toekomst.

Dit hoofdstuk werkt uit waarom dat zo is. Eerst wordt de systeemeis nog eens scherp geformuleerd. Daarna volgen de sterke punten van de STEG, de vergelijking met andere thermische opties, de betekenis van brandstofkeuze en ten slotte de bestuurlijke conclusie waarom de STEG onder Nederlandse omstandigheden het meest passende regelbare alternatief vormt.

7.2 De systeemeis: niet continue productie, maar aanpasbaar vermogen

De kern van het Nederlandse vraagstuk is niet dat er elk uur van het jaar een groot tekort aan elektriciteit zou bestaan. De kern is dat in een systeem met veel wind en zon de resterende vraag naar regelbaar vermogen grillig wordt. Er zijn uren, dagen en soms weken waarin weinig extra thermisch vermogen nodig is, en er zijn perioden waarin juist snel en fors moet worden opgeschaald.

Dat maakt het verkeerde criterium om te vragen welk productiemiddel op papier veel CO2-arme of stabiele elektriciteit kan leveren. De juiste vraag luidt: welk productiemiddel kan tegen aanvaardbare kosten beschikbaar zijn op die momenten waarop het systeem het werkelijk nodig heeft, zonder dat de investeringsbeslissing te zwaar wordt belast door onzekerheid over de decennia die volgen?

Die systeemeis bevat vijf elementen.

Ten eerste moet het vermogen **regelbaar** zijn. Het moet op- en afgeregeld kunnen worden in samenhang met wind, zon, vraagsturing en opslag.

Ten tweede moet het vermogen **snel en betrouwbaar kunnen opstarten, kort in bedrijf kunnen zijn en snel herstartbaar** zijn bij tekorten die in duur uiteenlopen van enkele uren tot meerdere dagen of weken.

Ten derde moet het vermogen **economisch verdedigbaar** zijn bij wisselende gebruiksduur. Het mag dus niet alleen aantrekkelijk zijn wanneer het vrijwel continu op hoog vermogen draait.

Ten vierde moet het vermogen **bestuurlijk beheersbaar** zijn. Dat wil zeggen: beperkte bouwtijd, beter voorspelbare kosten en de mogelijkheid om de omvang van investeringen in de tijd aan te passen aan wat werkelijk nodig blijkt.

Ten vijfde moet het vermogen **brandstofmatig aanpasbaar** zijn, omdat ook de brandstofwereld onzeker is. Vandaag lijkt LNG praktisch, morgen kan waterstof of ammoniak in bepaalde delen van de markt een rol spelen, maar die verschuiving moet niet vooraf in één onomkeerbare systeemkeuze worden opgesloten.

Juist op deze vijf punten onderscheidt de STEG zich van kernenergie en van andere thermische alternatieven. De eerste conclusie luidt daarom: het Nederlandse systeem vraagt niet in de eerste plaats om groot continu vermogen, maar om regelbaar, bestuurlijk beheersbaar en economisch verdedigbaar thermisch vermogen.

7.3 Wat een STEG in systeemtermen aantrekkelijk maakt

De STEG past goed bij een systeem met veel variabele productie omdat zij van nature veel flexibeler is dan kernenergie. Zij kan relatief snel worden opgestart, kan haar vermogen aanpassen aan de behoefte en is geschikt voor situaties waarin de gebruiksduur onzeker of wisselend is. Daarmee sluit zij beter aan op de aard van de resterende systeemopgave.

Een tweede voordeel is de kortere bouwtijd. Waar een kerncentrale een zeer lange doorlooptijd kent en daardoor al snel een besluit onder grote onzekerheid wordt, kan een STEG in veel kortere tijd worden gerealiseerd. Dat verkleint het risico dat het systeem bij oplevering wezenlijk anders is dan bij besluitvorming werd aangenomen. Ook maakt het het mogelijk om investeringen meer gefaseerd en vraagvolgend te doen.

Een derde voordeel is de beheersbaarheid van de investering. Een STEG vraagt weliswaar nog steeds substantieel kapitaal, maar het projectvolume is veel kleiner dan dat van kernenergie. Daardoor zijn de financiële risico's beperkter, is de kans op ontwrichtende kostenuitloop kleiner en blijft bestuurlijke correctie later mogelijk. Men hoeft niet in één stap voor tientallen jaren een zeer groot deel van de investeringsruimte vast te leggen.

Een vierde voordeel is dat een STEG past bij een systeem waarin batterijen de korte schommelingen dempen. Juist dan blijft voor de STEG vooral de rol over van opvang van langere tekorten en perioden waarin opslag niet toereikend is. Dat is een logische taakverdeling: batterijen voor seconden, minuten en uren; vraagsturing waar mogelijk; en flexibel thermisch vermogen voor de perioden waarin het systeem meer nodig heeft dan alleen korte buffers.

Een vijfde voordeel is dat de STEG niet de pretentie nodig heeft om het hele systeem alleen te dragen. Zij kan functioneren als ruggengraat van de restvoorziening, zonder dat zij daarmee de opmars van wind, zon en opslag blokkeert. Daardoor past zij beter in een systeem waarin onzekerheid niet met één groot project wordt beantwoord, maar met een meer aanpasbare combinatie van bouwstenen.

Een zesde voordeel is dat bij onzekerheid men kan starten met alleen het opstellen van de gasturbine van de STEG om dan later eventueel ketel en stoomturbine toe te voegen.

Een zevende voordeel is de overzienbare procedure voor locatie keuze en vergunning verlening.

De tweede conclusie luidt daarom: de STEG is in systeemtermen aantrekkelijk omdat zij regelbaar is, sneller te bouwen is, minder kapitaal vastlegt en beter aansluit op een elektriciteitssysteem waarin de resterende opgave grillig en onzeker is.

7.4 Kortere bouwtijd betekent minder besluiten onder diepe onzekerheid

Een van de zwaarste argumenten vóór de STEG ligt niet alleen in de techniek, maar in de tijdshorizon van de beslissing. Een centrale met lange bouwtijd dwingt de overheid en de markt om nu al harde keuzes te maken voor een systeem dat pas over tien of meer jaar werkelijkheid wordt en daarna nog vele tientallen jaren moet passen bij de dan geldende

werkelijkheid. Dat maakt het besluit zwaar kwetsbaar voor fouten in vraagprognose, in technologieverwachting, in brandstofmarkt en in de ontwikkeling van de industrie.

Bij een STEG ligt dat anders. De bouwtijd is veel korter. Daardoor hoeft Nederland niet nu al voor een verre toekomst het systeem vast te leggen, maar kan het dichter op de werkelijkheid sturen. De besluitvorming wordt daarmee niet vrijblijvend, maar wel veel minder blind. Men kan afwachten hoe de vraag zich werkelijk ontwikkelt, hoe sterk de industrie blijft, hoe snel batterijen groeien, hoe importketens voor brandstoffen zich vormen en hoe de netten zich ontwikkelen.

Dat is niet slechts een praktisch voordeel, maar een fundamenteel systeemvoordeel. Een land in transitie moet voorzichtig zijn met zeer vroege onomkeerbare besluiten. Juist technologieën met een kortere realisatietijd maken het mogelijk om stap voor stap te bouwen en fouten minder kostbaar te maken.

Een bijzonder voordeel van flexibel thermisch vermogen is bovendien dat de bouw gefaseerd kan plaatsvinden. In plaats van direct een volledige STEG te realiseren, kan in eerste instantie worden gekozen voor alleen een gasturbine. Daarmee komt snel regelbaar vermogen beschikbaar, terwijl het besluit over de extra investering in warmteterugwinning en stoomcyclus later kan worden genomen. Dat maakt de investering beter aanpasbaar aan de werkelijke ontwikkeling van vraag, brandstof en gebruiksduur.

Daarmee is ook de koppeling met het vorige hoofdstuk helder. Opslag en flexibiliteit aan de vraagzijde kunnen zich nog sterk ontwikkelen. Een systeem dat pas later aanvullend thermisch vermogen hoeft te kiezen, kan profiteren van reële informatie in plaats van veronderstellingen. De STEG maakt dat mogelijk op een manier die kernenergie niet kan evenaren.

De derde conclusie luidt daarom: de kortere bouwtijd van de STEG vermindert het aantal besluiten dat onder diepe onzekerheid over vraag, systeem en brandstofketens moet worden genomen.

7.5 Beheersbaarheid van kosten en projectrisico

Niet alleen de tijd, maar ook de financiële beheersbaarheid maakt de STEG aantrekkelijker. Bij een STEG zijn de investeringskosten aanzienlijk lager dan bij kernenergie en is de technische en organisatorische complexiteit beperkter. Dat maakt het projectrisico kleiner.

Dat betekent niet dat een STEG nooit duurder uitvalt dan geraamd of dat er geen vertraging kan optreden. Maar de aard van het risico is anders. Het gaat niet om een megaproject met uitzonderlijk kapitaalbeslag, extreem lange terugverdientijd en een structureel grote gevoeligheid voor elke verstoring in ontwerp, regelgeving of uitvoering. De orde van grootte is anders, en daarmee ook de bestuurlijke draaglast.

Juist in een tijd waarin ook het elektriciteitsnet, de industrie, de verduurzaming van de gebouwde omgeving en mogelijk waterstofketens veel investeringsruimte vragen, is dat van groot belang. Een technologie die het systeem helpt zonder in één project een zeer groot financieel risico te concentreren, verdient dan bestuurlijk de voorkeur.

Daar komt nog iets bij. Omdat de STEG kleiner en sneller inzetbaar is, kan er ook met meerdere stappen worden gewerkt. STEG's zijn er tussen 150 en 800 MWe. Dat verlaagt de kans op één grote verkeerde gok. In plaats van één allesbepalende beslissing kan Nederland een reeks beter beheersbare beslissingen nemen. Dat is in een onzekere transitie rationeler dan het vastleggen van een zeer groot deel van het toekomstige systeem in één kapitaalintensieve keuze.

Een extra voordeel van de STEG-benadering is dat de investering niet altijd in één keer volledig hoeft te worden vastgelegd. In onzekere omstandigheden kan ervoor worden gekozen eerst alleen de gasturbine te bouwen en in bedrijf te nemen. Daarmee ontstaat al op betrekkelijk korte termijn extra regelbaar vermogen, terwijl het besluit over de volledige combinatie met afgassenketel en stoomturbine later kan worden genomen.

Dat is een belangrijk bestuurlijk en technisch voordeel. Alleen de gasturbine biedt al flexibiliteit, snelle inzetbaarheid en leveringszekerheid. De efficiency ligt dan wel lager dan bij een volledige STEG, maar daar staat tegenover dat de investering kleiner is, de bouwtijd korter en de beslisruimte groter. In een periode waarin nog onzeker is hoe sterk de elektriciteitsvraag werkelijk groeit, hoe de industrie zich ontwikkelt, hoe groot de rol van batterijen wordt en welke brandstofketens zich werkelijk vormen, kan zo'n tussenstap rationeler zijn dan een volledige investering ineens.

Daar komt bij dat deze opzet het mogelijk maakt om ervaring op te doen met de werkelijke inzet van het regelbare vermogen. Wanneer blijkt dat de centrale veel uren maakt en de behoefte structureel groot is, kan later alsnog worden besloten tot uitbreiding met afgassenketel en stoomturbine. Daarmee wordt het rendement verhoogd en groeit de installatie uit tot een volwaardige STEG. Wanneer daarentegen blijkt dat de inzet beperkt blijft, kan men ervoor kiezen de centrale als gasturbine-installatie te blijven gebruiken. Zo wordt voorkomen dat te vroeg een volledig geoptimaliseerd, maar mogelijk overgedimensioneerd systeem wordt gebouwd.

Juist deze mogelijkheid van gefaseerde opbouw onderscheidt de STEG-benadering scherp van kernenergie. Bij kernenergie bestaat nauwelijks ruimte voor zo'n tussenstap. Daar moet in hoge mate vooraf het volledige project, het volledige kapitaalbeslag en de volledige tijdshorizon worden aanvaard. Bij de gasturbine en STEG is de opbouw veel geleidelijker. Dat maakt het systeem beter bestuurbaar onder onzekerheid.

De vierde conclusie luidt daarom: de STEG biedt niet alleen lagere kosten, maar vooral beter beheersbare kosten en een kleiner projectrisico, wat in een periode van brede systeemonzekerheid een zwaar bestuurlijk voordeel is. De mogelijkheid om eerst alleen een gasturbine te bouwen en pas later te besluiten over afgassen ketel en stoomturbine vergroot de bestuurlijke flexibiliteit, verlaagt het initiële investeringsrisico en maakt beter aansluiten op de werkelijke systeemontwikkeling mogelijk.

7.6 De STEG als logische partner van wind, zon en batterijen

Een duurzaam elektriciteitssysteem vraagt niet om concurrentie tussen alle technologieën, maar om een logische taakverdeling. Juist daar past de STEG goed in. Wind en zon leveren veel goedkope elektriciteit wanneer de omstandigheden gunstig zijn. Batterijen vangen snelle en kortdurende schommelingen op. Maar voor langere tekorten, voor perioden van weinig

duurzame productie en voor situaties waarin seizoensopslag ontbreekt, blijft een regelbare bron nodig.

De STEG vult precies dat gat. Zij hoeft niet te draaien wanneer het systeem het niet vraagt. Zij kan juist worden ingezet wanneer andere middelen tekortschieten. Daardoor sluit zij aan op de echte restopgave in plaats van daartegenin te produceren.

Voor korte pieken kan besloten worden om alleen met de gasturbine bedrijf te voeren.

Dit is ook economisch logischer dan een systeem waarin een duur, groot en weinig flexibel productiemiddel kunstmatig passend moet worden gemaakt met aanvullende opslag of exportveronderstellingen. De STEG hoeft niet eerst te worden gerechtvaardigd door een ingewikkelde keten van aannames. Haar functie volgt direct uit het systeembeeld: zij levert vermogen wanneer zon, wind en batterijen samen niet voldoende zijn.

Dat maakt de STEG niet alleen een technische keuze, maar ook een logische keuze vanuit de behoeften van het systeem. Zij doet precies datgene wat in een duurzaam gedomineerd systeem overblijft als noodzakelijke opgave. Niet meer, maar ook niet minder.

De vijfde conclusie luidt daarom: de STEG is de logische partner van wind, zon en batterijen omdat zij juist de resterende opgave invult waarvoor deze andere middelen niet toereikend zijn.

7.7 Waarom kolen geen passend alternatief meer zijn

Voor de volledigheid moet worden vastgesteld waarom kolen in deze vergelijking niet meer als serieus alternatief kunnen gelden. Historisch hebben kolencentrales een belangrijke rol gespeeld in grootschalige elektriciteitsopwekking, maar onder de huidige en toekomstige omstandigheden passen zij slecht bij het gezochte systeemdoel.

In de eerste plaats vragen ook kolencentrales hoge investeringen en een lange gebruikshorizon. Daarmee delen zij een deel van het nadeel van kernenergie: zij leggen voor langere tijd systeemkeuzen vast in een omgeving die juist om aanpasbaarheid vraagt.

In de tweede plaats zijn de CO2-gevolgen van kolen zwaar. Zonder vergaande en kostbare aanvullende maatregelen past kolenstook niet in een systeem dat zijn emissies sterk moet verlagen. Juist die noodzakelijke aanvullende maatregelen maken de technologie economisch nog zwaarder en bestuurlijk nog minder aantrekkelijk.

In de derde plaats is kolenproductie minder passend bij een systeem dat vraagt om frequente en flexibele inzet. Kolen zijn historisch vooral sterk in langdurige productie, niet in de rol van een snel en vaak aanpasbare restvoorziening. Stop/start bedrijf op dagbasis is mogelijk; maar duurzaam vraagt aanpassing in uren en niet dagen.

Daarom valt kolen in deze vergelijking af. Niet alleen om klimaatredenen, maar ook omdat de combinatie van investeringszwaarte, emissieprobleem en geringere flexibiliteit slecht aansluit op de Nederlandse systeemeis.

De zesde conclusie luidt daarom: kolen vormen geen passend alternatief, omdat zij zowel qua emissies als qua investeringslogica en flexibiliteit slecht passen bij het toekomstige Nederlandse elektriciteitssysteem.

7.8 Brandstofkeuze: LNG, waterstof of ammoniak

De STEG is aantrekkelijk als systeemdrager van flexibel vermogen, maar de precieze brandstofkeuze blijft een open en belangrijk vraagstuk. Hier ligt een voordeel van de STEG-benadering: zij laat ruimte om die keuze later en meer op basis van werkelijkheid te maken.

LNG ligt op de korte termijn het meest voor de hand, omdat de technologie beschikbaar is, de infrastructuur grotendeels bestaat en de inzet praktisch uitvoerbaar is. Voor leveringszekerheid op afzienbare termijn is dit de meest directe route.

Waterstof wordt vaak gezien als de duurzame eindrichting. Dat beeld is begrijpelijk, maar de beschikbaarheid en de prijs van waterstof in Nederland zijn nog onzeker. Vooral de vraag of binnenlandse elektrolyse op de Noordzee economisch sterk genoeg zal zijn bij beperkte gebruiksduur blijft open. Wanneer elektriciteit in grote delen van het jaar duur is en geïmporteerde energiedragers concurrerend blijken, wordt die route minder vanzelfsprekend.

Ammoniak kan in die context een andere rol krijgen. Niet noodzakelijk als directe brandstof voor alle centrales, maar als importdrager waaruit waterstof kan worden vrijgemaakt of die in delen van het energiesysteem een rol speelt. Juist omdat grootschalige zon- en windprojecten in subtropische gebieden naar verwachting veel hogere gebruiksduur kunnen halen dan Noordwest-Europese elektrolyse, kan ingevoerde ammoniak op termijn economisch aantrekkelijker worden dan binnenlandse productie van waterstof uit schaarse en dure elektriciteitsuren.

Voor het systeemontwerp is de belangrijkste les niet dat nu al één brandstof definitief moet worden gekozen, maar dat het regelbare vermogen zó moet worden ontworpen dat verschuiving van brandstof mogelijk blijft. Ook hier onderscheidt de STEG zich gunstig van kernenergie. De brandstofwereld hoeft niet vooraf volledig vast te liggen om toch een rationele investeringskeuze te kunnen maken.

De zevende conclusie luidt daarom: de kracht van de STEG ligt mede in het feit dat de precieze brandstofkeuze later kan worden aangepast aan werkelijke beschikbaarheid en prijs van LNG, waterstof of ammoniak.

7.9 De STEG past beter bij een onzeker Nederland dan bij een zeker ideaalbeeld

Een belangrijk inzicht van dit rapport is dat de Nederlandse situatie niet wordt gekenmerkt door één helder pad naar de toekomst, maar door uiteenlopende mogelijkheden. De elektriciteitsvraag kan sterk stijgen, maar ook veel minder hard groeien. De industrie kan deels blijven, maar ook deels vertrekken. Elektrolyse kan groot worden, maar ook onder druk komen door import van ammoniak. Batterijen kunnen een grote rol spelen op korte tijdschalen, maar lossen de seizoens vraag niet op. Import en export kunnen helpen, maar zijn geen dragende zekerheid.

Juist in zo'n land past een technologie die niet eist dat de toekomst al vastligt voordat wordt besloten. De STEG vraagt geen groot vertrouwen in één scenario. Zij functioneert in meerdere toekomstbeelden. Bij hoge vraag kan zij meer uren draaien. Bij lagere vraag kan zij beperkt beschikbaar blijven zonder dat het hele systeem daardoor financieel ontspoort. Bij een kortdurende vraag kan zij alleen met de gasturbine bedreven worden. Bij verdere verduurzaming blijft zij bruikbaar als restvoorziening. Bij wijzigende brandstofketens kan zij mee evolueren.

Dat maakt de STEG niet tot de perfecte eindoplossing voor alle tijden, maar wel tot de meest rationele keuze in een fase waarin onzekerheid het centrale gegeven is. Waar kernenergie vooral aantrekkelijk wordt in een wereld met stabiele vraag, stabiele benuttingsgraad en grote bestuurlijke zekerheid, wordt de STEG juist sterker naarmate onzekerheid groter is.

De achtste conclusie luidt daarom: de STEG past beter bij een onzeker Nederlands toekomstbeeld dan technologieën die alleen overtuigend zijn onder een veel stabieler en voorspelbaarder systeembeeld.

7.10 Tussenconclusie

Het Nederlandse elektriciteitssysteem vraagt onder de geschetste omstandigheden niet in de eerste plaats om groot en continu productievermogen, maar om flexibel, regelbaar en bestuurlijk beheersbaar vermogen dat beschikbaar is wanneer wind, zon en batterijen niet voldoende zijn. Juist die opgave wijst in de richting van de STEG.

De STEG heeft vier doorslaggevende voordelen. Zij is sneller te bouwen, legt minder kapitaal en minder bestuurlijke speelruimte vast, past beter bij wisselende gebruiksduur en sluit logischer aan op een systeem waarin duurzame productie en korte opslag het grootste deel van de tijd de eerste laag vormen. Kolen vallen af door hun emissies, investeringszwaarte en beperkte geschiktheid voor een flexibele rol. Kernenergie blijft technisch indrukwekkend, maar past veel minder goed bij een systeem waarin onzekerheid, wisselende restvraag en bestuurlijke beheersbaarheid centraal staan.

Daar komt bij dat de STEG ruimte laat om de brandstofkeuze in de tijd te laten meegroeien met de werkelijkheid. LNG kan op korte termijn praktisch zijn, terwijl waterstof of ammoniak later een grotere rol kunnen krijgen als beschikbaarheid, prijs en infrastructuur zich daadwerkelijk gunstig ontwikkelen. Daarmee biedt de STEG niet alleen operationele flexibiliteit, maar ook strategische flexibiliteit.

De STEG heeft niet alleen het voordeel van kortere bouwtijd, lagere investeringszwaarte en betere regelbaarheid, maar ook van **gefaseerde realiseerbaarheid**. Nederland kan desgewenst beginnen met alleen een gasturbine en pas later, wanneer de werkelijke systeembehoefte duidelijker is, besluiten tot uitbreiding met afgassen ketel en stoomturbine. Daardoor past de STEG-benadering niet alleen technisch, maar ook bestuurlijk beter bij een toekomst die nog open ligt.

De hoofdconclusie van dit hoofdstuk luidt daarom: **wanneer Nederland zijn elektriciteitssysteem op nationale robuustheid en bestuurlijke beheersbaarheid wil inrichten, is de STEG het meest passende regelbare alternatief voor kernenergie.**

Hoofdstuk 8. Brandstofonzekerheid en gefaseerde inzet van flexibel thermisch vermogen

8.1 Inleiding

Wanneer wordt vastgesteld dat Nederland ook in een duurzaam elektriciteitssysteem regelbaar thermisch vermogen nodig houdt, verschuift de aandacht vanzelf naar de brandstofvraag. Dan gaat het niet alleen om de keuze voor een type centrale, maar ook om de vraag op welke energiedrager dat vermogen in de praktijk draait, hoe snel die brandstof beschikbaar is, hoe zeker de prijs is en hoe groot de bestuurlijke afhankelijkheid van die keuze wordt.

Juist hier ontstaat een tweede laag van onzekerheid. LNG is technisch en logistiek de meest directe route, maar blijft fossiel. Waterstof wordt vaak gezien als de duurzame eindrichting, maar de beschikbaarheid, de prijs en de bedrijfstijd van binnenlandse productie zijn onzeker. Ammoniak kan als importdrager aantrekkelijk worden, juist omdat productie elders op basis van zon en wind veel meer uren per jaar kan draaien dan in Nederland. Maar ook daaraan kleven verliezen, infrastructuurvragen en afhankelijkheden van buitenlandse ketens.

Daarmee wordt de brandstofvraag geen detail, maar een hoofdbeslissing. Juist daarom is de combinatie van gasturbine en later eventueel STEG zo sterk. Niet alleen omdat zij operationeel flexibel is, maar ook omdat zij ruimte laat om in onzekere tijden eerst een kleinere, sneller inzetbare stap te zetten. Nederland kan dan beginnen met alleen een gasturbine en later besluiten of uitbreiding met afgassenketel en stoomturbine wenselijk is. Ook de brandstofrichting hoeft dan niet volledig vooraf vast te liggen.

Dit hoofdstuk werkt die lijn uit. Eerst wordt de brandstofvraag als systeembeslissing geplaatst. Daarna volgen LNG, waterstof en ammoniak. Vervolgens wordt bezien wat brandstofonzekerheid betekent voor de keuze tussen eerst alleen een gasturbine of direct een volledige STEG. Ten slotte volgt de bestuurlijke conclusie.

8.2 De brandstofvraag is een systeembeslissing

In veel beschouwingen over regelbaar vermogen wordt eerst de centrale gekozen en pas daarna de brandstof besproken. Voor Nederland is dat te eenvoudig. De brandstof bepaalt mede de kosten, de leveringszekerheid, de infrastructuur, de milieu-inpassing en de mogelijkheid om later nog van koers te veranderen. Daarmee is de brandstofkeuze geen technisch detail, maar een systeemkeuze.

Dat geldt temeer omdat de toekomst nog open ligt. De elektriciteitsvraag kan sterk stijgen, maar ook veel minder hard groeien. De industrie kan deels blijven, maar ook deels vertrekken. Batterijen kunnen een groot deel van de korte schommelingen opvangen, waardoor thermisch vermogen minder draaiuren maakt. Binnenlandse elektrolyse kan groeien, maar ook economisch onder druk komen door import van ammoniak. In zo’n situatie is het onverstandig om nu al te doen alsof de brandstofwereld van 2040 of 2050 vaststaat.

Juist daarom moet regelbaar vermogen zó worden gekozen dat het niet direct een onomkeerbare wed op één brandstofuitkomst wordt. Dat is een van de grote voordelen van de

gasturbine- en STEG-lijn. Men kan vermogen bouwen dat nu werkt, zonder dat al definitief vastligt welke moleculaire brandstof op langere termijn de meest logische wordt.

De eerste conclusie luidt daarom: de brandstofvraag voor regelbaar vermogen is een systeembeslissing en moet worden beoordeeld op robuustheid onder onzekerheid.

8.3 LNG als directe en praktische route

Van de voorliggende brandstoffen is LNG op korte termijn de meest directe en praktische optie. De technologie van gasturbines en STEG-centrales op aardgas is volwassen, de infrastructuur is grotendeels aanwezig en de operationele inzetbaarheid is bekend. Voor een systeem dat op afzienbare termijn flexibel vermogen nodig heeft, is dat een zwaarwegend voordeel.

Daarmee wordt LNG niet verheven tot ideaal eindbeeld. Het blijft een fossiele brandstof en kent dus een duidelijke klimaatbeperking. Maar voor de bestuurlijke beoordeling is niet alleen van belang wat uiteindelijk het meest wenselijk is, maar ook wat tijdig, betrouwbaar en tegen beheersbare risico's beschikbaar komt. Op dat punt heeft LNG een duidelijke voorsprong.

Juist de mogelijkheid om eerst alleen een gasturbine te bouwen versterkt dit voordeel. Wanneer de behoefte aan regelbaar vermogen snel toeneemt, kan met een gasturbine relatief snel een eerste stap worden gezet. Die stap vraagt een kleinere investering en een kortere bouwtijd dan een volledige STEG. Ook wanneer later een andere brandstof aantrekkelijker wordt, is de initiële keuze dan minder zwaar en minder onomkeerbaar.

Voor de Nederlandse situatie is dat van belang. Het land hoeft dan niet te wachten tot de waterstofmarkt volwassen is of tot een ammoniakketen volledig is uitgekristalliseerd. Het kan eerst leveringszekerheid organiseren met een brandstof en technologie die nu beschikbaar zijn en later, op basis van de werkelijke ontwikkeling, verdere keuzes maken.

De tweede conclusie luidt daarom: LNG is voor de korte en middellange termijn de meest praktische brandstofoptie, vooral in combinatie met de mogelijkheid om snel te starten met alleen een gasturbine.

8.4 Waterstof: aantrekkelijk, maar nog onzeker

Waterstof heeft een grote aantrekkingskracht omdat zij op papier de verbinding vormt tussen duurzame elektriciteit en regelbaar vermogen. Het beeld is dan dat overtollige wind- en zonnestroom wordt omgezet in waterstof, die later in gasturbines of centrales weer kan worden benut wanneer elektriciteit schaars is. Dat idee is begrijpelijk, maar in de Nederlandse werkelijkheid nog omgeven met onzekerheden.

De eerste onzekerheid is de productie. Binnenlandse waterstof vraagt grote hoeveelheden duurzame elektriciteit. Die elektriciteit moet niet alleen beschikbaar zijn, maar ook tegen een zodanige kostprijs dat de resulterende waterstof bruikbaar blijft voor de energievoorziening. In Nederland is elektriciteit echter juist grote delen van het jaar schaars of waardevol. Daardoor wordt de bedrijfstijd van elektrolyse begrensd en komt de kostprijs onder druk.

De tweede onzekerheid is de schaal. Een waterstofeconomie voor regelbaar vermogen vraagt niet slechts enkele demonstratieprojecten, maar grote volumes, betrouwbare infrastructuur en een markt die ook in perioden van lage inzet overeind blijft. Zolang die schaal niet is bereikt, is het riskant om de planning van regelbaar vermogen erop te baseren.

De derde onzekerheid is de timing. Zelfs wanneer waterstof uiteindelijk belangrijk wordt, volgt daaruit niet dat zij tijdig in voldoende omvang beschikbaar is voor de eerste golf van nieuwe regelbare centrales. Juist daarom is het waardevol dat Nederland met een gasturbine kan beginnen zonder meteen volledig afhankelijk te zijn van een waterstofdoorbraak.

Een gefaseerde opzet helpt ook hier. Eerst een gasturbine op aardgas of LNG, later mogelijk uitbreiding of aanpassing wanneer de waterstofmarkt werkelijk rijp wordt. Zo wordt waterstof niet afgewezen, maar ook niet voortijdig als zekere pijler behandeld.

De derde conclusie luidt daarom: waterstof is als toekomstige brandstof aantrekkelijk, maar nog te onzeker in beschikbaarheid, schaal en timing om nu al als dragende grondslag van nieuw regelbaar vermogen te worden genomen.

8.5 Binnenlandse elektrolyse en de beperking van de bedrijfstijd

Voor Nederland speelt een bijzondere vraag: kan binnenlandse elektrolyse economisch sterk genoeg worden om op grote schaal waterstof te leveren voor industrie, opslag en regelbaar vermogen? Juist hier moet scherp worden gekeken naar de bedrijfstijd.

Wanneer een elektrolyser in Nederland ongeveer 4000 uur per jaar draait, is de benutting duidelijk lager dan in regio’s waar zon en wind samen tot 6000 uur of meer per jaar productietijd opleveren. Dat verschil werkt direct door in de kostprijs van waterstof en later ook in de kosten van ammoniak of andere waterstofdragers. Een installatie met minder draaiuren moet haar kapitaallasten over minder productie uitsmeren.

Daar komt nog iets bij. West-Europa zal vermoedelijk grote delen van het jaar een gebied blijven met relatief hoge elektriciteitsprijzen. Dat betekent dat elektrolyse niet alleen een kwestie is van voldoende duurzame elektriciteit, maar ook van concurreren met andere waardevolle toepassingen van die elektriciteit. Op zulke momenten wordt de economische basis van binnenlandse productie zwakker.

Daarmee ontstaat een systeemvraag. Als duurzame elektriciteit schaars en duur blijft, is het dan verstandig om die eerst om te zetten in waterstof, die later weer in een centrale wordt verbrand? Of is het rationeler om een deel van de moleculaire brandstoffen juist van buiten te halen? Juist deze vraag maakt dat Nederland terughoudend moet zijn om binnenlandse elektrolyse nu al als hard fundament onder het regelbare vermogen te leggen.

De vierde conclusie luidt daarom: de economische basis van binnenlandse elektrolyse voor regelbaar vermogen is onzeker, vooral door de beperkte bedrijfstijd en de hoge waarde van elektriciteit in Nederland.

8.6 Ammoniak als importdrager

Juist omdat binnenlandse waterstof economisch onder druk kan staan, komt ammoniak in beeld als importdrager. In subtropische en andere gunstige regio's kunnen grote projecten met zon en wind veel meer productie-uren maken dan in Nederland. Daardoor kan ammoniak daar tegen lagere kosten worden vervaardigd en vervolgens naar West-Europa worden vervoerd.

Voor Nederland is dat een serieuze mogelijkheid. In plaats van zelf op dure elektriciteitsuren waterstof te maken, zou het land een deel van de moleculaire energie kunnen invoeren. Dat kan vooral aantrekkelijk worden wanneer de bedrijfstijd van elektrolyse in Nederland tegenvalt en de concurrentie met ingevoerde energiedragers sterk blijkt.

Daarmee is ammoniak echter niet probleemloos. Import, opslag, omzetting en gebruik vragen infrastructuur, ruimte en acceptatie. Ook zijn er omzettingsverliezen en blijven er afhankelijkheden van buitenlandse productiegebieden en handelsroutes. Toch doet dat niet af aan het fundamentele punt: economisch is het zeer goed denkbaar dat ingevoerde ammoniak in veel gevallen sterker staat dan binnenlandse waterstof uit elektrolyse.

Voor de planning van centrales is dit belangrijk. Een centrale die alleen logisch is wanneer overvloedige binnenlandse waterstof beschikbaar komt, rust op een zwakke basis. Een centrale of gasturbine die later ook met ingevoerde waterstofdragers kan omgaan, is veel robuuster.

De vijfde conclusie luidt daarom: ammoniak is een serieuze importoptie voor regelbaar vermogen, juist omdat productie elders economisch gunstiger kan zijn dan binnenlandse elektrolyse.

8.7 Eerst alleen een gasturbine: ook brandstofmatig verstandig

De mogelijkheid om eerst alleen een gasturbine te bouwen is niet alleen technisch en financieel aantrekkelijk, maar ook brandstofmatig verstandig. In een tijd waarin nog niet duidelijk is welke moleculaire brandstof op langere termijn de beste kaarten heeft, voorkomt deze aanpak dat Nederland te vroeg op één route inzet.

Een gasturbine kan op relatief korte termijn leveringszekerheid bieden. Daarmee wordt tijd gekocht. Tijdens die periode kan duidelijker worden hoe de markt voor LNG zich ontwikkelt, of waterstof werkelijk in voldoende omvang beschikbaar komt, of ammoniakimport economisch aantrekkelijk wordt en welke rol batterijen en vraagsturing uiteindelijk in het systeem spelen.

Daarmee wordt ook de latere keuze voor een volledige STEG minder speculatief. Wanneer blijkt dat de centrale veel uren draait en de brandstofbasis voldoende stabiel is, kan uitbreiding met afgassenketel en stoomturbine de efficiëntie verhogen. Wanneer de inzet beperkt blijft of de brandstofontwikkeling anders uitpakt, kan ervoor worden gekozen de centrale als gasturbine te laten functioneren. Dat voorkomt dat Nederland te vroeg een volledig geoptimaliseerde, maar mogelijk minder passende eindoplossing bouwt.

Wanneer regelbaar thermisch vermogen slechts een beperkte bedrijfstijd per jaar heeft, verandert ook de afweging voor de brandstof. Bij veel draaiuren telt vooral het rendement en de structurele brandstofprijs zwaar mee. Maar bij weinig draaiuren verschuift het zwaartepunt. Dan worden leveringszekerheid, eenvoud van opslag, beschikbaarheid op afroep en beperking van infrastructuurafhankelijkheid belangrijker.

Juist in die situatie kan een vloeibare brandstof met lokale opslag aantrekkelijk zijn. De brandstof kan dan op de locatie of in de directe omgeving worden opgeslagen, zodat de centrale niet volledig afhankelijk is van continue aanvoer via pijpleidingen, terminals of een nog op te bouwen waterstofketen. Dat vergroot de robuustheid, vooral in een systeem waarin de centrale vooral bedoeld is voor schaarse, maar kritieke momenten.

Daar komt bij dat bij een lage gebruiksduur de hogere kosten per eenheid brandstof minder zwaar drukken op de totale jaarkosten dan bij een centrale die vele duizenden uren draait. De centrale wordt dan immers niet gekozen om goedkoop bulkvermogen te leveren, maar om beschikbaar te zijn wanneer andere middelen tekortschieten. In zo'n rol kan lokale opslag van een vloeibare brandstof aantrekkelijker zijn dan een complexere voorziening die alleen bij hoge gebruiksduur economisch overtuigt.

Voor het Nederlandse systeem is dit een relevant punt. Wanneer batterijen veel van de korte schommelingen overnemen en thermisch vermogen vooral nodig blijft voor incidentele of meerdaagse tekorten, kan de jaarlijkse bedrijfstijd van een gasturbine of zelfs een STEG beperkt blijven. Dan is het niet vanzelfsprekend dat een continue gasaanvoer of een volledig uitgewerkte waterstofvoorziening de beste oplossing is. Een vloeibare brandstof met lokale voorraad kan dan juist meer zekerheid geven.

Dat betekent niet dat vloeibare brandstof voor alle situaties de voorkeur heeft. Bij hoge gebruiksduur blijven rendement, emissies en structurele brandstofkosten zwaar wegen. Maar bij lage gebruiksduur en hoge waarde van beschikbaarheid verschuift het optimum.

Juist in combinatie met brandstofonzekerheid is dit een groot voordeel. De gefaseerde aanpak verlaagt niet alleen het investeringsrisico, maar ook het risico van een verkeerde brandstofveronderstelling.

De zesde conclusie luidt daarom: beginnen met alleen een gasturbine is juist onder brandstofonzekerheid een rationele stap, omdat daarmee snel vermogen beschikbaar komt zonder dat de latere brandstof- en uitbreidingskeuze al vastligt. Bij korte bedrijfstijd van een gasturbine of STEG kan een vloeibare brandstof met lokale opslag de aantrekkelijkste optie zijn, omdat beschikbaarheid, eenvoud en robuustheid dan zwaarder kunnen wegen dan de laagste brandstofkosten per geproduceerde MWh.

8.8 De volledige STEG pas bouwen als de werkelijkheid duidelijker is

Wanneer de eerste stap met een gasturbine is gezet, ontstaat bestuurlijke ruimte om de rest van de keten op basis van ervaring en waarneming te beslissen. Dat is wellicht het grootste voordeel van deze aanpak. Niet alle optimalisatie hoeft aan het begin plaats te vinden. Men kan eerst zorgen voor beschikbaar vermogen en pas later bepalen of hogere efficiëntie door een volledige STEG nodig en zinvol is.

Dit sluit direct aan op de Nederlandse onzekerheden. De werkelijke vraagontwikkeling moet zich nog uitwijzen. De positie van de industrie is onzeker. De rol van batterijen groeit waarschijnlijk sterk. De betekenis van import en export blijft begrensd en onzeker. Ook de waterstof- en ammoniakmarkt moet zich nog vormen. In zo'n situatie is het verstandig om niet direct alles vast te leggen.

Dat betekent niet dat de stoomcyclus onbelangrijk zou zijn. Integendeel, wanneer de inzet van de centrale substantieel blijkt, kan een volledige STEG later een logische en efficiënte vervolgstap zijn. Maar dan is het besluit gebaseerd op meer kennis en minder veronderstellingen. Daarmee wordt de uitbreiding geen sprong in het duister, maar een vervolgstap na een eerste periode van operationele ervaring.

De zevende conclusie luidt daarom: de keuze om de stoomcyclus pas later toe te voegen maakt het mogelijk om efficiëntieverbetering pas door te voeren wanneer de werkelijke systeem- en brandstofontwikkeling beter zichtbaar is.

8.9 Brandstofonzekerheid pleit voor technische en bestuurlijke aanpasbaarheid

De voorgaande analyse maakt duidelijk dat Nederland zich niet moet vastleggen op één brandstofverhaal alsof de uitkomst al bekend is. Noch de optimistische waterstofroute, noch een volledig op ammoniakimport gebouwde verwachting biedt vandaag voldoende zekerheid om daar het hele systeem direct op te baseren.

De juiste reactie op die onzekerheid is niet stilstand, maar aanpasbaarheid. Dat betekent een technologie kiezen die nu werkt, nu leveringszekerheid kan bieden en later kan meegroeien met de brandstofwereld die zich werkelijk ontwikkelt. Precies daar ligt de kracht van de lijn gasturbine → later eventueel STEG. Deze lijn combineert technische flexibiliteit met bestuurlijke voorzichtigheid.

Dat is uiteindelijk de rode draad van dit rapport. Niet één groot besluit op basis van een reeks optimistische aannames, maar stapsgewijs bouwen met zo veel mogelijk behoud van keuzeruimte. Brandstofonzekerheid is geen randverschijnsel, maar juist een hoofdreden waarom deze aanpak rationeel is.

De achtste conclusie luidt daarom: de onzekerheid over LNG, waterstof en ammoniak pleit voor regelbaar vermogen dat zowel technisch als bestuurlijk aanpasbaar is, en dus voor een gefaseerde thermische route.

8.10 Tussenconclusie

De brandstofvraag voor regelbaar vermogen is een hoofdvraag van het Nederlandse energiesysteem. LNG is op korte termijn de meest praktische route. Waterstof is aantrekkelijk als toekomstbeeld, maar nog onzeker in beschikbaarheid, schaal en prijs. Ammoniak kan juist daardoor als importdrager aan betekenis winnen, omdat productie elders veel gunstiger kan zijn dan binnenlandse elektrolyse. Daarnaast geldt dat bij lage jaarlijkse bedrijfstijd van gasturbine of STEG ook een vloeibare brandstof met lokale opslag aantrekkelijk kan zijn, omdat dan leveringszekerheid en eenvoud van beschikbaarheid zwaarder kunnen wegen dan de laagste variabele brandstofkosten.

Juist deze onzekerheid maakt een gefaseerde benadering sterk. Nederland kan beginnen met alleen een gasturbine, zodat snel regelbaar vermogen beschikbaar komt. Daarna kan, op basis van de werkelijke ontwikkeling van vraag, brandstofmarkt, batterijen en industrie, worden besloten of uitbreiding naar een volledige STEG wenselijk is en welke brandstofbasis het best past.

De hoofdconclusie van dit hoofdstuk luidt daarom: brandstofonzekerheid versterkt de voorkeur voor een gefaseerde thermische strategie, waarbij eerst alleen een gasturbine kan worden gebouwd en de stap naar een volledige STEG pas later wordt gezet.

Hoofdstuk 9. Kosten, bestuurlijke beheersbaarheid en investeren onder onzekerheid

9.1 Inleiding

Na de technische en systeemmatige vergelijking tussen kernenergie, opslag en flexibel thermisch vermogen komt nu de bestuurlijke kernvraag in beeld: hoe moet Nederland investeren wanneer de toekomst van vraag, brandstof, industrie, import en systeemopbouw nog onzeker is?

Juist hier wordt het verschil tussen kernenergie en de thermische route het scherpst. Op papier kunnen meerdere technologieën elektriciteit leveren. Maar investeren is iets anders dan rekenen met abstracte eigenschappen. Investeren betekent kapitaal vastleggen, tijd vastleggen, bestuurlijke ruimte vastleggen en risico's verdelen over overheid, markt en samenleving. Daardoor is niet alleen van belang welke technologie technisch iets kan, maar vooral welke investering onder onzekerheid het meest beheersbaar blijft.

Dat is de centrale invalshoek van dit hoofdstuk. Niet de vraag welke technologie in een ideale en stabiele toekomst het hoogste rendement of de laagste emissie per kilowattuur zou kunnen hebben, maar welke investeringsstrategie in de Nederlandse werkelijkheid het best verdedigbaar is. Nederland staat immers niet voor de keuze in een rustige, voorspelbare wereld. Het land moet besluiten nemen terwijl de toekomstige elektriciteitsvraag onzeker is, de omvang van de basisindustrie onduidelijk is, de brandstofmarkt nog in ontwikkeling is, batterijen snel groeien en de Europese context geen harde zekerheid biedt voor import en export.

In zo'n omgeving moet een investering niet alleen technisch juist zijn, maar ook bestand zijn tegen verkeerde aannames. Dat maakt bestuurlijke beheersbaarheid tot een hoofdcriterium. Dit hoofdstuk werkt uit waarom dat zo is en waarom een gefaseerde thermische route daar beter op aansluit dan kernenergie.

9.2 Investeren is beslissen over een onbekende toekomst

Elke grote energie-investering is een keuze over de toekomst. Maar niet elke technologie legt die toekomst in dezelfde mate vast. Precies daarin zit een fundamenteel verschil.

Bij kernenergie wordt vroeg in het traject een zeer groot besluit genomen. De investering is groot, de bouwtijd lang, de levensduur zeer lang en de economische logica steunt op hoge benutting over vele decennia. Dat betekent dat de initiatiefnemer en vaak ook de overheid in

feite niet alleen beslissen over de situatie van vandaag, maar over aannames voor tientallen jaren vooruit. Hoe groot wordt de vraag? Blijft de industrie? Komt elektrolyse werkelijk van de grond? Wordt export aantrekkelijk? Hoe ontwikkelen opslag en batterijen zich? Welke rol spelen brandstofimporten? Juist op al die punten is de toekomst onzeker.

Bij een gasturbine of STEG ligt dat anders. Ook daar wordt in de toekomst geïnvesteerd, maar de duur van de onzekerheidsbrug is veel korter. De bouwtijd is beperkter, het project is kleiner en de mogelijkheid bestaat om later bij te sturen. Daardoor is de investering minder een sprong over een diepe kloof en meer een stap naar een volgende overbrugbare fase.

Bestuurlijk is dat verschil zwaarwegend. Een staat of marktpartij kan zich vergissen in prognoses. Dat is onvermijdelijk. De echte vraag is daarom niet hoe men een volledig foutloze prognose maakt, maar hoe men investeert zó dat fouten niet ontwrichtend worden. Technologieën met kortere bouwtijd, lagere investering en grotere uitbreidbaarheid zijn dan in het voordeel.

De eerste conclusie luidt daarom: de kern van verstandig investeren onder onzekerheid is niet het voorspellen van de juiste toekomst, maar het beperken van de schade wanneer de toekomst anders uitpakt dan gedacht.

9.3 De betekenis van kapitaalbeslag

Kapitaalbeslag is in deze vergelijking meer dan een boekhoudkundig begrip. Het bepaalt hoeveel van de toekomstige beslisruimte al vroeg wordt vastgelegd. Hoe groter het project, hoe meer latere aanpassing wordt bemoeilijkt.

Kernenergie vraagt een zeer groot kapitaalbeslag aan het begin van het traject. Dat maakt de keuze zwaar, niet alleen financieel maar ook bestuurlijk. Een groot deel van de investeringsruimte, de politieke aandacht, de uitvoeringscapaciteit en vaak ook de maatschappelijke discussie wordt aan één project gekoppeld. Wanneer later blijkt dat de vraag lager uitvalt, de benutting tegenvalt of de systeemrol verandert, is het grootste deel van het besluit al genomen en het kapitaal al vastgelegd.

Bij een gasturbine of STEG is die situatie fundamenteel anders. Het project is kleiner, de investering lager en de mogelijkheid tot fasering groter. Daardoor kan het systeem stap voor stap worden uitgebouwd. Eerst een gasturbine, later eventueel aanvulling met afgassenketel en stoomturbine. Of eerst één centrale, later een tweede wanneer de werkelijke behoefte dat rechtvaardigt. Zo blijft kapitaal langer beschikbaar voor latere bijsturing.

Dit verschil is in Nederland extra belangrijk omdat niet alleen in elektriciteitsproductie moet worden geïnvesteerd, maar ook in netten, industrie, gebouwde omgeving, opslag, haveninfrastructuur en mogelijk waterstofketens. Een technologie die al vroeg een groot deel van het beschikbare kapitaal absorbeert, verdringt daarmee ook andere mogelijke investeringen of vergroot de noodzaak van staatssteun en garanties.

De tweede conclusie luidt daarom: groot kapitaalbeslag is onder onzekerheid een bestuurlijk nadeel, omdat het toekomstige keuzeruimte vroegtijdig opsluit.

9.4 Uitloop van kosten is ook bestuurlijk risico

Kostenuitloop is niet alleen een financieel probleem. Zij is ook een bestuurlijk probleem, omdat zij vertrouwen aantast, andere investeringen verdringt en de overheid onder druk zet om extra steun, garanties of correcties te organiseren.

Bij kernenergie is dit risico groot. Niet omdat elk project noodzakelijk ontspoort, maar omdat de combinatie van technische complexiteit, lange bouwtijd, zware eisen, schaarste aan specialistische kennis en veranderingen tijdens uitvoering de kans op substantiële overschrijdingen structureel verhoogt. Het gaat dus niet alleen om een toevallig projectrisico, maar om een systemische kwetsbaarheid van het type investering.

Dat werkt door op drie niveaus. Ten eerste stijgt de financiële last van het project zelf. Ten tweede vermindert de ruimte voor andere investeringen in het systeem. Ten derde ontstaat bestuurlijke schade: maatschappelijke twijfel, politieke strijd en druk om een eenmaal begonnen traject toch af te maken, ook wanneer de omstandigheden minder gunstig zijn geworden.

Bij gasturbines en STEG bestaat uiteraard ook kans op tegenvallers, maar de aard en de omvang van het risico zijn anders. Het project is kleiner, de techniek meer gestandaardiseerd en de tijd tussen besluit en oplevering korter. Daardoor is het risico op ontwrichtende overschrijding veel kleiner. En als een project al duurder wordt dan gedacht, raakt dat niet meteen voor tientallen jaren het hart van het systeem.

De derde conclusie luidt daarom: kostenuitloop moet niet alleen worden gezien als financieel risico, maar als aantasting van bestuurlijke beheersbaarheid, en juist op dat punt scoort de thermische route duidelijk gunstiger dan kernenergie.

9.5 Bouwtijd en bestuurlijke blindheid

Lange bouwtijd betekent meer dan wachten. Het betekent dat een groot deel van het besluit wordt genomen in een periode waarin nog niet zichtbaar is hoe de werkelijkheid zich werkelijk ontwikkelt. Dat is bestuurlijke blindheid: men moet vastleggen voordat men kan weten of de aannames kloppen.

Voor kernenergie is dit een fundamenteel probleem. De periode tussen besluit en volledige beschikbaarheid is lang, terwijl juist in diezelfde periode de energiesector snel verandert. De ontwikkeling van batterijen, de positie van de industrie, de groei van wind op zee, de economische waarde van elektrolyse, de concurrentie van ammoniakimport en de bouw van netten kunnen in die jaren een andere richting nemen dan voorzien. De centrale komt dus mogelijk terecht in een wereld waarvoor zij niet optimaal bedoeld was.

Bij een gasturbine of STEG is die bestuurlijke blindheid veel kleiner. Niet omdat alle onzekerheid verdwijnt, maar omdat de tijd waarin men blind moet investeren veel korter is. Dat maakt later bijsturen mogelijk op basis van waarneming in plaats van hoop.

De mogelijkheid om te starten met alleen een gasturbine versterkt dit nog verder. Nederland hoeft dan niet direct te beslissen over de volledige configuratie. Eerst wordt gasturbine vermogen gerealiseerd. Pas later wordt bekeken of meer efficiëntie, meer capaciteit of een

andere brandstofrichting nodig is. Daarmee verandert het karakter van het besluit: van een grote sprong naar een reeks kleinere, beter te corrigeren stappen.

De vierde conclusie luidt daarom: hoe langer de bouwtijd, hoe groter de bestuurlijke blindheid, en juist daarom past een gefaseerde thermische route beter bij een toekomst in beweging.

9.6 Waarde van fasering

Fasering is in dit rapport geen uitvoeringsdetail, maar een kernbegrip. Zij bepaalt hoeveel vrijheid overblijft nadat de eerste stap is gezet. Een investering die gefaseerd kan worden uitgevoerd is bestuurlijk superieur aan een investering die vrijwel alleen als alles-of-niets-project kan bestaan.

Bij de thermische route is die fasering op meerdere niveaus mogelijk. Eerst kan alleen een gasturbine worden gebouwd. Daarna kan, wanneer de gebruiksduur hoog blijkt en de systeembehoefte structureler wordt, uitbreiding volgen met afgassenketel en stoomturbine. Ook kan de brandstofkeuze mee-evolueren: eerst LNG of aardgas, later mogelijk waterstof, ammoniak of een vloeibare brandstof voor installaties met beperkte bedrijfstijd. Zelfs het aantal eenheden kan in stappen worden opgevoerd.

Die opbouw heeft drie voordelen. Ten eerste verlaagt zij de eerste financiële drempel. Ten tweede vergroot zij het leervermogen van het systeem: de werkelijke inzet, de werkelijke vraag en de werkelijke brandstofmarkt kunnen worden waargenomen. Ten derde voorkomt zij dat men te vroeg een volledig geoptimaliseerde eindoplossing bouwt voor een werkelijkheid die misschien helemaal niet optreedt.

Kernenergie kent deze vrijheid nauwelijks. Daar moet bijna alles vroeg worden besloten: schaal, locatie, ontwerp, tijdspad, financiering en verwachte rol in het systeem. Juist daardoor is de foutmarge veel kostbaarder.

De vijfde conclusie luidt daarom: fasering is een zelfstandige bestuurlijke waarde, omdat zij investeringen corrigeerbaar maakt en de prijs van een verkeerde eerste inschatting verlaagt.

9.7 Lage bedrijfstijd verandert ook de kostenlogica

Een belangrijk inzicht uit de voorgaande hoofdstukken is dat het toekomstige thermische vermogen mogelijk geen grote aantallen draaiuren maakt. Batterijen, vraagsturing en duurzame productie nemen veel van de reguliere productie over. Thermische centrales blijven dan vooral nodig voor schaarse, maar systeem kritische perioden.

Dat verandert de kostenlogica ingrijpend. Bij veel draaiuren tellen brandstofrendement en lage variabele kosten zwaar mee. Bij weinig draaiuren schuift het zwaartepunt naar beschikbaarheid, investeringshoogte, onderhoudslast en leveringszekerheid op het kritieke moment. Dan wordt een centrale niet vooral gewaardeerd om goedkope bulkproductie, maar om het vermogen om er te zijn wanneer het systeem haar nodig heeft.

Dat werkt in het voordeel van een eenvoudige en relatief goedkope eerste stap, zoals een gasturbine. Ook verklaart het waarom bij beperkte bedrijfstijd vloeibare brandstof met lokale

opslag aantrekkelijk kan zijn. De hogere brandstofprijs per eenheid weegt dan minder zwaar op de jaarrekening dan bij een centrale die duizenden uren draait, terwijl de zekerheid van lokale beschikbaarheid juist extra waarde krijgt.

Voor kernenergie is dit juist een zwakte. Een kerncentrale is economisch vooral sterk bij hoge en stabiele benutting. Als het systeem haar slechts onregelmatig of in middenlast zou gebruiken, verslechtert haar kostenprofiel snel. Daardoor past zij slecht bij een restvoorziening die weinig uren draait maar op cruciale momenten wel beschikbaar moet zijn.

De zesde conclusie luidt daarom: lage bedrijfstijd verschuift het kostencriterium van maximale efficiëntie naar betaalbare beschikbaarheid, en juist op dat punt scoort de thermische route beter dan kernenergie.

9.8 Wie draagt het risico?

Een bestuurlijk gezond energiesysteem vraagt ook duidelijkheid over risicodragers. Wie draait op voor verkeerde aannames, vertraging, kostenuitloop of tegenvallende benutting? Dat is geen secundaire vraag, maar raakt de politieke en maatschappelijke legitimiteit van investeringen.

Bij kernenergie is het moeilijk voorstelbaar dat zulke risico's volledig bij een marktpartij blijven. De omvang van het kapitaal, de looptijd, de blootstelling aan vertraging en de onzekerheid over toekomstige marktinkomsten maken dat overheden vrijwel onvermijdelijk een deel van de risico's moeten dragen, direct of indirect. Dat kan via garanties, prijsafspraken, leningen, staatsdeelnemingen of andere steunconstructies. Daarmee wordt een deel van het ondernemersrisico publiek gemaakt.

Bij de thermische route ligt dat anders. Ook daar kunnen marktontwerpen, capaciteitsvergoedingen of andere prikkels nodig zijn, zeker wanneer centrales weinig uren draaien maar wel beschikbaar moeten blijven. Toch is het projectrisico kleiner, de investering beperkter en de aanpasbaarheid groter. Daardoor is publieke blootstelling minder zwaar en beter doseerbaar.

Dat verschil is bestuurlijk van groot belang. Een overheid moet terughoudend zijn met het socialiseren van zeer grote projectrisico's in een omgeving waarin de toekomst nog open ligt. Juist dan verdient een route de voorkeur waarin de risico's kleiner, beter deelbaar en later beter te corrigeren zijn.

De zevende conclusie luidt daarom: onder onzekerheid verdient een investeringsroute de voorkeur waarin projectrisico's kleiner en beter doseerbaar zijn, en dat pleit duidelijk voor de thermische route.

9.9 Niet het ideale eindbeeld, maar een robuust tussen pad

Veel energiedebatten ontsporen doordat zij meteen zoeken naar het perfecte eindbeeld. Alsof Nederland nu al exact moet weten hoe het systeem van 2050 eruitziet en daar vervolgens onmiddellijk de volledige investeringsarchitectuur aan moet ophangen. In werkelijkheid is dat niet verstandig.

Een robuust systeem groeit vaak niet via één volmaakt eindontwerp, maar via een reeks verstandige tussenstappen. Juist in een periode van snelle verandering is zo'n tussen pad sterker dan een groot allesomvattend project. Het laat ruimte om te leren, fouten te herstellen en nieuwe feiten te verwerken.

De thermische route past precies in zo'n benadering. Eerst beschikbaar vermogen organiseren. Daarna bezien hoe de vraag werkelijk groeit, hoe de industrie zich ontwikkelt, hoeveel batterijen er werkelijk komen, welke rol import en export spelen en hoe de brandstofwereld zich vormt. Pas daarna verdere verfijning: stoomcyclus toevoegen, extra eenheden bouwen, brandstofbasis verschuiven.

Kernenergie past veel minder goed in zo'n tussen pad. Zij is eerder een sprong naar een verondersteld eindbeeld. Juist dat maakt haar bestuurlijk zwaar in een omgeving waarin dat eindbeeld nog niet overtuigend vaststaat.

De achtste conclusie luidt daarom: in een tijd van systeemonzekerheid is een robuust tussen pad bestuurlijk rationeler dan een groot besluit dat al op een verondersteld eindbeeld vooruitloopt.

9.10 Tussenconclusie

De vergelijking tussen kernenergie en flexibel thermisch vermogen gaat uiteindelijk niet alleen over techniek, maar over bestuurlijke beheersbaarheid. Kernenergie vraagt een groot en vroeg besluit, legt veel kapitaal vast, kent aanzienlijke kans op kosten- en tijdsuitloop en veronderstelt een toekomstbeeld dat over tientallen jaren voldoende stabiel moet blijken. Juist daardoor is de investering kwetsbaar voor verkeerde aannames.

De thermische route biedt een ander patroon. De investering is kleiner, sneller realiseerbaar, beter te faseren en beter aanpasbaar aan de werkelijke ontwikkeling van vraag, brandstof en systeemstructuur. Bij beperkte bedrijfstijd past bovendien een andere kostenlogica: niet maximale productie tegen de laagste marginale kosten, maar betrouwbare beschikbaarheid tegen aanvaardbare totale kosten. Ook de mogelijkheid om eerst alleen een gasturbine te bouwen en later pas te besluiten over stoomcyclus en brandstofverdieping vergroot de bestuurlijke beheersbaarheid wezenlijk.

De hoofdconclusie van dit hoofdstuk luidt daarom: **wanneer Nederland moet investeren onder diepe onzekerheid, is niet de grootste of meest indrukwekkende technologie de verstandigste keuze, maar de technologie die de meeste ruimte laat om later bij te sturen. Juist daarom is de gefaseerde thermische route bestuurlijk sterker dan kernenergie.**

Hoofdstuk 10. Het best passende systeemdoel voor Nederland

10.1 Inleiding

Na de voorgaande hoofdstukken kan de hoofdvraag nu scherper worden gesteld. Niet langer staat alleen centraal welke technologie technisch in staat is elektriciteit te produceren, maar welk **systeemdoel** voor Nederland het meest rationeel is in een tijd van grote onzekerheid. Juist die vraag is beslissend. Want zonder helder systeemdoel wordt elke technologiebeoordeling stuurloos. Dan worden kernenergie, opslag, wind op zee, batterijen,

elektrolyse en gasturbines naast elkaar gezet zonder dat duidelijk is waarop zij eigenlijk moeten worden beoordeeld.

In dit rapport is stap voor stap zichtbaar geworden dat Nederland zich in een bijzondere situatie bevindt. De toekomstige elektriciteitsvraag is onzeker. Elektrificatie door auto's en warmtepompen zal de vraag doen groeien, maar niet noodzakelijk in de vorm van stabiele basisvraag. Tegelijk is onzeker of de basisindustrie in haar huidige omvang blijft bestaan. Ook is onduidelijk of binnenlandse elektrolyse de veronderstelde grote rol werkelijk krijgt, zeker als ingevoerde ammoniak uit gebieden met veel hogere productie-uren economisch aantrekkelijker wordt. Daar komt bij dat batterijen waarschijnlijk een groot deel van de korte schommelingen gaan overnemen, terwijl de langere tekorten en seizoens verschillen juist om ander regelbaar vermogen vragen.

Daarmee ontstaat een ander beeld dan in klassieke elektriciteitssystemen. Het gaat niet om een systeem dat vooral vraagt om steeds meer continu productievermogen. Het gaat om een systeem dat robuust moet blijven onder meerdere onzekere toekomstbeelden. Dat vraagt om een ander systeemdoel dan het traditionele streven naar zo veel mogelijk binnenlandse basislastproductie.

In dit hoofdstuk wordt dat systeemdoel geformuleerd. Daarna wordt bezien welke eigenschappen daarbij horen en hoe kernenergie, opslag en flexibel thermisch vermogen zich tot dat doel verhouden. Ten slotte volgt de eindafweging.

10.2 Het verkeerde systeemdoel: maximaliseren van groot continu vermogen

Een impliciete fout in veel energiedebatten is dat nog steeds wordt gedacht vanuit het klassieke systeemdoel van de twintigste eeuw: zorg voor voldoende groot, continu en zo veel mogelijk binnenlands productievermogen, en organiseer de rest daaromheen. In zo'n systeembeeld zijn grote centrales logisch. Zij leveren de bulk van de elektriciteit, terwijl de vraag zich rond dat productieapparaat organiseert.

Voor het toekomstige Nederlandse systeem is dat steeds minder passend. Daar zijn drie redenen voor.

Ten eerste verandert de vraagstructuur. De groei door elektrische auto's en warmtepompen is reëel, maar deze vraag is voor een belangrijk deel niet hetzelfde als traditionele basisvraag. Zij kent meer spreiding, meer mogelijkheden voor sturing en meer afhankelijkheid van tijdstip en prijs.

Ten tweede groeit de rol van wind en zon zo sterk dat deze bronnen een belangrijk deel van de jaarlijkse elektriciteitsproductie zullen leveren. Daardoor verandert de functie van regelbaar vermogen. Dat hoeft niet meer voortdurend de basis van het systeem te vormen, maar moet vooral beschikbaar zijn wanneer de duurzame productie tekortschiet.

Ten derde is de toekomstige omvang van de industrie en van binnenlandse elektrolyse onzeker. Daardoor is niet vanzelfsprekend dat Nederland op lange termijn een steeds grotere continue elektriciteitsvraag heeft die omvangrijke nieuwe basislast vermogen rechtvaardigt.

Wanneer ondanks deze onzekerheden toch wordt vastgehouden aan het klassieke systeemdoel van groot continu vermogen, ontstaat het risico dat Nederland een systeem bouwt dat te

zwaar, te star en te duur wordt voor de werkelijke behoefte. Dat is precies de zwakte van een te sterke oriëntatie op kernenergie als dragende structuur.

De eerste conclusie luidt daarom: het maximaliseren van groot continu productievermogen is niet het best passende systeemdoel voor Nederland.

10.3 Het juiste systeemdoel: nationale robuustheid onder onzekerheid

Het best passende systeemdoel voor Nederland is niet maximale productie, maar **nationale robuustheid onder onzekerheid**. Dat betekent dat het systeem zó moet worden ingericht dat het goed functioneert onder uiteenlopende toekomstbeelden, zonder dat het succes afhangt van een lange keten optimistische aannames.

Nationale robuustheid betekent in dit verband dat Nederland:

- ook bij tegenvallende buitenlandse beschikbaarheid overeind blijft;
- bij onzekere vraaggroei geen overmatige investeringssprongen hoeft te maken;
- voldoende regelbaar vermogen heeft voor langere tekorten;
- korte schommelingen zo veel mogelijk laat opvangen door opslag en vraagsturing;
- en investeringen zo opbouwt dat zij later kunnen worden aangepast aan de werkelijkheid.

Daarmee verschuift het systeemdoel van “zo veel mogelijk produceren” naar “op elk relevant moment voldoende, betaalbaar en bestuurlijk beheersbaar kunnen leveren”. Dat is een wezenlijk ander uitgangspunt. Het legt de nadruk niet op theoretische optimalisatie in één verondersteld eindbeeld, maar op veerkracht, aanpasbaarheid en begrenzing van risico.

Juist voor Nederland is dat logisch. Het land is sterk verweven met Europa, maar kan niet blind vertrouwen op structurele import of export tijdens langere perioden van tekorten of overschotten. Het heeft veel wind op zee in ontwikkeling, maar kent ook ruimtelijke druk, netproblemen, onzekerheid over industrie en een energiesysteem dat sneller verandert dan een kerncentrale gebouwd kan worden. In zo’n land is robuustheid een verstandiger maatstaf dan maximalisatie van één technologie.

De tweede conclusie luidt daarom: het best passende systeemdoel voor Nederland is nationale robuustheid onder onzekerheid.

10.4 Welke eigenschappen horen bij dit systeemdoel

Wanneer nationale robuustheid onder onzekerheid het systeemdoel is, horen daar duidelijke systeemeisen bij. Het gaat dan niet om één favoriete technologie, maar om een samenstel van eigenschappen die het systeem moet hebben.

In de eerste plaats moet het systeem **meerdere opties** hebben. Wind en zon leveren veel van de jaarproductie. Batterijen en andere opslag vangen snelle onbalansen op. Vraagsturing helpt om delen van de vraag beter in de tijd te leggen. Daarboven blijft regelbaar thermisch vermogen nodig voor langere tekorten en voor perioden waarin opslag onvoldoende is.

In de tweede plaats moet het systeem **aanpasbaar** zijn. Nieuwe centrales of andere grote investeringen moeten niet zo vroeg en zo zwaar worden vastgelegd dat latere correctie bijna onmogelijk wordt. Gefaseerde bouw en latere uitbreidbaarheid zijn dus geen nevenvoordelen, maar centrale eisen.

In de derde plaats moet het systeem **brandstofmatig open** blijven. Omdat nog niet duidelijk is of LNG, waterstof, ammoniak of vloeibare brandstof bij beperkte bedrijfstijd het meest passend wordt, mag het systeem niet rusten op één star brandstofverhaal.

In de vierde plaats moet het systeem **economisch beheersbaar** blijven. Niet alleen de theoretische kostprijs per kilowattuur telt, maar vooral de vraag of de gekozen route beheersbaar blijft wanneer vraag, benutting of brandstofprijzen anders uitpakken dan voorzien.

In de vijfde plaats moet het systeem **bestuurlijk corrigeerbaar** zijn. Nederland moet later kunnen bijsturen wanneer de industrie sterker krimpt of juist groeit, wanneer batterijen sneller doorbreken of wanneer importketens minder betrouwbaar blijken dan gehoopt.

Deze vijf eigenschappen vormen samen het toetsingskader voor de eindafweging.

De derde conclusie luidt daarom: een passend Nederlands systeemdoel vraagt om een verschillende opties, aanpasbaar, brandstofmatig open, economisch beheersbaar en bestuurlijk corrigeerbaar systeem.

10.5 Waar kernenergie binnen dit systeemdoel vastloopt

Tegen deze maatstaf bezien blijkt waarom kernenergie in het Nederlandse systeem slechts beperkt past. Dat ligt niet aan het ontbreken van technische waarde. Kernenergie kan veel CO2-arme elektriciteit leveren en doet dat onafhankelijk van weer. Maar juist binnen het gekozen systeemdoel worden haar beperkingen zwaar.

Kernenergie is weinig aanpasbaar. De investering is groot, de bouwtijd lang en het project kent weinig ruimte voor fasering. Ook is zij economisch sterk afhankelijk van hoge benuttingsgraad, terwijl de toekomstige restvraag waarschijnlijk wisselend en onzeker is. De technologie past dus beter in een systeem dat veel continu vermogen vraagt dan in een systeem dat vooral bestuurlijke en operationele beweeglijkheid nodig heeft.

Daar komt bij dat kernenergie brandstofmatig weliswaar robuust is in fysieke zin, maar systeemmatig juist star. Zij is geen antwoord op de vraag welke flexibele moleculaire brandstof in de toekomst beschikbaar zal zijn, omdat zij die hele vraag omzeilt met een eigen keten. Daarmee wordt echter ook geen oplossing geboden voor de werkelijke systeemeis, namelijk flexibel regelbaar vermogen voor een duurzaam gedomineerd systeem.

Ten slotte is kernenergie bestuurlijk moeilijk corrigeerbaar. Wanneer het systeembeeld tijdens de lange bouwtijd verandert, is terugsturen nauwelijks nog mogelijk zonder grote kapitaalvernietiging of publieke schade. Dat maakt haar onder Nederlandse onzekerheid een kwetsbare hoofdkeuze.

De vierde conclusie luidt daarom: kernenergie loopt binnen het Nederlandse systeemdoel vooral vast op geringe aanpasbaarheid, hoge investeringszwaarte en zwakke geschiktheid bij een onzekere en wisselende restvraag.

10.6 Waar opslag onmisbaar is, maar ook begrensd blijft

Opslag past in dit systeemdoel veel beter dan kernenergie, maar ook opslag is niet de dragende hoofdoplossing. Haar kracht ligt vooral in de korte en middellange tijdschalen. Zij kan schommelingen binnen uren en dagen opvangen, netten ontlasten, duurzame overschotten nuttig maken en snelle tekorten dempen. In een robuust Nederlands systeem is opslag daarom geen luxe, maar een noodzakelijke bouwsteen.

Tegelijk kent opslag duidelijke grenzen. Voor meerdaagse tekorten, voor lange perioden van overschot en vooral voor seizoens verschillen neemt de benodigde energie-inhoud snel toe. Dan verschuift het vraagstuk van snelle vermogensreactie naar zeer grote energievolumes, met hoge kosten en grote ruimtelijke en infrastructurele gevolgen.

Daar komt nog een institutioneel probleem bij. Grote opslag komt in een marktsysteem niet vanzelf van de grond wanneer de baten breed in het systeem neerslaan en de kosten geconcentreerd bij de investeerder blijven. Daardoor kan opslag maatschappelijk wenselijk zijn zonder dat particuliere partijen haar in de vereiste schaal realiseren.

Opslag is dus onmisbaar, maar niet voldoende. Juist omdat zij de korte schommelingen steeds beter zal afdekken, blijft voor de langere tekorten een andere laag in het systeem nodig.

De vijfde conclusie luidt daarom: opslag is een noodzakelijke, maar begrensde bouwsteen en kan het Nederlandse systeem niet zelfstandig dragen.

10.7 Waarom flexibel thermisch vermogen het best past

Binnen het gekozen systeemdoel komt flexibel thermisch vermogen als meest passende regelbare laag naar voren. Dat is niet omdat thermisch vermogen per definitie mooier of duurzamer zou zijn, maar omdat het het best aansluit op de aard van de resterende opgave.

Die opgave is niet continue bulkproductie, maar beschikbaarheid tijdens langere tekorten en systeem kritische perioden. Juist daarvoor is flexibel thermisch vermogen geschikt. Het kan draaien wanneer nodig, stilstaan wanneer niet nodig, en het kan in een breed scala van bedrijfstijden economisch en operationeel worden ingepast.

Daar komt bij dat de thermische route gefaseerd kan worden opgebouwd. Eerst alleen een gasturbine, later eventueel uitbreiding naar een volledige STEG wanneer de werkelijke gebruiksduur en systeembehoefte dat rechtvaardigen. Daarmee wordt de investering veel beter aanpasbaar aan de werkelijkheid.

Ook brandstofmatig past deze route beter. LNG is nu beschikbaar. Waterstof kan later groeien. Ammoniakimport kan op termijn aantrekkelijk worden. En bij lage bedrijfstijd kan een vloeibare brandstof met lokale opslag zelfs de meest robuuste keuze zijn. Geen van deze routes hoeft nu al definitief te worden vastgelegd.

Juist deze combinatie van regelbaarheid, fasering, brandstofflexibiliteit en bestuurlijke corrigeerbaarheid maakt dat flexibel thermisch vermogen het best aansluit bij een systeemdoel dat niet uitgaat van zekerheid, maar van verstandig handelen onder onzekerheid.

De zesde conclusie luidt daarom: flexibel thermisch vermogen past het best bij het Nederlandse systeemdoel omdat het regelbaar, uitbreidbaar, brandstofmatig open en bestuurlijk corrigeerbaar is.

10.8 De rol van de gasturbine en de STEG binnen dat systeemdoel

Binnen de thermische route moet vervolgens nog onderscheid worden gemaakt tussen de gasturbine en de volledige STEG. Ook hier past geen absolute keuze, maar een volgorde.

De gasturbine is de meest directe, snelste en bestuurlijk lichtste eerste stap. Zij kan snel beschikbaar vermogen leveren, heeft een beperkter investeringsrisico en kan dienen als brug in een periode waarin nog veel onzeker is over vraag, gebruiksduur en brandstofketens. Juist in een systeem waarin thermisch vermogen mogelijk weinig uren draait maar wel op cruciale momenten nodig is, is dat een sterk uitgangspunt.

De volledige STEG wordt aantrekkelijker wanneer de gebruiksduur hoger blijkt en wanneer een structureler beroep op thermisch vermogen ontstaat. Dan wordt het rendementsvoordeel van de stoomcyclus belangrijker en kan uitbreiding logisch zijn. Maar die stap hoeft niet vooraf volledig te worden vastgelegd. Zij kan juist volgen uit ervaring.

Dat maakt de combinatie van gasturbine en later eventueel STEG tot de juiste bestuurlijke volgorde. Eerst leveringszekerheid organiseren met beperkte inzet van kapitaal en beperkte veronderstellingen. Daarna, wanneer het systeem zich scherper heeft afgetekend, efficiëntie en schaal aanpassen.

De zevende conclusie luidt daarom: binnen het best passende systeemdoel is de gasturbine de logische eerste stap en de volledige STEG een mogelijke vervolgstap wanneer de werkelijke gebruiksduur dat rechtvaardigt.

10.9 Het systeemdoel in één zin

Na alle deelanalyses kan het systeemdoel nu compact worden samengevat:

Nederland moet streven naar een elektriciteitssysteem dat ook onder onzekere vraag, onzekere brandstofontwikkeling en onzekere Europese ondersteuning betrouwbaar blijft, door korte schommelingen met opslag en sturing op te vangen en langere tekorten af te dekken met gefaseerd opgebouwd flexibel thermisch vermogen.

In deze formulering valt alles samen:

- nationale robuustheid als uitgangspunt;
- geen afhankelijkheid van een ideaal Europees beeld;
- opslag voor de korte tijdschalen;
- thermisch vermogen voor de langere tekorten;
- en fasering als manier om bestuurlijke fouten te beperken.

Dat is een wezenlijk ander systeemdoel dan het bouwen van zo veel mogelijk groot continu vermogen. Het is ook een ander systeemdoel dan het optimistisch veronderstellen dat opslag, import en export de rest vanzelf zullen oplossen. Het is nuchterder, adaptiever en beter passend bij de Nederlandse omstandigheden.

De achtste conclusie luidt daarom: het best passende systeemdoel voor Nederland is een robuust, gelaagd en gefaseerd systeem dat onzekerheid niet wegdenkt, maar er expliciet rekening mee houdt.

10.10 Eindconclusie

De vergelijking in dit rapport leidt tot een duidelijke uitkomst. Kernenergie heeft technische kwaliteiten, maar past minder goed bij een Nederlands elektriciteitssysteem waarin vraag, gebruiksduur, industrie, elektrolyse en Europese context onzeker zijn. Opslag is essentieel, maar kan de langere tekorten en seizoens verschillen niet zelfstandig en niet vanzelfsprekend economisch dragen. Flexibel thermisch vermogen, en in het bijzonder de route van eerst gasturbine en later eventueel STEG, sluit het best aan op de werkelijke systeemeis.

Die uitkomst volgt niet uit voorkeur voor één technologie op zichzelf, maar uit de keuze van het juiste systeemdoel. Zodra nationale robuustheid onder onzekerheid centraal wordt gesteld, verschuift het oordeel vanzelf. Dan winnen aanpasbaarheid, fasering, beperkte investeringssprongen, brandstofflexibiliteit en bestuurlijke corrigeerbaarheid aan gewicht. En juist op die punten is de thermische route sterker dan kernenergie.

De eindconclusie luidt daarom: **voor Nederland is niet maximale binnenlandse basislastproductie het juiste systeemdoel, maar een robuust en gelaagd systeem dat met opslag de korte onbalansen opvangt en met gefaseerd opgebouwd flexibel thermisch vermogen de langere tekorten afdekt.**

Slotbeschouwing. Wat dit betekent voor Nederland

1. De kern van de zaak

De centrale conclusie van deze studie is dat Nederland voor zijn toekomstige elektriciteitsvoorziening niet moet redeneren vanuit één technologisch ideaalbeeld, maar vanuit de vraag welk systeem onder onzekere omstandigheden het meest robuust blijft. Juist daar ligt de beslissende verschuiving.

Het debat over kernenergie, wind op zee, opslag, waterstof en gascentrales wordt vaak gevoerd alsof eerst een eindbeeld voor 2050 vaststaat en daarna alleen nog hoeft te worden gekozen welke middelen daarbij horen. In werkelijkheid is het omgekeerde waar. Juist omdat de toekomst onzeker is, moet eerst worden bepaald welk type systeem tegen onzekerheid bestand is. Pas daarna kan worden bezien welke technologieën daarin passen.

In deze studie is zichtbaar geworden dat die onzekerheid op meerdere fronten tegelijk speelt. De toekomstige elektriciteitsvraag is onzeker in omvang én in profiel. De basisindustrie kan deels blijven, deels krimpen of in andere vorm terugkomen. Elektrificatie via warmtepompen en elektrische auto's vergroot de vraag, maar niet noodzakelijk in de vorm van klassieke basislast. Binnenlandse elektrolyse kan groeien, maar kan ook economisch onder druk komen door import van ammoniak uit regio's met veel gunstiger productie-uren. Batterijen zullen waarschijnlijk een groot deel van de korte schommelingen opvangen, maar lossen langere tekorten en seizoens verschillen niet op. Ook import en export binnen Europa bieden geen harde zekerheid, omdat weersystemen en verduurzamingsrichtingen in West-Europa in belangrijke mate samenvallen.

Daarmee vervalt de gedachte dat Nederland zich veilig kan verlaten op één grote structurele oplossing. Het toekomstige systeem moet meerdere werkelijkheden aankunnen. Dat vraagt geen maximale elegantie op papier, maar bestuurlijke nuchterheid.

2. Waarom kernenergie in deze context niet voorop ligt

Kernenergie is in deze studie niet afgewezen omdat zij technisch niets kan bijdragen. Zij kan grote hoeveelheden CO2-arme elektriciteit leveren en doet dat onafhankelijk van wind en zon. Maar de vraag was niet of kernenergie technisch bruikbaar is. De vraag was of zij in de Nederlandse situatie de meest verstandige hoofdkeuze is.

Het antwoord daarop is ontkennend. Niet omdat er één doorslaggevend bezwaar is, maar omdat meerdere nadelen elkaar versterken.

De bouwtijd is lang. Daardoor moet vandaag worden besloten voor een systeemwereld die pas over ongeveer tien jaar begint en daarna zestig jaar of langer moet passen. De investeringssom is groot. Daardoor worden toekomstige keuzeruimte en bestuurlijke aandacht vroegtijdig vastgelegd. De kans op uitloop van kosten en tijd is aanzienlijk, juist door de combinatie van technische complexiteit, zware eisen, ontwerpwijzigingen tijdens uitvoering, schaarste aan gespecialiseerde kennis en bestuurlijke ingrepen tijdens het traject. De economische logica veronderstelt hoge benutting, terwijl een duurzaam gedomineerd systeem juist steeds minder behoefte heeft aan star continu vermogen en steeds meer aan flexibel inzetbare restcapaciteit.

Daar komt nog iets wezenlijks bij. Kernenergie lijkt soms aantrekkelijk omdat zij de brandstofvraag omzeilt. Maar juist daarmee lost zij de werkelijke systeemvraag niet op. Nederland heeft in een systeem met veel wind en zon vooral behoefte aan vermogen dat past bij wisselende restvraag en dat bestuurlijk en technisch aanpasbaar blijft. Kernenergie is daarvoor geen natuurlijke oplossing. Zij past beter in een systeem dat langdurig grote hoeveelheden stabiele midden- of basislast nodig heeft dan in een systeem waarin batterijen, vraagsturing en duurzame productie een groot deel van het patroon al bepalen.

3. Waarom opslag nodig is, maar niet voldoende

Opslag is in deze studie wel degelijk als essentiële bouwsteen naar voren gekomen. Zonder opslag wordt een duurzaam systeem onnodig star en inefficiënt. Batterijen en andere opslagvormen kunnen snelle tekorten en overschotten opvangen, netten ontlasten en duurzame productie beter benutten. Voor het Nederlandse systeem zijn zij dus geen bijzaak, maar een noodzakelijk onderdeel.

Tegelijk is opslag geen volledige oplossing. Voor tekorten van meerdere dagen, voor langdurige perioden met weinig wind en zon, en zeker voor het grote verschil tussen zomer en winter, worden de vereiste volumes zeer groot. Daarmee nemen ook de kosten en infrastructurele opgaven sterk toe. Bovendien geldt in een marktsysteem dat grote opslag maatschappelijk nuttig kan zijn zonder dat een marktpartij haar rendabel kan bouwen, omdat de baten breed neerslaan en de kosten bij de initiatiefnemer blijven.

Opslag hoort dus wel in het systeem, maar niet als vervanger van alles wat regelbaar is. Juist naarmate opslag de korte schommelingen beter opvangt, wordt helderder wat overblijft: de noodzaak van flexibel thermisch vermogen voor de langere tekorten en de echt kritieke perioden.

4. Waarom flexibel thermisch vermogen wél past

Dat brengt ons bij de hoofdconclusie van deze studie. Wanneer Nederland zijn systeemdoel formuleert als nationale robuustheid onder onzekerheid, dan past flexibel thermisch vermogen het best als regelbare back up.

De reden is niet dat thermisch vermogen ideaal is, maar dat het het beste aansluit op de aard van de resterende opgave. Die opgave is niet om voortdurend bulkstroom te leveren, maar om beschikbaar te zijn wanneer opslag, wind, zon en vraagsturing tekortschieten. Dat vraagt een technologie die kan starten wanneer nodig, die niet economisch instort bij wisselende gebruiksduur, die zich laat faseren en die niet nu al één definitieve brandstofwereld hoeft te veronderstellen.

Precies daarom is de route van eerst een gasturbine en later eventueel een volledige STEG zo sterk. De gasturbine biedt snelle inzetbaarheid, relatief beperkt investeringsrisico en grote bestuurlijke flexibiliteit. Wanneer later blijkt dat de bedrijfstijd hoog genoeg is en de behoefte structureler, kan uitbreiding volgen met afgassenketel en stoomturbine. Blijkt dat niet nodig, dan is de eerste investering nog steeds bruikbaar en is geen overmatige kapitaallast aangegaan.

Ook brandstofmatig is deze route sterker. LNG is op korte termijn de meest directe optie. Waterstof kan later een grotere rol krijgen, maar die markt is nog onzeker. Ammoniak kan economisch juist aantrekkelijk worden als importdrager, omdat productie elders veel meer uren per jaar kan draaien dan in Nederland. En bij beperkte jaarlijkse bedrijfstijd kan een vloeibare brandstof met lokale opslag zelfs de meest robuuste keuze zijn, juist omdat dan beschikbaarheid en eenvoud zwaarder kunnen wegen dan de laagste brandstofkosten per eenheid energie.

5. Het werkelijke systeemdoel

De belangrijkste opbrengst van deze studie is misschien nog niet eens de technologische uitkomst, maar de formulering van het juiste systeemdoel. Nederland moet niet streven naar zo veel mogelijk groot continu binnenlands productievermogen, maar naar een systeem dat ook onder tegenvallende aannames betrouwbaar blijft.

Dat systeemdoel kan als volgt worden samengevat:

Nederland heeft behoefte aan een robuust, gelaagd en aanpasbaar elektriciteitssysteem, waarin wind en zon veel van de jaarproductie leveren, opslag en vraagsturing de korte schommelingen opvangen, en flexibel thermisch vermogen de langere tekorten en systeem kritische perioden afdekt.

Deze formulering is nuchterder dan veel publieke verhalen. Zij veronderstelt niet dat Europa altijd beschikbaar is voor import of export. Zij veronderstelt niet dat de elektriciteitsvraag vanzelf verdrievoudigt. Zij veronderstelt ook niet dat grootschalige opslag zich vanzelf ontwikkelt of dat binnenlandse waterstofproductie vanzelf economisch concurrerend wordt. In plaats daarvan erkent zij dat Nederland in onzekerheid moet handelen en daarom een systeem nodig heeft dat op meerdere toekomstbeelden is voorbereid.

6. Wat dit bestuurlijk betekent

Voor beleid en bestuur volgt hieruit een duidelijke lijn.

Ten eerste moet Nederland op systeemniveau redeneren en niet vanuit losse technologiebelangen. De keuze is niet “voor” of “tegen” kernenergie, opslag of gascentrales op zichzelf. De vraag is welke combinatie van middelen het best past bij de Nederlandse onzekerheden.

Ten tweede moet Nederland terughoudend zijn met investeringen die al vroeg een groot deel van de toekomstige keuzeruimte opsluiten. Juist onder onzekerheid is een gefaseerde strategie sterker dan een sprong naar een groots eindontwerp.

Ten derde moet beleid zich niet baseren op optimistische aannames over import, export en Europese complementariteit zonder ook het scenario te toetsen waarin West-Europa in dezelfde perioden overschotten en tekorten kent. Het Nederlandse systeem moet in essentie ook nationaal robuust kunnen functioneren.

Ten vierde moet opslag actief worden meegenomen als systeemvoorziening, maar wel met erkenning van de grenzen ervan en van het probleem dat grote opslag in een marktsysteem niet vanzelf ontstaat.

Ten vijfde moet regelbaar thermisch vermogen niet worden gezien als achterhaald restverschijnsel uit het fossiele verleden, maar als noodzakelijke robuuste laag in een duurzaam systeem. Juist de aard van dat vermogen verandert: minder bulkproductie, meer strategische beschikbaarheid.

7. Eindoordeel

De eindafweging van deze studie is helder.

Kernenergie is in de Nederlandse situatie een zware, trage en bestuurlijk moeilijk corrigeerbare keuze, die slecht aansluit op een systeem met grote onzekerheid over vraag, industrie, opslag, brandstoffen en Europese samenhang. Opslag is onmisbaar, maar kan de langere tekorten en seizoens verschillen niet zelfstandig dragen. Flexibel thermisch vermogen, in het bijzonder via een gefaseerde route van eerst een gasturbine en later eventueel een STEG, sluit het best aan op de werkelijke opgave.

Daarmee luidt het eindoordeel:

Voor Nederland is niet een nieuw stelsel van grote starre basislastcentrales de meest logische route, maar een robuust en aanpasbaar systeem met veel duurzaam, groeiende opslag en vraagsturing, en als regelbare ruggengraat gefaseerd opgebouwd flexibel thermisch vermogen.

Dat is geen spectaculaire conclusie, maar wel een bestuurlijk verstandige. En juist dat is in een onzekere energietoekomst de hoogste kwaliteit.

Bijlagen

Bijlage A – Matrix hoge kosten kernenergie

Categorie	Oorzaak	Mechanisme	Effect op kosten
Technisch	Zware civiele bouw	Zeer dikke betonstructuren, zware fundaties, containment, seismische eisen, redundante veiligheidssystemen	Hoge directe bouwkosten
Technisch	Speciale materialen en componenten	Nucleair gekwalificeerd staal, pompen, kleppen, leidingen, instrumentatie en zware componenten met beperkte leveranciersbasis	Hoge inkoopkosten en kwetsbare keten
Technisch	Hoge eisen aan kwaliteit en documentatie	Traceerbaarheid, kwalificatie, inspectie, non-conformance-afhandeling en herstelwerk	Veel extra uren, meer indirecte kosten, lagere productiviteit
Technisch	Ontwerp nog niet voldoende uitgewerkt bij start bouw	Engineering loopt door tijdens uitvoering; interfaces blijken niet goed uitgedacht	Herontwerp, sloop, herstel, faalkosten en vertraging
Technisch	Design during construction	Wijzigingen in lay-out, constructie, leidingen of veiligheidssystemen tijdens uitvoering	Explosieve stijging van meerwerk doordat één wijziging vele disciplines raakt
Technisch	Lage bouwplaatsproductiviteit	Complexe werkvolgorde, congestie op de bouwplaats, veel controles en herstelrondes	Meer manuren dan geraamd
Bestuurlijk	Wijzigingen in eisen van overheid of toezichthouder	Nieuwe veiligheidsinzichten, aangescherpte normen, extra analyses of aanvullende vergunningsvoorwaarden	Meerwerk, herontwerp, vertraging en extra compliance-kosten
Bestuurlijk	Zwakke governance van het project	Onduidelijke rolverdeling tussen opdrachtgever, vendor, aannemers en regulator	Interface-fouten, besluitvertraging en afschuiven van verantwoordelijkheid
Bestuurlijk	Verlies van institutionele routine	Landen en ketens bouwen te weinig om ervaring vast te houden	Elk project wordt opnieuw half maatwerk, met meer fouten en minder leereffect
Bestuurlijk	Zwakke standaardisatie	Te veel projectspecifieke aanpassingen en te weinig herhaling van hetzelfde ontwerp	Hogere engineeringkosten, meer vergunningwerk, minder seriebouwvoordeel
Bestuurlijk	Politieke onzekerheid	Wisselend beleid, uitstel, maatschappelijke discussie, nieuwe randvoorwaarden	Hogere projectrisico’s en indirect ook hogere financieringskosten
Financieel	Lange bouwtijd	Kapitaal staat lang vast voordat productie begint	Rente tijdens de bouw loopt sterk op
Financieel	Hoge kapitaalintensiteit	Groot aandeel van de totale kosten zit aan de voorkant in investering	Gevoeligheid voor rente, vertraging en risicoperceptie is groot
Financieel	Financieringsrisico en risicopremie	Investeerders prijzen politieke, technische en uitvoeringsrisico’s in	Hogere cost of capital en daardoor hogere stroomprijs
Financieel	Claims, contractconflicten en herstelkosten	Vertraging en wijzigingen leiden tot juridische en contractuele discussies	Verdere kostenstijging bovenop de fysieke bouwkosten

De kern: de technische complexiteit maakt kernenergie duur, de bestuurlijke en ontwerpmatige instabiliteit maakt het nog duurder, en de lange bouwtijd vertaalt dat alles vervolgens in zeer hoge financieringslasten.

Bijlage B – Matrix opslag en kernenergie

Vraag	Beschouwing
Helpt opslag kernenergie?	Ja, opslag kan tijdelijke overschotten van kernproductie opnemen en later terugleveren. Daardoor hoeft de centrale minder te worden teruggeregeld en kan de benutting verbeteren.
Voor welke tijdschaal helpt opslag vooral?	Vooral voor uurverschillen, dag-nacht verschuivingen en beperkte meerdaagse afwijkingen. NREL laat zien dat opslag eerst vooral waarde heeft bij korte duur; zeer lange duur en seizoensopslag komen pas later en onder zwaardere voorwaarden in beeld.
Helpt opslag ook bij langere perioden van overschot?	Beperkt. Als een kerncentrale gedurende lange perioden meer produceert dan nodig is, wordt de vereiste opslaghoeveelheid groot en duur. Dan verschuift het probleem van productie naar enorme energie-opslag. NREL beschrijft dat seizoens- en zeer langdurige opslag pas economisch relevant wordt in uitzonderlijk grootschalige scenario's of bij technologie-doorbraken.
Helpt opslag bij lange perioden van tekort?	Slechts deels. Opslag moet eerst ergens mee gevuld worden. Bij langdurige regionale tekorten door weinig wind of zon, of in een winterperiode met hoge vraag, is de vraag niet alleen hoeveel opslagvermogen er is, maar of er vooraf voldoende goedkope overschotten beschikbaar waren om die opslag te vullen.
Lost opslag het zomer-winter verschil op?	Meestal niet kosteneffectief in elektriciteit alleen. Voor Seizoens verschillen zijn de benodigde volumes zeer groot. De literatuur ziet daarvoor eerder een bredere mix van flexibiliteit, netten, regelbaar vermogen en mogelijk andere energiedragers dan alleen klassieke elektriciteitsopslag.
Maakt opslag kernenergie economisch sterker?	Alleen deels. Opslag kan curtailment verminderen en benutting verhogen, maar opslag zelf kost ook geld en kent verliezen. Als overschotten vaak of lang aanhouden, stapelen de kosten van dure kernproductie plus dure opslag zich op.
Wat blijft het structurele probleem?	Kernenergie blijft het sterkst bij stabiel gebruik met veel vollasturen. Opslag kan korte termijn-onbalans dempen, maar verandert niet dat kernenergie minder passend is wanneer het systeem vooral flexibiliteit en aanpassing aan lange tekorten of lange overschotten vraagt.

De bestuurlijke hoofdconclusie is dus: Opslag kan kernenergie ondersteunen bij kortdurende onevenwichtigheden, maar niet elegant of goedkoop het probleem oplossen van langdurige perioden waarin productie en behoefte structureel uit elkaar lopen.

Bijlage C – Matrix kernenergie versus STEG

Aspect	Kernenergie	STEG
Bouwkosten	Zeer hoog en kapitaalintensief; gevoelig voor zware civiele bouw, kwaliteitsborging en complexe componenten.	Veel lager per project; standaard techniek en kleinere eenheden maken investering beheersbaarder.
Kans op kostenuitloop	Hoog, door ontwerpwijzigingen tijdens bouw, complexe interfaces, vertragingen en beperkte seriebouw.	Duidelijk lager; kortere bouw, meer standaardisatie en minder complexe projectketen.
Bouwtijd	Lang, vaak circa tien jaar of meer bij grote nieuwbouwprojecten. Lange doorlooptijd vergroot rente tijdens bouw en lock-in.	Kort, vaak enkele jaren; daardoor beter af te stemmen op feitelijke systeembehoefte.
Besluiten onder onzekerheid	Kwetsbaar: men beslist ver vooruit over een installatie met zeer lange economische doorwerking	Sterker: besluit kan veel dichter op de werkelijke behoefte worden genomen
Mismatch-risico door lange bouwtijd	Groot: vraag, vraagpatroon, netten, opslag, beleid en industrie kunnen tegen ingebruikname anders zijn dan voorzien	Veel kleiner, omdat latere besluitvorming mogelijk is
Technische flexibiliteit	Load-following is mogelijk, maar grote kerncentrales zijn primair ontworpen voor stabiel hoog gebruik; nieuwere ontwerpen moeten volgens EUR tussen 50% en 100% kunnen volgen.	Hoog: gascentrales zijn juist bedoeld voor snel starten, rampen en cyclisch bedrijf; moderne installaties en aeroderivative turbines kunnen zeer snel starten.
Economische geschiktheid voor middenlast	Zwak: hoge vaste kosten vragen veel vollasturen; middenlastgebruik verslechtert de economie sterk	Sterk: juist geschikt voor middenlast, piek, back-up en dunkelflaute
Rol bij lange tekorten zonder wind en zon	Kan leveren, maar is economisch een dure manier om flexibel of partieel te draaien	Past beter, omdat regelbaar en snel inzetbaar vermogen juist hiervoor bedoeld is
Opslag als aanvulling	Opslag helpt bij korte afwijkingen, maar maakt langdurige overschotten of seizoensmismatch niet elegant goedkoop oplosbaar.	Opslag kan goed samengaan met STEG: opslag doet korte fluctuaties, STEG de lange tekorten
Afhankelijkheid van export van overschotten	Kan de businesscase verbeteren, maar veronderstelt dat buurlanden op dat moment importvraag hebben en niet in hetzelfde weerpatroon zitten	Veel minder afhankelijk van continue afzet van overschotten
Bestuurlijke robuustheid	Lager in een snel veranderend systeem door lock-in, lange bouwtijd en grote investeringssprong	Hoger in een onzekere wereld door kortcyclische besluitvorming en schaalbaarheid

De kern: Kernenergie is vooral logisch als stabiele bron met veel vollasturen en een voorspelbare langetermijn rol. Een STEG is logischer wanneer het systeem flexibiliteit, snelle inzet, beperkte bouwtijd en wendbaarheid onder onzekerheid vraagt.

Specifiek voor Nederland:

Nederlands aandachtspunt	Kerncentrale	STEG
Ruimte en ruimtelijke druk	Grote, langdurig vastgelegde locatie met zware veiligheids-, koel- en netinpassing; minder wendbaar in een vol land	Kleiner, sneller inpasbaar, eenvoudiger schaalbaar
Vakmanschap en kennisbasis	Nederland moet kennisinfrastructuur en waardeketen nog versterken; grotere afhankelijkheid van buitenlandse ontwerpers, leveranciers en specialisten	Veel meer standaard techniek, bredere markt, minder exclusief nucleair vakmanschap nodig

Nederlands aandachtspunt	Kerncentrale	STEG
Afhankelijkheid van buitenland	Sterk, zowel voor ontwerp, componenten, brandstofketen als specialistische uitvoering; kabinet noemt versterking van waardeketen en brandstofcyclus expliciet als opgave	Ook afhankelijk van buitenlandse technologie en brandstof, maar minder projectspecifiek en doorgaans met meer leverancierskeuze
Stikstof en natuurrecht	Grote en lange bouwfase maakt vergunningrisico zwaarder; recente rechtspraak maakt natuurtoetsen en vergunningplicht bij stikstof gevoeliger, met overgangsregeling tot 1 januari 2030	Kortere bouwfase en minder omvangrijke bouwlogistiek; nog steeds gevoelig, maar meestal bestuurlijk minder zwaar
Overbelast net	Vraagt robuuste en tijdige netinpassing voor groot continu vermogen; TenneT meldt dat cruciale projecten in delen van Nederland van 2029 naar 2033 schuiven en mogelijk tot 2035	Kan dichter bij vraag worden geplaatst en beter gefaseerd worden toegevoegd; netinpassing vaak flexibeler
Besluiten onder onzekerheid	Lange bouwtijd plus lange levensduur vergroten lock-in; men beslist nu voor een systeemrol over vele decennia	Kortere bouwtijd en kortere economische horizon maken later besluiten en bijsturen mogelijk
Onzekere industriële vraag	Kwetsbaar als elektriciteitsvraag of vraagpatroon anders uitpakt; CPB-scenario's voor 2050 benadrukken dat de economie en daarmee de energievraag sterk kunnen verschillen per ontwikkelpad	Beter af te stemmen op feitelijke ontwikkeling van vraag, industrie en dunkelflaute-behoefte
Project- en bouwrisico	Hoge kans op uitloop met grote financiële gevolgen door lange doorlooptijd en kapitaalbinding	Kortere bouwtijd, kleinere projectomvang en minder zware lock-in
Passend bij vertrekkende of veranderende industrie	Minder goed: vraagt vertrouwen in stabiele, langdurige, hoge afname	Beter: kan stapsgewijs worden aangepast aan afnemende, verschuivende of onzekere vraag

De kern: de Nederlandse context vergroot de nadelen van kapitaalintensieve, langjarige en weinig wendbare keuzes. Daardoor is nieuwe kernbouw hier extra kwetsbaar voor ruimtegebrek, stikstofrecht, netcongestie, beperkte kennisbasis en onzekerheid over de toekomstige industriële vraag, terwijl een STEG beter past bij besluiten onder onzekerheid.

Bijlage D – Vraagbeelden en vraagprofielen

D.1 Inleiding

De toekomstige inrichting van het elektriciteitssysteem kan niet goed worden beoordeeld op basis van één enkel getal voor de elektriciteitsvraag in 2035 of 2050. De feitelijke systeembelasting wordt niet alleen bepaald door de totale jaarvraag in TWh, maar ook door de **verdeling van de vraag over uren, dagen en seizoenen**, door de **samenstelling van die vraag per sector**, en door de mate waarin vraag **stuurbaar of flexibel** is.

In een energiesysteem met veel wind en zon is dat onderscheid van fundamenteel belang. Twee systemen met dezelfde jaarvraag kunnen in de praktijk zeer verschillend uitpakken. Een systeem met een brede spreiding van de vraag, veel vraagsturing en beperkte winterpieken stelt heel andere eisen aan netten, opslag en regelbaar vermogen dan een systeem met sterke pieken in koude perioden, gelijktijdige industriële belasting en weinig flexibiliteit.

Daarom wordt in deze bijlage niet gewerkt met één prognose, maar met een set van **vraagbeelden**. Elk vraagbeeld is geen voorspelling, maar een samenhangend en plausibel beeld van hoe de vraag zich kan ontwikkelen. De waarde daarvan is dat bestuurders, planners en systeemontwerpers niet alleen kijken naar de meest waarschijnlijke ontwikkeling, maar ook naar de vraag of het systeem **robuust** blijft bij minder gunstige of juist versneld veranderende omstandigheden.

Deze benadering sluit aan bij recente systeemstudies waarin wordt benadrukt dat de toekomstige elektriciteitsvraag sterk afhangt van elektrificatie van gebouwde omgeving, mobiliteit, industrie, datacenters en waterstofproductie, en dat met name de vorm van de vraag in de tijd bepalend is voor de behoefte aan flexibiliteit, opslag en regelbaar vermogen.

D.2 Waarom vraagbeelden nodig zijn

In veel publieke discussies wordt de toekomstige elektriciteitsvraag voorgesteld als een enkel jaargetal. Dat is begrijpelijk, maar voor systeemkeuzes ontoereikend. Een jaartotaal zegt immers weinig over de vraag op kritieke momenten: winteravonden, koude windstille periodes, perioden met veel productie uit zon en wind, of uren waarin meerdere sectoren tegelijk elektriciteit vragen.

Daar komt bij dat de toekomstige vraag onzeker is. De snelheid van elektrificatie, de ontwikkeling van industriële productie in Nederland, het tempo van netuitbreiding, de doorbraak van vraagsturing, de positie van elektrolyse en de mate waarin bedrijven vertrekken of juist uitbreiden, kunnen tot wezenlijk verschillende uitkomsten leiden. Ook recente systeemstudies laten zien dat de businesscase van productie- en flexibiliteitsmiddelen direct verslechtert wanneer de vraag minder snel groeit dan verwacht, of wanneer concurrerende technieken sneller beschikbaar komen. Juist daarom is het onverstandig om met één star vraagpad te rekenen.

Vraagbeelden zijn daarom nodig om drie redenen.

Ten eerste maken zij zichtbaar dat de energietransitie niet alleen een kwestie is van méér elektriciteit, maar ook van **andere elektriciteit**: op andere momenten, met andere pieken en met andere eisen aan regelbaarheid.

Ten tweede helpen zij om onderscheid te maken tussen **robuuste maatregelen** en **maatregelen die alleen onder specifieke aannames zinvol zijn**. Netverzwaring, vraagsturing, opslag en strategisch regelbaar vermogen kunnen dan beter worden beoordeeld.

Ten derde dwingen vraagbeelden tot bestuurlijke eerlijkheid. Zij maken expliciet waar onzekerheden zitten en voorkomen dat een schijn van precisie ontstaat rond één prognose die later niet blijkt uit te komen.

D.3 De belangrijkste drijvers van de toekomstige vraag

De toekomstige elektriciteitsvraag wordt in hoofdzaak bepaald door zes groepen ontwikkelingen.

D.3.1 Gebouwde omgeving

De gebouwde omgeving beïnvloedt de elektriciteitsvraag vooral via warmtepompen, hybride systemen, elektrische boilers, koeling en warmtapwater. Deze sector is van groot belang omdat juist hier de wintergevoeligheid sterk is. Bij koude perioden kan de elektriciteitsvraag snel oplopen, vooral wanneer veel woningen en utiliteitsgebouwen volledig elektrisch worden verwarmd.

De belasting uit deze sector is dus niet alleen een volumekwestie, maar ook een **piekkwestie**. Koude, vochtige en windarme winterperioden kunnen leiden tot hoge systeembelasting op precies die momenten dat hernieuwbare productie beperkt is.

D.3.2 Mobiliteit

Elektrificatie van personenvervoer, logistiek en mogelijk delen van zwaar transport verhoogt de elektriciteitsvraag aanzienlijk. Daarbij is vooral van belang **wanneer** geladen wordt. Ongecoördineerd laden leidt tot hogere avondpieken; slim laden kan juist vraag verschuiven naar uren met veel duurzame productie of lagere netbelasting.

Mobiliteit is daarmee een sector met relatief groot flexibiliteitspotentieel. Die flexibiliteit is echter niet vanzelfsprekend. Zij vereist prijsprikkels, technische aansturing, laadinfrastructuur en acceptatie door gebruikers.

D.3.3 Industrie

De industrie is in veel scenario’s de zwaarste groeidrijver van de elektriciteitsvraag. Elektrificatie van warmte, procesaanpassingen, elektroboilers, e-crackers, elektrische fornuizen en andere vormen van industriële elektrificatie kunnen de vraag sterk verhogen. Tegelijk is de Nederlandse industrie geen vaste grootheid. Een deel kan verduurzamen en elektrificeren, een deel kan krimpen, vertrekken of van aard veranderen.

Voor systeemstudies is dit cruciaal. Industriële vraag is vaak groot, continu en locatie gebonden. Daardoor bepaalt zij niet alleen de nationale jaarvraag, maar ook de regionale netbelasting en de behoefte aan transportcapaciteit.

D.3.4 Glastuinbouw

De glastuinbouw heeft een bijzonder profiel. Afhankelijk van techniekkeuzes, warmtevoorziening en marktontwikkelingen kan de sector zowel extra elektriciteitsvraag veroorzaken als op sommige momenten juist flexibiliteit leveren. Voor het systeem is vooral relevant dat de sector niet uniform is en dat regionale concentraties zwaar kunnen doorwerken op het net.

D.3.5 Datacenters

Datacenters vergroten de elektriciteitsvraag vaak met een relatief vlak en continu profiel. Voor het systeem zijn zij daarom anders dan warmtepompen of mobiliteit. Zij veroorzaken minder scherpe pieken per eenheid jaarverbruik, maar leggen wel een permanente basisbelasting op het net. Regionale clustering kan ook hier belangrijk zijn.

D.3.6 Waterstofproductie en elektrolyse

Elektrolyse kan zowel een grote extra elektriciteitsvraag zijn als een bron van systeemflexibiliteit. Indien elektrolysers vooral draaien bij overschotten van wind en zon, kunnen zij helpen om duurzame productie op te nemen en curtailment te beperken. Als zij daarentegen vast moeten produceren, verhogen zij de structurele vraag en verzwaren zij het systeem.

Juist deze dubbele rol maakt elektrolyse tot een sleutelcomponent in veel scenario’s. Recente studies laten zien dat elektrolyse, samen met curtailment en opslag, een belangrijke rol kan spelen in het balanceren van vraag en aanbod.

D.4 Niet alleen jaarvraag, maar ook profielvraag

Een toekomstig elektriciteitssysteem wordt door vier dimensies bepaald:

1. Jaarvolume
De totale vraag in TWh per jaar.

2. Piekvermogen
Het maximale gevraagde vermogen in GW op kritieke momenten.

3. Residuele vraag
De vraag die overblijft nadat productie uit zon en wind is afgetrokken.

4. Stuurbaarheid van de vraag
De mate waarin vraag verschoven, verlaagd of tijdelijk onderbroken kan worden.

Deze vier dimensies moeten gezamenlijk worden beschouwd. Een systeem met hoge jaarvraag maar sterke flexibiliteit kan beter hanteerbaar zijn dan een systeem met lagere jaarvraag maar zeer hoge, slecht stuurbare pieken.

Het TenneT E-Top rapport maakt dit expliciet zichtbaar. Daarin loopt de totale vraag in 2030, afhankelijk van de mate van elektrificatie, op tot 122–173 TWh per jaar, terwijl de piekvraag door elektrificatie stijgt tot ruim 24 GW. De residuele piekvraag wordt vooral veroorzaakt door een combinatie van winterkou en lage hernieuwbare productie.

Voor bestuurlijke besluitvorming betekent dit dat niet alleen moet worden gevraagd: **hoeveel elektriciteit hebben we nodig?**, maar vooral ook: **wanneer, waar, hoe geconcentreerd, en hoe flexibel is die vraag?**

D.5 Drie hoofdtypen vraagprofielen

Om vraagontwikkeling hanteerbaar te maken, is het zinvol om drie hoofdtypen vraagprofielen te onderscheiden.

D.5.1 Basale of vlakke vraag

Dit betreft vraag die relatief gelijkmatig over de tijd verdeeld is, zoals delen van de huidige basislast, een deel van de industriële vraag en veel datacenterbelasting. Deze vraag geeft een permanente belasting van het systeem, maar veroorzaakt niet per se de scherpste pieken.

D.5.2 Seizoens gevoelige vraag

Dit betreft vraag die duidelijk hoger is in bepaalde seizoenen, met name in de winter. De gebouwde omgeving is hier het belangrijkste voorbeeld. Ook bepaalde warmtevragen in de industrie kunnen seizoensinvloeden vertonen. Deze categorie is belangrijk omdat de piekbelasting vaak optreedt in perioden waarin de zonneproductie laag is en langdurige schaarste kan ontstaan.

D.5.3 Flexibele of semi-flexibele vraag

Dit betreft vraag die in tijd kan schuiven, bijvoorbeeld laden van voertuigen, inzet van elektrische boilers, delen van industriële processen en elektrolyse. Deze vraag is voor het toekomstige systeem van grote waarde, mits zij daadwerkelijk flexibel kan worden aangestuurd. Zonder aansturing gedraagt zij zich vaak juist als extra piekbelasting.

D.6 Voorstel voor vier vraagbeelden

Voor beleidsanalyse en systeemplanning is het zinvol om met vier samenhangende vraagbeelden te werken.

Vraagbeeld 1 – Gematigde elektrificatie

In dit vraagbeeld groeit de elektriciteitsvraag, maar minder snel dan in ambitieuze transitiescenario’s. Een deel van de industrie elektrificeert, maar niet alles. Een deel van de

woningvoorraad verduurzaamt, maar volledige elektrificatie blijft beperkt. Mobiliteit groeit gestaag, maar laden wordt nog niet overal slim aangestuurd.

De jaarvraag stijgt in dit beeld merkbaar, maar minder sterk dan in een hoog-elektrificatiepad. De belangrijkste spanning zit niet in extreme volumegroei, maar in regionale knelpunten en in het verschil tussen een gemiddelde winterdag en een koude periode. Dit scenario is relevant omdat het laat zien dat ook bij gematigde groei netverzwaring, flexibiliteit en back-upvermogen noodzakelijk blijven.

Vraagbeeld 2 – Hoge elektrificatie met beperkte sturing

In dit beeld elektrificeren gebouwde omgeving, mobiliteit en industrie in hoog tempo, maar loopt de ontwikkeling van vraagsturing en opslag achter. Daardoor stijgt niet alleen de jaarvraag sterk, maar nemen ook de pieken scherp toe. Laden concentreert zich op populaire uren, warmtepompen versterken winterpieken en industriële vraag blijft grotendeels inflexibel.

Dit vraagbeeld levert de zwaarste eisen aan netten en regelbaar vermogen. Het is geen wensbeeld, maar wel een belangrijk stresstestbeeld. Het laat zien hoeveel systeemdruk ontstaat wanneer elektrificatie sneller verloopt dan de organisatie van flexibiliteit.

Vraagbeeld 3 – Hoge elektrificatie met veel vraagsturing

In dit beeld is de jaarvraag eveneens hoog, maar wordt een aanzienlijk deel van de nieuwe vraag actief gestuurd. Voertuigen laden vooral buiten piekuren, industrie reageert op prijssignalen, warmtesystemen gebruiken buffers en elektrolyse draait vooral bij hoge duurzame productie.

Het systeem blijft ook hier groot en complex, maar beter hanteerbaar. De pieken worden afgevlakt, overschotten worden nuttiger ingezet en de behoefte aan zeer dure piekcapaciteit neemt af. Dit beeld is relevant omdat het laat zien hoeveel waarde aan flexibiliteit kan worden toegeschreven. Het is ook bestuurlijk belangrijk: dit scenario ontstaat niet vanzelf, maar vergt regels, prikkels, data, contracten en infrastructuur.

Vraagbeeld 4 – Beperkte jaargroei, scherpe winterpieken

In dit beeld blijft de jaarvraag relatief gematigd, bijvoorbeeld omdat delen van de industrie krimpen of vertrekken, maar ontstaan toch scherpe systeempieken door winterse kou, elektrificatie van warmte en beperkte beschikbaarheid van hernieuwbare productie. Dit beeld is voor de veiligheid van het systeem bijzonder relevant, omdat het laat zien dat een relatief lage jaarvraag geen garantie is voor lage systeemdruk.

Bestuurders die alleen op TWh sturen, zouden dit risico gemakkelijk onderschatten. Voor netten, opslag en leveringszekerheid kan dit beeld zwaarder uitpakken dan een scenario met hogere jaarvraag maar betere spreiding.

D.7 Weerjaren, extremen en residuele vraag

Een robuuste systeemanalyse moet niet alleen uitgaan van een gemiddeld weerjaar. Juist de combinatie van koude, weinig zon, weinig wind, hoge warmtevraag en gelijktijdige industriële belasting bepaalt vaak de moeilijkste uren van het systeem.

Daarom moeten vraagbeelden worden getoetst op ten minste drie niveaus:

- een gemiddeld jaar;
- een koud of ongunstig weerjaar;
- een aantal meerdaagse stressperioden met lage hernieuwbare productie.

Het TenneT E-Top rapport wijst er expliciet op dat vraagprofielen zijn opgesteld voor verschillende weerjaren en dat de maximale residuele vraag ontstaat bij een winterpiek in combinatie met geringe productie uit zon en wind.

Voor bestuurlijke keuzes betekent dit dat niet het gemiddelde, maar de **kritieke randvoorwaarde** bepalend moet zijn. Een systeem dat alleen in een gemiddeld jaar goed werkt, is bestuurlijk onvoldoende robuust.

D.8 Geografische spreiding van de vraag

Naast de tijdsverdeling is ook de ruimtelijke verdeling van de vraag van groot belang. Nieuwe vraag concentreert zich niet gelijkmatig over Nederland. Industriële clusters, havens, datacenters, logistieke corridors, glastuinbouwgebieden en snelgroeiende woonregio's veroorzaken elk eigen belastingpatronen.

Daardoor kan een nationaal toereikend systeem regionaal toch zwaar tekortschieten. Voor de beoordeling van robuustheid is dus niet alleen het landelijke evenwicht relevant, maar ook de vraag of netten, transformatoren, kabelverbindingen en regionale flexibiliteitsmiddelen beschikbaar zijn op de plaatsen waar de vraag ontstaat.

Een vraagbeeld moet daarom altijd twee schalen bevatten:

- een **landelijke schaal** voor productie, opslag en leveringszekerheid;
- een **regionale schaal** voor netcapaciteit, clustering en ruimtelijke afwegingen.

D.9 Relatie tussen vraagbeelden en systeemeisen

Elk vraagbeeld leidt tot andere systeemeisen. De belangrijkste zijn:

Netinfrastructuur

Hoe hoger en minder gespreid de vraag, hoe groter de noodzaak tot netverzwaring. Bij sterke regionale clustering wordt deze opgave nog zwaarder.

Vraagsturing

Hoe beter nieuwe vraag stuurbaar is, hoe minder extreem de systeempieken. Vraagsturing is daarom geen luxe, maar een structureel onderdeel van systeemontwerp.

Opslag

Kortdurende opslag helpt bij dag-nachtvariaties en snelle fluctuaties. Langduriger opslag wordt belangrijker naarmate meerdaagse tekorten optreden. Recente systeemstudies wijzen op een duidelijke rol voor 24-uursopslag en voor waterstofopslag in het balanceren van het systeem.

Regelbaar vermogen

Zelfs bij veel opslag en vraagsturing blijft regelbaar vermogen nodig voor perioden met schaarste, extreme weersituaties en systeemreserves. Het CE Delft/Witteveen+Bos-rapport laat zien dat waterstofcentrales in zulke scenario's een duidelijke rol kunnen hebben.

Beleid en marktordening

Vraagbeelden maken ook zichtbaar dat investeringsbeslissingen niet vanzelf uit de markt volgen. Als veel uren lage of zeer lage prijzen kennen, kunnen productiemiddelen en flexibiliteitsopties maatschappelijk noodzakelijk zijn, maar privaat onvoldoende rendabel. Dat spanningsveld wordt in recente marktanalyse expliciet benoemd.

D.10 Bestuurlijke betekenis van vraagbeelden

Voor bestuurders hebben vraagbeelden drie functies.

De eerste functie is **realiteitszin**. Zij dwingen tot erkenning dat de transitie geen lineair proces is met één uitkomst, maar een route met meerdere plausibele paden.

De tweede functie is **robuustheidsbeoordeling**. Een maatregel moet niet alleen passen in het gewenste scenario, maar ook bestand zijn tegen trager verlopende elektrificatie, scherpere pieken, regionaal geconcentreerde groei of tegenvallende flexibiliteit.

De derde functie is **transparantie**. Door meerdere vraagbeelden te presenteren wordt voor stakeholders inzichtelijk op welke aannames beleid en investeringen rusten. Daarmee wordt ook beter zichtbaar waar politieke keuzes worden gemaakt en waar onzekerheden blijven bestaan.

D.11 Conclusie

De toekomstige elektriciteitsvraag laat zich niet verantwoord vatten in één enkel prognosegetal. Voor een robuuste beoordeling van het energiesysteem zijn vraagbeelden nodig die verschillen in jaarvolume, piekbelasting, seizoenspatroon, residuele vraag, regionale concentratie en flexibiliteit.

Juist in een elektriciteitssysteem met veel wind en zon is niet alleen van belang hoeveel elektriciteit in totaal wordt gevraagd, maar vooral **wanneer, waar en hoe stuurbaar die**

vraag optreedt. De grote opgaven liggen daarom niet uitsluitend in extra productie, maar evenzeer in netverzwaring, opslag, regelbaar vermogen en actieve vraagsturing.

Een beleid dat alleen op gemiddelde jaarvraag stuurt, loopt het risico de werkelijke systeemspanning te onderschatten. Een beleid dat daarentegen met meerdere vraagbeelden werkt, kan beter onderscheiden welke investeringen en keuzes werkelijk robuust zijn.

Bijlage E – Brandstoffen: nucleair, LNG, waterstof en ammoniak

E.1 Inleiding

In discussies over de toekomstige elektriciteitsvoorziening wordt vaak gesproken over productietechnologieën: kerncentrales, gasturbines, STEG-eenheden, elektrolysers, batterijen en opslag. Minstens zo belangrijk is echter de vraag welke **brandstoffen of energiedragers** daarbij horen. Niet alleen de centrale of installatie bepaalt immers de robuustheid van het systeem, maar ook de beschikbaarheid, opslagbaarheid, transporteerbaarheid, herkomst, geopolitieke afhankelijkheid en inzetbaarheid van de onderliggende energiedrager.

Voor Nederland is dat vraagstuk extra belangrijk. Het land is sterk verweven met internationale energiestromen, heeft een grote havenfunctie, beschikt over aardgasinfrastructuur, maar kent tegelijk beperkte ruimte, een overbelast elektriciteitsnet en grote onzekerheid over de toekomstige omvang van de industrie. Bovendien zal het toekomstige energiesysteem waarschijnlijk bestaan uit een mix van duurzame productie, opslag, vraagsturing en regelbaar vermogen. Daardoor verschuift de rol van brandstoffen: zij zijn niet alleen meer relevant voor continue productie, maar juist ook voor **flexibele inzet op kritieke momenten**.

In deze bijlage worden vier brandstofroutes beschouwd die voor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening van belang kunnen zijn:

- nucleaire brandstof;
- LNG of aardgas;
- waterstof;
- ammoniak.

De vergelijking is niet bedoeld om een moreel of ideologisch oordeel te geven, maar om zichtbaar te maken hoe deze routes zich verhouden op de punten die voor systeembesluitvorming relevant zijn: leveringszekerheid, opslag, infrastructuur, flexibiliteit, kosten, afhankelijkheid en bestuurlijke beheersbaarheid.

E.2 Het beoordelingskader

Voor deze vergelijking zijn vooral zeven vragen van belang.

De eerste vraag is of de brandstof of energiedrager **fysiek goed beschikbaar** is of binnen redelijke termijn beschikbaar kan komen. Een theoretisch schone route die pas laat op schaal beschikbaar komt, helpt het systeem op korte en middellange termijn weinig.

De tweede vraag is of de brandstof **goed kan worden opgeslagen**. In een systeem met veel wind en zon is dat cruciaal. Brandstoffen die lokaal in reserve kunnen worden gehouden, bieden robuustheid in perioden van schaarste.

De derde vraag is welke **infrastructuur** nodig is. Sommige routes kunnen voortbouwen op bestaande leidingen, terminals en havens; andere vereisen geheel nieuwe ketens of vergaande aanpassing van installaties en netten.

De vierde vraag is hoe goed de brandstofroute past bij **flexibel gebruik**. In een systeem met veel duurzame productie is dat een kernpunt. Niet elke energiedrager of keten is economisch en operationeel even geschikt voor lage of wisselende gebruiksduur.

De vijfde vraag is hoe groot de **kostenonzekerheid** is. Het gaat dan niet alleen om huidige prijsniveaus, maar ook om de mate waarin toekomstige marktontwikkeling, internationale concurrentie, regelgeving en infrastructuur de uiteindelijke kosten beïnvloeden.

De zesde vraag is hoe groot de **geopolitieke en strategische afhankelijkheid** is. Importafhankelijkheid is op zichzelf geen doorslaggevend bezwaar, maar moet wel expliciet worden meegewogen.

De zevende vraag is of de route **bestuurlijk beheersbaar** is. Dat betekent: kan Nederland stapsgewijs handelen, later bijsturen, verschillende opties openhouden en fouten opvangen zonder direct in een pad met hoge lock-in terecht te komen.

E.3 Nucleaire brandstof

Nucleaire brandstof heeft als kenmerk dat zij een zeer hoge energiedichtheid heeft en gedurende lange tijd grote hoeveelheden elektriciteit mogelijk maakt met relatief geringe brandstofvolumes. In fysieke zin is de brandstofvoorziening daarom compact en goed planbaar. Voor een kerncentrale hoeft niet voortdurend een grote stroom aan brandstofbewegingen plaats te vinden zoals bij fossiele of chemische brandstoffen.

Daar staat tegenover dat nucleaire brandstof alleen bruikbaar is binnen een zeer specifieke en kapitaalintensieve productieketen. Zij is niet een losse brandstofoptie die breed inzetbaar is in verschillende typen centrales of toepassingen. De brandstofroute is onlosmakelijk verbonden met de bouw, vergunningverlening, exploitatie, beveiliging en afvalketen van nucleaire installaties. Daardoor is zij vanuit systeemperspectief weinig modulair en weinig bestuurlijk flexibel.

Voor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening betekent dit dat nucleaire brandstof niet moet worden beoordeeld als een eenvoudig beschikbare energiedrager, maar als onderdeel van een compleet systeem met lange voorbereidingstijd, hoge vaste lasten en sterke institutionele verankering. De fysieke brandstofvoorziening is weliswaar relatief robuust, maar de bestuurlijke en economische route eromheen is zwaar.

Een tweede punt is dat nucleaire brandstof geen oplossing biedt voor de behoefte aan **snelle en frequente systeemflexibiliteit**. De brandstof is geschikt voor langdurige elektriciteitsproductie, maar de bijbehorende installaties zijn economisch niet aantrekkelijk wanneer zij slechts beperkt of zeer wisselend draaien. Dat beperkt de geschiktheid voor een elektriciteitssysteem waarin juist de restvraag na wind en zon steeds grilliger wordt.

Nucleaire brandstof is daarmee vooral passend wanneer het systeem langdurig groot en stabiel continu vermogen verlangt. In een systeem waarin flexibiliteit, fasering en bestuurlijke aanpasbaarheid centraal staan, is zij minder passend.

E.4 LNG en aardgas

LNG en aardgas vormen voor Nederland de meest directe en operationeel volwassen brandstofroute voor flexibel thermisch vermogen. De infrastructuur voor aardgas is historisch sterk ontwikkeld, de kennisbasis is aanwezig, de internationale markt bestaat, en gasgestookte installaties kunnen relatief snel worden gebouwd en ingezet.

Voor de elektriciteitsvoorziening heeft aardgas drie grote voordelen. Ten eerste is het technisch en operationeel zeer geschikt voor regelbaar vermogen. Gasturbines en STEG-eenheden kunnen snel reageren, goed moduleren en in veel gevallen ook starten en stoppen met een frequentie die in een duurzaam gedomineerd systeem vereist is.

Ten tweede kent aardgas een relatief beheersbare projectomvang. Nieuwe installaties kunnen sneller en met minder investeringsrisico worden gerealiseerd dan kerncentrales. Daardoor kunnen zij beter worden afgestemd op de werkelijke ontwikkeling van de vraag.

Ten derde is LNG als importroute reeds in de praktijk beschikbaar. Daardoor is het geen toekomstbelofte, maar een inzetbare brandstofketen.

Daar staan ook nadelen tegenover. Aardgas en LNG blijven fossiele brandstoffen en brengen dus CO2-emissies met zich mee, tenzij die later worden afgevangen of gecompenseerd. Ook blijft Nederland in aanzienlijke mate afhankelijk van internationale gasmarkten en prijsschommelingen. De geopolitieke kwetsbaarheid van gas is de afgelopen jaren nadrukkelijk zichtbaar geworden.

Toch is aardgas vanuit systeemperspectief een sterke transitiebrandstof en mogelijk ook een robuuste brandstof voor beperkt draaiend back up. Zeker wanneer installaties niet vele duizenden uren per jaar draaien maar vooral beschikbaar moeten zijn voor kritieke perioden, kan de operationele en bestuurlijke eenvoud van gas zwaar wegen.

E.4a Lichte olie en andere vloeibare brandstoffen bij lage bedrijfstijd

Naast aardgas, LNG, waterstof en ammoniak verdient ook lichte olie of een andere vloeibare brandstof aandacht als optie voor gasturbines of STEG-eenheden met een lage jaarlijkse bedrijfstijd. In algemene energiediscussies wordt deze route vaak snel terzijde geschoven vanwege de hogere brandstofkosten en de CO2-uitstoot. Voor installaties die slechts beperkt draaien, ligt de afweging echter anders.

Wanneer een centrale vooral dient als piekvermogen, strategische reserve of back up voor langere perioden van lage productie uit wind en zon, wordt niet alleen de brandstofprijs relevant, maar vooral de vraag of de installatie op kritieke momenten betrouwbaar beschikbaar is. Juist dan heeft een vloeibare brandstof belangrijke voordelen. Zij kan lokaal worden opgeslagen, waardoor minder afhankelijkheid ontstaat van continue aanvoer via leidingen of internationale terminals. Dat vergroot de leveringszekerheid, vooral in situaties waarin meerdere landen gelijktijdig met schaarste kampen of waarin transportketens onder druk staan.

Een tweede voordeel is de eenvoud van de keten. Voor centrales met een lage bedrijfstijd kan het disproportioneel zijn om speciaal voor die beperkte inzet een nieuwe infrastructuur voor

waterstof of ammoniak op te bouwen. Een vloeibare brandstof met lokale opslag kan dan een bestuurlijk en operationeel eenvoudiger oplossing zijn. Ook bij gefaseerde ontwikkeling van thermisch vermogen kan dit aantrekkelijk zijn: eerst een centrale met robuuste, eenvoudig beschikbare brandstof, later eventueel omschakeling naar een andere route wanneer gebruiksduur, brandstofmarkt of beleid daartoe aanleiding geven.

Daar staat tegenover dat lichte olie duidelijk nadelen heeft. De CO2-uitstoot is hoog, ook de emissie van stikstofoxiden vraagt aandacht, en de route is maatschappelijk en beleidsmatig minder aantrekkelijk als structurele voorziening. Zij ligt daarom niet voor de hand als basis voor middenlast of grootschalige continue productie. Haar betekenis ligt vooral in situaties waarin de jaarlijkse bedrijfstijd laag is, maar de beschikbaarheid op kritieke momenten zwaar weegt.

Voor de Nederlandse systeembeschouwing betekent dit dat lichte olie niet moet worden gezien als voorkeursbrandstof voor het toekomstige systeem, maar wel als een reële reserveoptie voor laag draaiende gasturbines of andere strategische back up. Juist in een elektriciteitssysteem dat steeds sterker leunt op weersafhankelijke productie kan de mogelijkheid van lokale opslag en snelle inzet onder bijzondere omstandigheden een relevante robuustheidswaarde hebben.

E.5 Waterstof

Waterstof heeft in het toekomstige energiesysteem een bijzondere positie. Het is geen primaire energiebron, maar een energiedrager die uit andere energiebronnen moet worden gemaakt. Daardoor hangt de betekenis van waterstof sterk af van de vraag waar en hoe zij wordt geproduceerd, tegen welke kosten, met welke verliezen en voor welke toepassing.

Voor de elektriciteitsvoorziening is waterstof vooral relevant als brandstof voor regelbare centrales en als opslagmedium voor elektriciteit over langere perioden. Het grote voordeel is dat waterstof in principe CO2-arm kan zijn wanneer zij duurzaam wordt geproduceerd. Ook past zij goed in het beeld van een toekomstig systeem waarin overschotten van wind en zon worden omgezet in moleculen die later weer kunnen worden benut.

Daar staat tegenover dat de keten complex en kostbaar is. Elektriciteit omzetten in waterstof, opslaan, transporteren en later weer terugzetten in elektriciteit leidt tot aanzienlijke verliezen. Voor toepassingen waarin directe elektrificatie mogelijk is, is waterstof daarom vaak niet de eerste keuze. Voor regelbaar vermogen blijft zij echter relevant, juist omdat directe opslag op zeer grote schaal moeilijk en duur is.

De betekenis van waterstof voor Nederland wordt verder bepaald door beschikbaarheid en kostprijs. Binnenlandse productie via elektrolyse op basis van Noordzeewind lijkt aantrekkelijk in beleidsmatige termen, maar is economisch niet vanzelfsprekend. Wanneer elektrolysers in Nederland slechts circa 4000 uur per jaar rendabel kunnen draaien, terwijl in subtropische regio’s combinaties van zon en wind veel hogere bedrijfstijden mogelijk maken, komt de concurrentiekracht van binnenlandse productie onder druk te staan. Dan ontstaat de mogelijkheid dat ingevoerde waterstofdragers, met name ammoniak, economisch aantrekkelijker worden dan lokaal geproduceerde waterstof.

Voor elektriciteitscentrales is waterstof als brandstof dus potentieel waardevol, maar op korte termijn nog onzeker in kostprijs, schaal en logistieke beschikbaarheid. Dat maakt waterstof

geschikt als **toekomstoptie** en als route waarvoor installaties voorbereid kunnen worden, maar minder geschikt als enige zekere basis voor investeringsbesluiten op korte termijn.

E.6 Ammoniak

Ammoniak neemt een bijzondere positie in omdat zij zowel een handelsproduct als een energiedrager is. Zij kan relatief efficiënt over grote afstanden worden vervoerd, vloeibaar worden opgeslagen bij beheersbare condities en fungeren als drager van waterstof. Juist daardoor is ammoniak relevant in scenario's waarin duurzame energie in grote volumes wordt geproduceerd in regio's met zeer gunstige zon- en windcondities, en vervolgens per schip naar Europa wordt gebracht.

Voor Nederland heeft ammoniak drie potentiële voordelen. Ten eerste kan zij een importdrager zijn voor energie uit regio's waar de productie van duurzame moleculen veel goedkoper is dan in Noordwest-Europa. Ten tweede is vloeibare opslag relatief goed mogelijk, wat voor strategische voorraden en leveringszekerheid een voordeel is. Ten derde past ammoniak logistiek bij een havenland met grootschalige overslagervaring.

Daar staan belangrijke nadelen tegenover. Ammoniak is toxisch en stelt hoge eisen aan veiligheid, opslag, overslag en ruimtelijke inpassing. Ook moet zij voor veel toepassingen eerst worden terugvertaald naar waterstof of direct worden verbrand in installaties die daarvoor geschikt zijn. Beide routes vragen verdere technische ontwikkeling en investeringen.

Voor de elektriciteitsvoorziening is ammoniak vooral interessant als **energiedrager voor import en opslag**, niet als vanzelfsprekende eindbrandstof. In een systeem met flexibel thermisch vermogen kan ammoniak op termijn een rol spelen wanneer zij economisch gunstig beschikbaar komt en wanneer turbines, ketels of conversieroutes daarvoor voldoende ontwikkeld zijn.

De grote strategische waarde van ammoniak is dat zij de koppeling zichtbaar maakt tussen de Europese elektriciteitsmarkt en de wereldmarkt voor duurzame moleculen. Dat kan Nederland kansen bieden, maar vergroot ook de afhankelijkheid van internationale ketens en haveninfrastructuur.

E.7 Vergelijking op hoofdlijnen

Wanneer de vier brandstofroutes op hoofdlijnen worden vergeleken, ontstaat een duidelijk patroon.

Nucleaire brandstof scoort sterk op energiedichtheid en fysieke continuïteit, maar zwak op flexibiliteit, bestuurlijke aanpasbaarheid en beperkte projectzwaarte. Zij hoort bij een zwaar en langdurig investeringstraject.

LNG en aardgas scoren sterk op operationele inzetbaarheid, flexibiliteit, bestaande infrastructuur en bestuurlijke uitvoerbaarheid, maar zwakker op klimaatbelasting en geopolitieke prijsafhankelijkheid.

Waterstof scoort sterk als toekomstig CO2-arm regelbaar medium en als lange termijn optie voor een duurzaam systeem, maar zwak op huidige kostprijs, ketenverliezen en korte-termijnzekerheid.

Ammoniak scoort sterk als internationale energiedrager en opslagbare importmolecule, maar zwakker op veiligheid, conversiestappen en afhankelijkheid van nieuwe ketens en toepassingen.

Daaruit volgt dat deze brandstoffen niet alle vier dezelfde rol spelen. Zij zijn niet eenvoudig uitwisselbaar. Voor Nederland ligt eerder een **gelaagd beeld** voor de hand:

- aardgas/LNG als direct beschikbare en bestuurlijk beheersbare route voor flexibel vermogen;
- waterstof als toekomstige verduurzamingsroute voor datzelfde flexibele vermogen;
- ammoniak als mogelijke importdrager en opslagroute voor duurzame moleculen;
- nucleaire brandstof als aparte, zware route voor langdurig continu vermogen.

E.8 Brandstoffen en de Nederlandse onzekerheid

Juist onder Nederlandse omstandigheden moet niet alleen worden gekeken naar de theoretische kwaliteiten van brandstoffen, maar ook naar de bestuurlijke context. Nederland heeft te maken met onzekere vraaggroei, mogelijke krimp of verandering van de industrie, snelle groei van wind op zee, sterke afhankelijkheid van buitenlandse markten, ruimtelijke druk en een elektriciteitssysteem waarin batterijen veel korte flexibiliteit zullen overnemen.

In zo'n context is het onwenselijk om het systeem volledig op één brandstofverhaal te baseren. Een robuuste strategie houdt meerdere routes open en kiest vooral voor technologieën die later kunnen worden aangepast aan andere brandstoffen. Dat pleit sterk voor thermische installaties die in eerste instantie op aardgas of LNG kunnen draaien, maar technisch of ruimtelijk voorbereid zijn op waterstof of andere moleculaire brandstoffen.

Deze gedachte sluit aan bij de bredere conclusie van het hoofdrapport: niet de elegantie van één eindbeeld staat centraal, maar de bestuurlijke kwaliteit van een systeem dat onder onzekerheid overeind blijft.

E.9 Conclusie

De vergelijking van nucleaire brandstof, LNG, waterstof en ammoniak laat zien dat deze energiedragers elk een eigen logica hebben en niet vanuit één enkel criterium kunnen worden beoordeeld.

Voor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening is LNG of aardgas op korte en middellange termijn de meest directe en beheersbare route voor flexibel regelbaar vermogen. Waterstof is vooral relevant als toekomstige verduurzamingsroute, maar nog onzeker in prijs en beschikbaarheid. Ammoniak is strategisch belangrijk als mogelijke importdrager van duurzame energie, maar vraagt nog verdere ontwikkeling en brengt veiligheids- en ketenvraagstukken met zich mee. Nucleaire brandstof is geen losse brandstofkeuze, maar onderdeel van een zwaar, langdurig en weinig flexibel systeem voor continu vermogen.

Daarmee volgt uit deze bijlage niet dat één brandstof “de winnaar” is, maar dat Nederland gebaat is bij een **gefaseerde en open brandstofstrategie**. Een verstandige route is om flexibiliteit nu te organiseren met direct beschikbare moleculaire brandstoffen, terwijl installaties, infrastructuur en beleid zo worden ingericht dat later kan worden overgeschakeld naar schonere en duurzamere dragers zodra die werkelijk beschikbaar en betaalbaar zijn

Bijlage F – Risico's kernenergie

Aspect	Kernenergie	Effect op bestuurlijke en economische robuustheid
Kans op uitloop van bouwkosten	Hoog bij nieuwbouw, door technische complexiteit, zware kwaliteitsborging, beperkte leveranciersbasis, ontwerpwijzigingen tijdens de bouw en zwakke seriebouw	Groot risico op hogere kapitaallast en verslechtering van de businesscase.
Kans op uitloop van bouwtijd	Hoog, omdat vertragingen in vergunningen, ontwerp, supply chain, kwaliteitscontrole en bouwvolgorde zwaar doorwerken	Elke extra bouwjaar verhoogt rente tijdens de bouw en schuift opbrengsten verder naar achteren.
Mismatch door lange bouwtijd	Groot: tussen investeringsbesluit en ingebruikname kan het systeem sterk veranderen door vraagontwikkeling, opslag, netten, waterstof, beleid en industrie	Hogere kans dat de centrale bij oplevering niet meer optimaal past bij de werkelijke systeembehoefte.
Mismatch door lange levensduur	Groot: een kerncentrale veronderstelt decennia van voldoende benutting en passende systeemrol	Verhoogd lock-in risico; verkeerde inschattingen werken zeer lang door in kosten en systeeminrichting.
Flexibiliteit technisch	Beperkt tot matig: load-following is technisch mogelijk, maar kerncentrales zijn primair economisch het sterkst bij stabiel hoog gebruik	Minder geschikt als uitgesproken stop-starter of als puur midden last vermogen.
Flexibiliteit economisch	Zwak bij veel op- en afregelen: hoge vaste kosten vragen juist veel vollasturen	Bij inzet als middenlast of back-up verslechtert de kosteneconomie snel.
Economie bij basislastachtig gebruik	Relatief gunstiger, omdat hoge vaste kosten dan over veel geproduceerde MWh worden verdeeld	Alleen robuust als langdurig hoge benutting aannemelijk is.
Economie bij middenlastgebruik	Ongunstiger: dure kapitaalintensieve centrale maakt minder draaiuren	Slechte combinatie van hoge investering, lange bouwtijd en beperkte benutting.
Afhankelijkheid van export van overschotten	Kan de economie verbeteren, maar alleen als buurlanden op dat moment importvraag hebben	Onzeker voordeel in een verduurzamend West-Europa met deels samenlopende weersystemen en dus ook samenlopende overschotten en tekorten.
Gevoeligheid voor besluiten onder onzekerheid	Zeer hoog: men beslist nu over een installatie die pas laat beschikbaar komt en daarna zeer lang het systeem beïnvloedt	Bestuurlijk kwetsbaar in een periode van snelle verandering van techniek, vraagpatroon en beleid.

De kern: Kernenergie is economisch het meest logisch als stabiele bron met veel vollasturen, maar juist daardoor bestuurlijk kwetsbaar wanneer bouwtijd lang is, kosten kunnen uitlopen, de toekomstige systeemrol onzeker is en flexibiliteit steeds belangrijker wordt.

Bijlage H – Begrippenlijst

A

Ammoniak (NH3)
Een chemische stof die als grondstof, energiedrager en mogelijke importdrager voor waterstof kan dienen. Ammoniak is goed over grote afstanden te vervoeren en vloeibaar op te slaan, maar is toxisch en stelt hoge eisen aan veiligheid en infrastructuur.

Aanpasbaarheid
De mate waarin een energiesysteem, installatie of investeringstraject later nog kan worden aangepast aan veranderende omstandigheden, zoals vraagontwikkeling, brandstofprijzen, technologie of beleid.

B

Back up vermogen
Regelbaar productievermogen dat beschikbaar is voor perioden waarin wind, zon, opslag en vraagsturing onvoldoende zijn om aan de elektriciteitsvraag te voldoen.

Basislast
Het deel van de elektriciteitsvraag dat gedurende lange tijd relatief constant aanwezig is. In klassieke elektriciteitssystemen werd basislast vaak geleverd door grote centrales met hoge benuttingsgraad.

Batterijopslag
Opslag van elektriciteit in batterijen, vooral geschikt voor snelle reactie, netondersteuning en het opvangen van kortdurende onbalansen van minuten tot uren.

Bedrijfstijd
Het aantal uren per jaar dat een installatie daadwerkelijk in bedrijf is. Bij elektriciteitscentrales is dit van groot belang voor de economische haalbaarheid.

Bestuurlijke beheersbaarheid
De mate waarin een project, technologie of systeem beleidsmatig, financieel en organisatorisch goed te sturen, te corrigeren en te verantwoorden is.

Bestuurlijke robuustheid
De eigenschap van een beleidskeuze of systeemontwerp om ook onder veranderende omstandigheden verdedigbaar en werkbaar te blijven, zonder dat direct onomkeerbare schade of grote bestuurlijke problemen ontstaan.

Brandstofflexibiliteit
De mogelijkheid van een installatie of systeem om met verschillende brandstoffen te werken of later naar een andere brandstof over te schakelen.

C

CO2-arm
Een aanduiding voor productieroutes of brandstoffen die weinig koolstofdioxide uitstoten per eenheid geleverde energie. Dit begrip betekent niet automatisch emissievrij over de gehele keten.

Curtailment
Het bewust afregelen of afschakelen van duurzame productie, bijvoorbeeld van wind of zon, wanneer aanbod groter is dan vraag of wanneer netten of opslag tekortschieten.

D

Duurzame productie
Elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen zoals wind en zon, meestal met een sterk wisselend profiel in tijd.

Discontovoet
De rentevoet waarmee toekomstige kosten en baten naar een huidige waarde worden omgerekend. Bij kapitaalintensieve projecten zoals kernenergie heeft de discontovoet grote invloed op de economische uitkomst.

E

Elektrolyse
Het proces waarbij met behulp van elektriciteit water wordt gesplitst in waterstof en zuurstof. Elektrolyse kan dienen om duurzame elektriciteit om te zetten in een moleculaire energiedrager.

Elektrificatie
Het vervangen van directe inzet van fossiele brandstoffen door elektriciteit, bijvoorbeeld in mobiliteit, verwarming of industrie.

Energiedrager
Een stof of vorm waarin energie kan worden opgeslagen, vervoerd en gebruikt, zoals elektriciteit, waterstof, ammoniak of aardgas.

Energie-inhoud
De hoeveelheid energie die in een brandstof, batterij of opslagmedium is opgeslagen, meestal uitgedrukt in MWh, GWh, TWh of in chemische eenheden.

F

Fasering
Het stapsgewijs uitvoeren van investeringen of uitbreidingen, zodat later kan worden bijgestuurd op basis van nieuwe informatie of veranderde omstandigheden.

Flexibel vermogen
Productievermogen dat snel kan opregelen, afregelen, starten of stoppen om schommelingen in vraag en aanbod op te vangen.

Flexibiliteit
Het vermogen van een energiesysteem om variaties in vraag, aanbod of storingen op te vangen via opslag, regelbaar vermogen, vraagsturing of netmaatregelen.

G

Gasturbine (GT)
Een elektriciteitscentrale waarin een turbine direct wordt aangedreven door verbranding van gasvormige of soms vloeibare brandstof. Gasturbines zijn relatief snel te bouwen en goed geschikt voor flexibel bedrijf.

Gecombineerde cyclus
Een opstelling waarin een gasturbine wordt gecombineerd met een stoomcyclus die de warmte uit de uitlaatgassen benut. Dit verhoogt het rendement. In Nederland wordt dit meestal aangeduid als STEG.

Geopolitieke afhankelijkheid
Afhankelijkheid van buitenlandse staten, markten of transportketens voor de levering van brandstoffen, technologie of grondstoffen.

H

Hoge benuttingsgraad
Een situatie waarin een installatie een groot deel van het jaar in bedrijf is. Kapitaalintensieve centrales zijn economisch vaak afhankelijk van een hoge benuttingsgraad.

Hydrogen-ready
Een aanduiding voor installaties of infrastructuur die in de toekomst geheel of gedeeltelijk op waterstof kunnen worden aangepast.

Waterstof (H2)
Een energiedrager die kan worden geproduceerd uit water via elektrolyse of uit fossiele brandstoffen met aanvullende bewerking. Waterstof kan worden gebruikt als grondstof, brandstof of opslagmedium.

I

Infrastructuur
Het geheel van netten, leidingen, terminals, opslaglocaties, transformatoren en andere fysieke voorzieningen die nodig zijn voor productie, transport, opslag en gebruik van energie.

Investeringsrisico
Het risico dat een investering duurder uitvalt, later gereed komt, minder wordt benut of economisch slechter presteert dan vooraf voorzien.

J

Jaarvraag
De totale hoeveelheid elektriciteit die in een jaar wordt gevraagd, meestal uitgedrukt in TWh per jaar.

K

Kernenergie
Elektriciteitsproductie op basis van kernsplijting. Kernenergie is zeer kapitaalintensief, kent lange bouwtijden en levert vooral economisch voordeel bij hoge en stabiele benutting.

Kritieke periode
Een periode waarin de spanning op het elektriciteitssysteem hoog is, bijvoorbeeld door hoge vraag, lage productie uit wind en zon, beperkte opslag en beperkte importmogelijkheden.

L

LNG (Liquefied Natural Gas)
Aardgas dat voor transport vloeibaar is gemaakt door sterke koeling. LNG maakt wereldwijde gasaanvoer mogelijk buiten pijpleidingen om.

Load following
Het aanpassen van het vermogen van een centrale aan de veranderende vraag. In klassieke systemen gaat het vaak om variatie tussen basislast en pieklast; in duurzame systemen is de resterende vraag na wind en zon bepalend.

Lock-in
Een situatie waarin een eenmaal gemaakte keuze of investering zo bepalend wordt dat latere correctie moeilijk, kostbaar of bestuurlijk onaantrekkelijk wordt.

Lichte olie
Een vloeibare brandstof die in bepaalde gasturbines of andere piekinstallaties kan worden gebruikt. Vooral relevant bij lage bedrijfstijd en behoefte aan lokale opslag van reservebrandstof.

M

Middenlast
Het deel van de elektriciteitsvraag dat minder constant is dan basislast, maar vaker voorkomt dan piekvraag. In een duurzaam systeem verandert de klassieke betekenis van middenlast sterk.

Mismatch
Een situatie waarin een technologie, investering of systeemontwerp slecht aansluit op de feitelijke vraag, het gebruiksprofiel of de latere systeemontwikkeling.

Moleculaire brandstof
Een brandstof in chemische vorm, zoals aardgas, waterstof, ammoniak of olie, als onderscheid ten opzichte van direct gebruik van elektriciteit.

N

Nationale robuustheid
De eigenschap van het Nederlandse energiesysteem om ook bij tegenvallende import, ongunstige weersomstandigheden of afwijkende vraagontwikkeling betrouwbaar te blijven functioneren.

Nucleaire brandstof
Brandstof voor kerncentrales, meestal op basis van verrijkt uranium. De brandstof zelf is compact en energierijk, maar de totale keten is sterk institutioneel en technologisch gespecialiseerd.

O

Onbalans
Het verschil tussen productie en vraag van elektriciteit op een bepaald moment. Onbalans moet steeds direct worden gecorrigeerd om het net stabiel te houden.

Opslag
Het tijdelijk vasthouden van energie om die later beschikbaar te maken. Opslag kan plaatsvinden in batterijen, waterstof, warmtebuffers of andere systemen.

Overschot
Een situatie waarin op een bepaald moment meer elektriciteit wordt geproduceerd dan gevraagd of verwerkt kan worden.

P

Piekbelasting
De hoogste elektriciteitsvraag in een bepaalde periode, bijvoorbeeld per dag, jaar of tijdens een extreem weergebeuren.

Piekvermogen
Vermogen dat beschikbaar is om juist tijdens korte of onregelmatige hoge vraagmomenten elektriciteit te leveren.

Profielvraag
De vorm van de elektriciteitsvraag over de tijd, bijvoorbeeld per uur, dag, week of seizoen.

R

Regelbaar vermogen
Productievermogen dat op afroep beschikbaar is en kan worden aangepast aan de actuele behoefte van het systeem.

Residuele vraag
De elektriciteitsvraag die overblijft nadat de productie uit wind en zon van de totale vraag is

afgetrokken. Deze residuele vraag bepaalt in hoge mate de behoefte aan opslag en regelbaar vermogen.

Reservebrandstof
Brandstof die lokaal of strategisch beschikbaar wordt gehouden voor noodsituaties, piekperioden of langdurige schaarste.

Robuustheid
De mate waarin een systeem, plan of keuze goed blijft functioneren onder uiteenlopende en tegenvallende omstandigheden.

S

Seizoens verschil
Het verschil in energievraag en/of productie tussen seizoenen, met name tussen zomer en winter. Dit speelt een grote rol in systemen met veel zon en warmtevraag.

STEG
Afkorting van stoom- en gasturbinecentrale. Een centrale waarin een gasturbine en een stoomturbine gecombineerd worden om een hoger rendement te bereiken dan met een losse gasturbine.

Stuurbare vraag
Elektriciteitsvraag die in tijd kan worden verschoven of aangepast zonder groot verlies aan functie of comfort.

Systeemdoel
De centrale functionele opgave waarvoor het energiesysteem wordt ontworpen, bijvoorbeeld robuustheid, leveringszekerheid, betaalbaarheid of flexibiliteit.

Systeemkosten
De totale kosten van het energiesysteem, inclusief productie, netten, opslag, flexibiliteit, reservecapaciteit en verliezen. Dit is breder dan alleen de kostprijs van één technologie.

T

Tekortperiode
Een periode waarin vraag en benodigde reserves groter zijn dan het direct beschikbare aanbod uit duurzame productie, opslag en import.

Thermisch vermogen
Elektriciteitsproductie op basis van warmteprocessen, meestal met verbranding van brandstof of via kernsplijting.

Transitiebrandstof
Een brandstof die niet als definitieve eindsituatie wordt gezien, maar tijdelijk of overbruggend wordt ingezet in de overgang naar een ander energiesysteem.

U

Uitloop van kosten
Het verschijnsel dat de werkelijke investeringskosten hoger worden dan vooraf geraamd.

Uitloop van tijd
Het verschijnsel dat bouw of ingebruikname later plaatsvindt dan gepland.

V

Vraagbeeld
Een samenhangend scenario van de toekomstige elektriciteitsvraag, inclusief omvang, profiel, sectorale samenstelling en flexibiliteit.

Vraagprofiel
De verdeling van elektriciteitsvraag over de tijd, bijvoorbeeld per uur, dag, week en seizoen.

Vraagsturing
Het actief beïnvloeden van het tijdstip of niveau van elektriciteitsgebruik om het systeem beter te laten functioneren.

Vollasturen
Het aantal uren per jaar dat een installatie op vol vermogen zou moeten draaien om dezelfde jaarproductie te bereiken als feitelijk is geleverd.

W

Weerjaar
Een gebruikt klimaatreferentiejaar waarmee de invloed van temperatuur, zoninstraling en windsnelheid op vraag en aanbod wordt geanalyseerd.

Windarme periode
Een periode met weinig windproductie, vaak van groot belang voor de leveringszekerheid in een systeem met veel windenergie.

Z

Zon-PV
Elektriciteitsproductie uit zonlicht met behulp van fotovoltaïsche panelen.

Zomer-winterverschil
Het structurele verschil tussen productie en vraag in zomer en winter, bijvoorbeeld door hoge zonnestroom in de zomer en hogere warmtevraag in de winter.

Bijlage I – Eigen systeemstudies en bestuurlijke reflecties

I.1 Inleiding

Naast openbare bronnen, systeemstudies en beleidsdocumenten is dit rapport mede gebaseerd op eigen analyses en reflecties van de auteur. Deze eigen bijdragen hebben twee functies.

De eerste functie is technisch-analytisch. Met behulp van een zelf opgebouwd rekenmodel is op uurbasis onderzocht hoe kernvermogen, duurzame opwek, opslag en flexibel thermisch vermogen zich tot elkaar verhouden in een Nederlands elektriciteitssysteem met hoge aandelen wind en zon. Daarbij is niet alleen gekeken naar jaarproductie, maar vooral naar benuttingsgraad, regelbaarheid, aantal starts, minimale belasting en de ruimte die in de tijd daadwerkelijk resteert voor kernenergie. De auteur beschrijft in zijn studie expliciet dat een Excel-model is gebouwd voor de uurlijkse optimale inzet van elektriciteitsproductiemiddelen op basis van historische vraagpatronen en historische productiepatronen van wind op zee, wind op land en zon.

De tweede functie is bestuurlijk-reflectief. Naast de systeemanalyse bevat het eigen werk ook een beschouwing over besluitvorming, uitstelgedrag en de neiging van bestuur en politiek om moeilijke keuzes voor zich uit te schuiven wanneer onzekerheid groot is. In de aangeleverde reflectietekst wordt dit benoemd als een vorm van verlammende besluiteloosheid, waarbij veel factoren tegelijk spelen en geen duidelijke keuze wordt gemaakt.

Deze bijlage brengt beide lijnen samen: de inhoudelijke uitkomsten van de eigen systeemstudies én de bestuurlijke lessen die daaruit volgen.

I.2 Karakter van de eigen systeemstudies

De kern van de eigen studies is dat niet wordt volstaan met een jaargemiddelde benadering, maar dat het elektriciteitssysteem chronologisch wordt doorgerekend. Daarmee wordt zichtbaar wat in veel globale analyses onvoldoende naar voren komt: niet alleen de jaarbalans telt, maar vooral de volgorde, duur en frequentie van overschotten en tekorten.

De auteur vertrekt daarbij vanuit de constatering dat kerncentrales historisch zijn ontworpen voor continu bedrijf, terwijl een toekomstig Nederlands systeem juist sterk wordt beïnvloed door duurzame productie met marginale kosten van nul. Daardoor schuift de inzetvolgorde op: duurzame productie wordt het eerst benut en kernenergie moet zich inpassen in de resterende ruimte. In de studie wordt dit expliciet beschreven: duurzame opwek komt onderaan in de inzetvolgorde te staan, met kernenergie daarachter, wat direct gevolgen heeft voor de benutting en de kostprijs van kerncentrales.

Daarmee verschuift ook de technische vraag. Niet langer staat alleen centraal of kernenergie veel CO2-arme elektriciteit kan produceren, maar vooral of kerncentrales passen in een systeem waarin zij steeds vaker moeten terug regelen, op lage last draaien of zelfs herhaaldelijk moeten starten en stoppen.

I.3 Eigen bevindingen over kernenergie in een duurzaam systeem

Een centrale uitkomst van de eigen studies is dat de economische en operationele positie van kernenergie snel verslechtert naarmate het aandeel wind en zon toeneemt. De auteur stelt dat

bij 70% duurzame opwek de restproductie uit kernenergie impliceert dat kernenergie een aanzienlijk deel van de tijd wordt weggedrukt door duurzame productie, soms slechts enkele uren, maar mogelijk ook gedurende een hele week.

Daaruit volgen volgens de studie vier wezenlijke problemen.

In de eerste plaats daalt de benuttingsgraad. De hoge investeringskosten van kernenergie moeten dan worden terugverdiend over minder geproduceerde kWh, waardoor de kostprijs per eenheid stijgt. De auteur noemt expliciet dat bij een systeem waarin de andere helft van de tijd ruimte resteert voor nucleair vermogen, een capaciteitsfactor van circa 50% ontstaat, wat neerkomt op een forse verhoging van de kosten per geproduceerde kWh.

In de tweede plaats nemen de flexibiliteitseisen sterk toe. In het document wordt genoemd dat veranderde inzet van kernvermogen lage minimale belasting, snel regelen tussen minimum en maximum, korte start- en stoptijden, korte minimale op- en af-tijden, lage startkosten en circa 100 starts per jaar zou vragen. Daarmee wordt kernenergie beoordeeld op een inzetprofiel dat sterk afwijkt van de klassieke basislastrol waarvoor centrales historisch zijn ontworpen.

In de derde plaats ontstaat een spanning tussen kernenergie en duurzame productie. De auteur wijst erop dat iedere technische of operationele beperking van kerncentrales in de praktijk leidt tot het verdringen van duurzaam vermogen. Andersom leidt blijvende productie van kerncentrales tijdens overschotten tot extra druk op het systeem en tot verdere prijsdruk voor duurzame opwek. In de studie wordt dat beeldend beschreven als “een olifant die gaat dansen met een balletdanseres”.

In de vierde plaats wordt latere ingebruikname dubbel nadelig. Vertraging van besluitvorming en bouw leidt niet alleen tot hogere investeringskosten, maar ook tot een systeem waarin de ruimte voor kernenergie inmiddels verder is afgenomen door de groei van duurzaam, batterijen, elektrolysers en alternatieve moleculaire brandstoffen. De auteur noemt in dit verband expliciet onzekerheid over markt, regelgeving, opslag, ammoniak, waterstof en veranderende vraagontwikkeling.

I.4 Regelbaarheid, stop-startbedrijf en dispatch

Een belangrijk eigen accent in de studies is dat niet wordt volstaan met de algemene term “load following”, maar dat wordt gekeken naar het veel zwaardere profiel dat in een sterk verduurzaamd systeem ontstaat. De kern van dat inzicht is dat de resterende vraag na wind en zon niet alleen op en neer beweegt binnen een dag, maar ook kan leiden tot herhaalde stop-startcycli, meerdaagse onderbrekingen en lange perioden van lage belasting.

De auteur werkt dit uit met een voorbeeldberekening voor 3000 MWe kernvermogen in een systeem met 70% duurzame productie, waarbij in de eerste twee weken van het jaar al meerdere stop-starts en aanzienlijke regelbewegingen zichtbaar worden. Vervolgens wordt aangegeven dat bij toenemende duurzame productie de capaciteitsfactor daalt en het aantal starts stijgt tot ongeveer twee per week. Ook wordt de tweede tranch kernvermogen marginaal beoordeeld, waarbij de benutting bij verdere verduurzaming nog verder terugloopt.

Deze benadering is van belang omdat zij zichtbaar maakt dat de relevante vraag voor Nederland niet alleen is of moderne kerncentrales technisch enige vorm van load following

aankunnen, maar of zij economisch en operationeel passen bij een systeem waarin veel vaker, dieper en onregelmatiger moet worden gereageerd dan in klassieke vraagvolgende systemen.

I.5 Opslag en flexibel thermisch vermogen als alternatief

De eigen studies bevatten ook een duidelijke vergelijking met grootschalige opslag en met flexibel thermisch vermogen. Een centrale gedachte daarin is dat echte grootschalige energieopslag kernenergie in functionele zin overbodig kan maken, mits die opslag gecombineerd wordt met voldoende flexibel regelbaar vermogen. De auteur noemt daarbij expliciet de route van ammoniak, waterstof, gasopslag en H2-STEG-eenheden, en stelt dat deze eenheden bewezen flexibiliteit hebben om goed in een duurzaam systeem te worden ingepast.

Verder laat de studie zien dat in een configuratie met grote opslagvolumes en een combinatie van STEG's en gasturbines hoge aantallen starts per jaar mogelijk zijn. Dat is precies het soort operationeel gedrag dat veel beter aansluit bij een duurzaam gedomineerd systeem dan het profiel van een kapitaalintensieve kerncentrale.

Deze eigen analyse ondersteunt daarmee de bredere hoofdconclusie van het rapport: wanneer de systeemeis verschuift van continue bulkproductie naar flexibele back up tijdens tekorten, komt een gefaseerde thermische route logischer naar voren dan een nieuwe, zware nucleaire basis.

I.6 Eigen economische beoordeling

De eigen documenten leggen sterk de nadruk op kostenbeheersing en risico. Kernenergie wordt daarin niet alleen gezien als een technologie met hoge investeringskosten, maar vooral als een technologie waarvan de baten in een veranderend systeem onzeker worden.

De auteur noemt onder meer:

- lage bedrijfstijd;
- vele stop-starts;
- veel uren op lage belasting;
- hoge bouwkosten en sluitingskosten;
- steeds lagere inzet bij latere oplevering;
- kosten van netaansluiting, koelwater, bouwgrond en tijdelijke bouwvoorzieningen;
- en conflicten met omliggende industrie en ammoniakfaciliteiten.

De kracht van deze redenering is dat zij niet alleen naar de nominale productiekosten kijkt, maar naar de vraag of een grote investering nog past wanneer de marktomstandigheden, de vraagontwikkeling en de systeeminrichting tijdens de lange bouwtijd veranderen. Daarmee verschuift de analyse van een zuiver technische vergelijking naar een vraag van investeringsrobuustheid.

I.7 Bestuurlijke reflectie: uitstel, schijnzekerheid en moeilijke keuzes

Naast de technische systeemstudie bevat het eigen werk ook een bestuurlijke reflectie op de manier waarop besluiten onder onzekerheid vaak vastlopen. In de aangeleverde tekst wordt

dit omschreven als verlammende besluiteloosheid: een toestand waarin veel factoren tegelijk spelen, de consequenties groot zijn en de besluitvormer daardoor geen duidelijke keuze maakt, de beslissing uitstelt of deze aan anderen overlaat.

Deze reflectie is direct relevant voor de energiediscussie. Juist bij kernenergie, grootschalige opslag, brandstofkeuzes en de toekomst van de industrie zijn de onzekerheden groot. Daardoor ontstaat het risico dat politiek en bestuur blijven hangen tussen wensen, vergezichten en halve maatregelen. De tekst noemt in dat verband ook het doorschuiven van moeilijke besluiten naar volgende kabinetten, het vluchten in valse beloftes en het uitstellen van keuzes totdat de problemen groter worden.

De bestuurlijke les die hieruit volgt is dat onzekerheid geen reden mag zijn om besluitvorming te vermijden. Integendeel: juist bij hoge onzekerheid is het nodig om expliciet te maken welke risico's aan elke route kleven, welke keuzes nog corrigeerbaar zijn en welke investeringen een te zware lock-in veroorzaken.

I.8 Van technische analyse naar bestuurlijke les

Wanneer de technische en bestuurlijke lijn samen worden genomen, ontstaat een helder beeld.

De technische analyse laat zien dat kernenergie in een systeem met veel wind en zon operationeel en economisch onder druk komt te staan. Niet alleen door de hoge vaste kosten, maar vooral door de combinatie van lagere benuttingsgraad, hogere flexibiliteitseisen, concurrentie met duurzame productie en onzekerheid over de toekomstige vraag.

De bestuurlijke reflectie laat zien waarom desondanks toch vaak naar kernenergie wordt gegrepen: grote, zichtbare oplossingen geven schijnzekerheid in een complexe situatie. Zij lijken daadkrachtig, maar kunnen bestuurlijk juist een vorm van uitstel zijn wanneer de achterliggende systeemvraag niet expliciet wordt opgelost.

De kern van de bestuurlijke les is daarom dat Nederland niet moet redeneren vanuit technologische symbolen, maar vanuit robuuste systeemeisen. Dat betekent:

- expliciet erkennen welke onzekerheden bestaan;
- investeringen faseren waar mogelijk;
- kiezen voor opties die later kunnen worden aangepast;
- en vermijden dat langdurige, kapitaalintensieve projecten de beleidsruimte vroegtijdig vastleggen.

I.9 Betekenis voor dit rapport

De eigen systeemstudies en reflecties hebben dit rapport op drie manieren versterkt.

Ten eerste hebben zij geholpen om de aandacht te verleggen van jaargemiddelden naar chronologische systeemanalyse. Daardoor zijn benuttingsgraad, starts, overschotten en tekorten explicieter in beeld gekomen.

Ten tweede hebben zij verduidelijkt dat de vergelijking tussen kernenergie en flexibel thermisch vermogen niet alleen technisch of ideologisch is, maar vooral afhangt van de aard van de resterende systeemeis.

Ten derde hebben zij een bestuurlijke laag toegevoegd: de erkenning dat goede energiebesluiten niet alleen vragen om techniek en economie, maar ook om de moed om onder onzekerheid expliciete keuzes te maken.

I.10 Conclusie

De eigen systeemstudies van de auteur laten zien dat kernenergie in een sterk verduurzaamd Nederlands elektriciteitssysteem niet vanzelfsprekend een robuuste oplossing is. Naarmate het aandeel wind en zon stijgt, nemen benuttingsproblemen, flexibiliteitseisen en economische risico's toe. Tegelijk wijzen de studies erop dat opslag en flexibel thermisch vermogen, met name in combinatie met moleculaire brandstoffen, beter aansluiten op een systeem waarin de resterende opgave vooral bestaat uit het opvangen van tekorten en het leveren van strategische flexibiliteit.

De bestuurlijke reflecties vullen dit aan met een tweede inzicht: grote onzekerheid leidt gemakkelijk tot uitstel, schijnzekerheid en het doorschuiven van moeilijke besluiten. Juist daarom is het noodzakelijk om systeemkeuzes expliciet te toetsen op bestuurlijke robuustheid, corrigeerbaarheid en risico op lock-in.

Daarmee vormt deze bijlage geen los persoonlijk commentaar, maar een wezenlijk onderdeel van de onderbouwing van dit rapport: de combinatie van technische doorrekening en bestuurlijke reflectie maakt zichtbaar waarom een robuust Nederlands energiesysteem vooral vraagt om flexibiliteit, fasering en nuchtere besluitvorming onder onzekerheid.

Bijlage J – Literatuuropgave

1. Systeemstudies, energietransitie en flexibiliteit

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Working Group III, Chapter 6: Energy Systems.* Geneva: IPCC, 2022.
Belang voor dit rapport: gezaghebbende synthese over elektriciteitssystemen, flexibiliteit, elektrificatie, opslag en de integratie van variabele hernieuwbare bronnen.

International Energy Agency (IEA). *Electricity 2025 – Analysis.* Paris: IEA, 2025.
Belang voor dit rapport: actuele context over de ontwikkeling van elektriciteitsvraag, opwek, nucleaire productie en de rol van duurzame bronnen in elektriciteitssystemen.

TNO. *Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland.* Den Haag: TNO, 2022.
Belang voor dit rapport: systeembenadering voor Nederland, met aandacht voor systeemkosten, energiedragers, infrastructuur en de samenhang tussen elektriciteit, moleculen en vraagsectoren.

Planbureau voor de Leefomgeving (PBL). *Naar een schone economie in 2050: routes verkend.* Den Haag: PBL, 2011.
Belang voor dit rapport: vroege maar nog steeds relevante systeembeschouwing over energieroutes, infrastructuur en lange termijn keuzes voor Nederland.

2. Kernenergie: kosten, bouwrisico en financiering

OECD Nuclear Energy Agency (NEA). *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders.* Paris: OECD/NEA, 2020.
Belang voor dit rapport: diepgaande analyse van waarom nieuwbouw van kerncentrales duur is, waarom kosten uitlopen en welke rol standaardisatie, leereffecten, governance en risicotoedeling spelen. Dit is voor uw vraag een kernbron.

OECD Nuclear Energy Agency (NEA). *Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management.* Paris: OECD/NEA, 2015.
Belang voor dit rapport: behandelt projectbeheersing, financieringsstructuren, bouwrisico's en oorzaken van vertraging en kostenoverschrijding bij nucleaire nieuwbouw.

OECD Nuclear Energy Agency (NEA). *Current Challenges and Opportunities for Financing Nuclear New Build.* Paris: OECD/NEA, 2024.
Belang voor dit rapport: actuele analyse van investeringsproblemen, marktrisico's en de invloed van recente kostenoverschrijdingen op de financierbaarheid van nieuwe kerncentrales.

TNO. *Systeemkostenanalyse kernenergie.* Den Haag: TNO, 2025.
Belang voor dit rapport: specifiek Nederlandse studie naar de vraag of opname van kernenergie de systeemkosten verlaagt of verhoogt ten opzichte van alternatieve configuraties.

3. Kostenvergelijking, systeemkosten en investeringscontext

International Energy Agency (IEA). *World Energy Investment 2025.* Paris: IEA, 2025.
Belang voor dit rapport: actuele context over investeringsstromen in elektriciteit, netten, opslag en brandstoffen; nuttig voor het bredere kader van kapitaalintensieve versus gefaseerde investeringen.

International Energy Agency (IEA). *Breakthrough Agenda Report 2025 – Power*. Paris: IEA, 2025.
Belang voor dit rapport: actuele kostentrends van nieuwe opwekopties, waaronder de positie van wind en zon in vergelijking met andere nieuwe productievormen.

Planbureau voor de Leefomgeving (PBL). *Analyse van het voorstel voor hoofdlijnen van het Klimaatakkoord.* Den Haag: PBL, 2018.
Belang voor dit rapport: relevant voor systeemkosten, kostenverdeling, interacties tussen sectoren en het onderscheid tussen directe kosten en bredere systeemeffecten.

4. Vraagontwikkeling, elektrificatie en systeemprofielen

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Working Group III, Chapter 6: Energy Systems.* Geneva: IPCC, 2022.
Aanvullend belang voor dit rapport: onderbouwt dat elektrificatie van warmte, mobiliteit en industrie niet alleen de jaarvraag beïnvloedt, maar ook de uurprofielen en flexibiliteitsbehoefte van het systeem.

TNO. *Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland.* Den Haag: TNO, 2022.
Aanvullend belang voor dit rapport: bruikbaar voor de koppeling tussen vraaggroei, waterstof, import, infrastructuur en nationale systeemrobuustheid.

International Energy Agency (IEA). *Electricity 2025 – Analysis.* Paris: IEA, 2025.
Aanvullend belang voor dit rapport: actuele referentie voor de ontwikkeling van elektriciteitsverbruik en de veranderende productiemix.

5. Nederland: beleidscontext en systeemperspectief

TNO. *Systeemkostenanalyse kernenergie.* Den Haag: TNO, 2025.
Belang voor dit rapport: directe Nederlandse relevantie voor de discussie kernenergie versus alternatieve routes binnen het nationale energiesysteem.

TNO. *Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland.* Den Haag: TNO, 2022.
Belang voor dit rapport: brede Nederlandse systeemstudie met aandacht voor energiedragers, import, opslag en infrastructuur.

PBL. *Naar een schone economie in 2050: routes verkend.* Den Haag: PBL, 2011.
Belang voor dit rapport: langetermijnperspectief op Nederlandse energieroutes en structurele onzekerheden.

6. Eigen studies van de auteur

Compter, H. *Kerncentrales in Nederland.* Eigen systeemstudie, niet gepubliceerd. Belang voor dit rapport: chronologische analyse van de inzet van kernvermogen in een Nederlands systeem met hoge aandelen wind en zon, inclusief benuttingsgraad, regelbaarheid, starts en systeeminpassing.

Compter, H. *Analyse opwek kerncentrale.* Eigen reflectiestudie, niet gepubliceerd. Belang voor dit rapport: bestuurlijke reflectie op besluitvorming onder onzekerheid, uitstelgedrag en de neiging om moeilijke systeemkeuzes voor zich uit te schuiven.

Bijlage K – Beslissingsparameters kernenergie versus STEG

K.1 Inleiding

De keuze tussen kernenergie en flexibel thermisch vermogen (zoals STEG of gasturbines) wordt bepaald door een groot aantal technische, economische en bestuurlijke parameters. In het publieke debat worden deze factoren vaak afzonderlijk besproken. Voor een systeemkeuze is echter een integrale beoordeling nodig.

In deze bijlage worden de belangrijkste parameters samengebracht. Per parameter worden drie elementen aangegeven:

- **belang** voor de systeemkeuze
- **bandbreedte** van realistische waarden
- **effect** op de relatieve positie van kernenergie en STEG

De weging is indicatief en bedoeld om zichtbaar te maken welke factoren het zwaarst doorwerken in de systeemkeuze.

K.2 Hoofdparameters

Parameter	Belang (1–5)	Bandbreedte	Effect op keuze
Bouwtijd	5	3–4 jaar (STEG) / 10–15 jaar (kernenergie)	Lange bouwtijd vergroot mismatch en systeemrisico voor kernenergie
Investeringskosten	5	€0,8–1,2 mld/GW (STEG) / €8–12 mld/GW (kernenergie)	Hoge investering maakt kernenergie kwetsbaar
Kostenuitloop	5	10–30% (STEG) / 50–200% (kernenergie)	Groot risico bij kernenergie
Levensduur	3	25–30 jaar (STEG) / 60–80 jaar (kernenergie)	Lang voordeel kernenergie maar verhoogt lock-in
Benuttingsgraad (CF)	5	5–40% (STEG) / 30–90% (kernenergie)	Lage CF schaadt kernenergie sterk
Regelbaarheid	5	start in minuten (GT/STEG) / uren-dagen (kernenergie)	Flexibiliteit sterk voordeel STEG
Aantal starts per jaar	4	50–150	Problematisch voor kernenergie
Minimale belasting	4	20–40% (STEG) / 50–70% (kernenergie)	Beperkt flexibiliteit kernenergie

K.3 Systeemparameters

Parameter	Belang	Bandbreedte	Effect
Aandeel wind/zon	5	40–90% van productie	Hoog aandeel bevoordeelt flexibel vermogen
Batterijopslag	4	5–40 GWh	Vermindert korte flexibiliteitsvraag
Lange opslag	3	zeer beperkt tot duur	Beïnvloedt rol thermisch vermogen

Parameter	Belang	Bandbreedte	Effect
Restvraag variatie	5	uren tot weken	Vereist flexibel vermogen
Import/export	3	5–25 GW	Onzekerheid maakt nationale flexibiliteit belangrijk
Netcongestie	4	hoog in NL	Flexibele centrales beter inzetbaar

K.4 Brandstofparameters

Parameter	Belang	Bandbreedte	Effect
Uranium prijs	2	relatief stabiel	kleine invloed op kernenergie
LNG prijs	3	sterk variabel	beïnvloedt STEG kosten
H_2 beschikbaarheid	3	onzeker	bepaalt lange termijn rol STEG
NH_3 import	3	potentieel groot	kan STEG voeden
Vloeibare brandstof	2	duur per MWh	geschikt bij lage bedrijfstijd

K.5 Economische parameters

Parameter	Belang	Bandbreedte	Effect
Kapitaalkosten	5	rente 4–10%	zeer belangrijk voor kernenergie
Brandstofkosten	3	sterk variabel	belangrijker voor STEG
Capaciteitsfactor	5	20–90%	bepalend voor kernenergie
CO_2 prijs	3	€50–150/t	beïnvloedt fossiele brandstof
Marktprijs elektriciteit	4	volatiel	lage CF problematisch voor kernenergie

K.6 Bestuurlijke parameters

Parameter	Belang	Bandbreedte	Effect
Vergunningduur	4	5–15 jaar	nadeel kernenergie
Politieke stabiliteit	3	onzeker	risico voor lange projecten
Maatschappelijk draagvlak	3	variabel	kernenergie gevoeliger
Veiligheidsregime	4	zeer zwaar	verhoogt kosten kernenergie
Stikstof/ruimte	3	beperkt in NL	kan projecten vertragen

K.7 Samenvattende weging

Wanneer de parameters worden gewogen naar hun systeemimpact ontstaat het volgende beeld.

Kernenergie scoort sterk op

- CO_2-arme productie
- continue productie
- lage variabele kosten

STEG scoort sterk op

- flexibiliteit
- lage investeringsrisico’s
- korte bouwtijd

- bestuurlijke optionaliteit
- aanpasbaarheid aan brandstoffen

In een elektriciteitssysteem met:

- veel wind en zon
- toenemende opslag
- sterk variabele restvraag
- grote onzekerheid over vraagontwikkeling

krijgen flexibiliteit, korte bouwtijd en robuustheid van de investering een zwaarder gewicht dan maximale continue productie. Dat verschuift de systeempreferentie richting flexibel thermisch vermogen.

K.8 Conclusie

De keuze tussen kernenergie en STEG wordt niet bepaald door één parameter, maar door de combinatie van:

- systeemeisen
- investeringsrisico
- flexibiliteit
- bestuurlijke robuustheid.

Wanneer de onzekerheden in vraagontwikkeling, industrie, opslag en internationale handel worden meegenomen, blijkt dat parameters die **optionaliteit en flexibiliteit** bevorderen zwaarder wegen dan parameters die alleen **maximale continue productie** ondersteunen.

Daarom past flexibel thermisch vermogen in de huidige Nederlandse context beter als regelbare ruggengraat van het systeem dan grootschalige kernenergie.

Bestuurdersmatrix – keuze kernenergie versus STEG

Interpretatie

- Score: 1 = zwak / ongunstig
- Score: 5 = sterk / gunstig
- Gewicht: belang voor het systeem (1–5)

Parameter	Gewicht	Kernenergie	STEG	Toelichting
Bouwtijd	5	1	5	Kerncentrales 10–15 jaar, STEG 3–4 jaar
Investeringsrisico	5	1	4	Kernenergie grote kostenuitloop
Investeringsbedrag	5	1	4	Kerncentrales kapitaalintensief
Flexibiliteit	5	2	5	STEG snel regelbaar
Start-stop gedrag	4	2	5	STEG geschikt voor veel starts
Minimale belasting	4	2	4	Kernenergie beperkt regelbaar

Parameter	Gewicht	Kernenergie	STEG	Toelichting
Benuttingsgraad bij veel duurzaam	5	2	4	Kernenergie verliest productie
Brandstofzekerheid	3	4	3	Uranium stabiel, gas afhankelijk
Brandstofflexibiliteit	3	2	5	STEG kan LNG/H_2/NH_3 gebruiken
Opslagintegratie	3	2	4	Flexibele centrales werken beter met opslag
Netintegratie	3	3	4	Flexibele productie helpt congestie
CO_2 emissies	4	5	2	Kernenergie vrijwel CO_2-vrij
Bouwrisico vergunning	4	2	4	Kernenergie complexer
Aanpasbaarheid bij onzekerheid	5	1	5	STEG modulair en fasering mogelijk

Samenvattende systeemscore

Technologie	Gewogen score
Kernenergie	laag–middel
STEG	hoog

Belangrijkste les vanuit het systeem

Wanneer het elektriciteitssysteem wordt gekenmerkt door:

- veel wind en zon
- grote onzekerheid over vraagontwikkeling
- mogelijke krimp van industrie
- groei van batterijen
- onzekere internationale elektriciteitshandel

dan verschuift het zwaartepunt van de systeemkeuze naar:

flexibiliteit + robuustheid van de investerings + korte bouwtijd

en minder naar:

continue productie met hoge kapitaalkosten.

Daarmee komt flexibel thermisch vermogen (STEG / gasturbines) systemisch sterker naar voren dan kernenergie.

Bestuurdersmatrix – Kernenergie versus STEG, 6 factoren

Score:
1 = zeer ongunstig
5 = zeer gunstig

Gewicht: belang voor systeemkeuze

Factor	Gewicht	Kernenergie	STEG	Toelichting
Bouwtijd en besluitrisico	5	1	5	Kerncentrales 10–15 jaar; STEG 2–4 jaar
Investeringsomvang en kostenbeheersing	5	1	4	Kernenergie zeer kapitaalintensief
Flexibiliteit in duurzaam systeem	5	2	5	STEG geschikt voor start-stop en variabele inzet
Robuustheid bij vraagonzekerheid	5	1	5	STEG modulair en later uitbreidbaar
Benuttingsgraad bij veel wind en zon	4	2	4	Kernenergie wordt vaker verdrongen
Brandstofflexibiliteit en beschikbaarheid	3	3	5	STEG kan LNG, H_2, NH_3 of olie gebruiken

Samenvatting

Technologie	Totale systeemscore
Kernenergie	laag – middel
STEG	hoog

Interpretatie

De zes factoren laten zien dat de keuze niet alleen technisch is maar vooral **strategisch vanuit het systeem**.

De belangrijkste doorslaggevende parameters zijn:

1. **bouwtijd**
2. **investeringsrisico**
3. **flexibiliteit**
4. **onzekerheid in vraagontwikkeling**

Wanneer een elektriciteitssysteem wordt gekenmerkt door:

- sterke groei van wind en zon
- onzekerheid over industrie en elektriciteitsvraag
- mogelijke import van energie of moleculen
- snelle ontwikkeling van batterijen

dan verschuift het optimum van het systeem naar **flexibele en modulaire productie-eenheden**.

In dat type systeem heeft **STEG of gasturbinevermogen een structureel voordeel** ten opzichte van grootschalige kernenergie.