



# INBRENG PBL OP DE CONSULTATIE TOEKOMSTIGE REGULERINGSMETHODE NETBEHEERDERS VAN ACM

[REDACTED]

7 december 2023

PBL

# 1 Introductie

Kennis van de regulering van netbeheerders behoort niet tot de kern van het kennisdomein van het PBL, maar we hebben wel inzicht in de veranderingen die de energietransitie met zich meebrengt voor het energiesysteem, wat dit zou kunnen betekenen voor de elektriciteits- en gasnetwerken en hoe regulering daarop van invloed is. Daarom beperken we ons in deze reactie op de Consultatie Toekomstige reguleringsmethode netbeheerders tot een aantal elementen waar wij vanuit onze kennis mogelijk een nuttige bijdrage kunnen geven.

De beschikbaarheid van infrastructuur is een van de grote knelpunten voor de energietransitie. Dit blijkt nu al met de problemen die er zijn bij bijvoorbeeld het aansluiten van zon-pv en van bedrijven die hun energievraag willen elektrificeren. En ook in de toekomst zal dit naar verwachting een knelpunt blijven omdat de vraag naar elektriciteit sterk zal gaan toenemen in sectoren zoals mobiliteit, industrie en gebouwde omgeving, met groeicijfers die we tot nu toe nog niet hebben gezien (zoals o.a. blijkt uit de scenario's van de netbeheerders (Net beheer Nederland 2023) en uit analyses waar PBL momenteel mee bezig is).

Uitbreiding en efficiënte benutting van het elektriciteitsnetwerk zijn daarmee cruciaal voor de energietransitie. Achterblijven van de investeringen en onvoldoende benutting van de beschikbare capaciteit zullen de energietransitie vertragen en de kans om klimaatdoelstellingen te halen verkleinen. De regulering van netbeheerders zou daarom allereerst gericht moeten worden op het stimuleren van investeringen én op een efficiënt gebruik van het netwerk. Verzwaring en uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk alleen is niet voldoende, om de verwachte toename van aanbod en vraag van elektriciteit te kunnen accommoderen zijn beiden nodig. Bovendien zal het niet de meest kosteneffectieve aanpak zijn, door een efficiëntere benutting van het netwerk kan de benodigde uitbreiding en verzwaring worden beperkt. Zo kunnen bijvoorbeeld flexibiliteitsopties zoals opslag en vraagrespons helpen om de piekbelasting te verminderen waardoor de benodigde netwerkcapaciteit wordt beperkt. De gekozen reguleringsmethodiek moet hier rekening mee houden door niet te discrimineren tussen netwerkuitbreiding en andere opties die bijdragen aan flexibiliteit in het energiesysteem en aan een efficiënte benutting van het netwerk.

Niet alleen zou de regulering niet discriminerend moeten zijn tussen investeringen in netwerken en benutting van het netwerk, voor een efficiënte benutting van het netwerk is het ook belangrijk dat de tarieven de juiste prikkel geven voor de locatie van vraag en aanbod én in het gebruik van het netwerk over de tijd. Prikkel voor de keuze van de locatie voor nieuwe opwekcapaciteit of voor nieuwe vraag zijn in theorie belangrijk voor een efficiënte inrichting en gebruik van het netwerk. Zo verdient het bijvoorbeeld de voorkeur om elektrolyzers, die naar verwachting in de toekomst een substantieel deel van de elektriciteitsvraag zullen uitmaken, nabij de productie van wind-op-zee te plaatsen, zodat het beslag op het elektriciteitsnetwerk beperkt blijft. Andere voorbeelden zijn het plaatsen van piekcentrales nabij geconcentreerde vraaglocaties – bijvoorbeeld grote steden en industriële clusters – en batterijen bij wind- en zonneparken (TNO te verschijnen). Tarieven gedifferentieerd naar de lokale beschikbaarheid van capaciteit of van mogelijkheden tot uitbreiding zouden een dergelijke prikkel kunnen geven. Dit vereist dan ook dat er een producententarieef wordt ingevoerd. In welke mate een dergelijke tariefdifferentiatie die de schaarste aan netwerkcapaciteit weergeeft effectief zal zijn binnen de Nederlandse context waar de ruimtelijke ordening sterk gereguleerd is, is echter wel de vraag.

Niet alleen is de locatie van belang, ook het gebruik in de tijd is bepalend voor de benodigde omvang van het netwerk. Dynamische tarieven kunnen een rol spelen in het in het sturen op een efficiënt gebruik van het netwerk in de tijd.

De benodigde groei van de infrastructuur brengt een forse toename van de kosten van de netwerken met zich mee. Ook als aandeel van de totale energiekosten van de verbruikers zullen de kosten van de netwerken toenemen. Daarom blijft efficiëntie van belang om de kosten van de energietransitie beheersbaar te houden. In tegenstelling echter tot bij de huidige reguleringsmethode zou dit niet meer de belangrijkste focus van de regulering moeten zijn, allereerst is van belang dat de noodzakelijke investeringen worden gerealiseerd. In de bespreking van de specifieke keuzes die in de regulering gemaakt zouden kunnen worden gaan we verder in op mogelijkheden om ruimte voor investeringen te combineren met een efficiëntie.

Met de energietransitie wordt het energiesysteem complexer en meer geïntegreerd. In plaats van gescheiden energiesystemen (elektriciteit, gas, warmte) vindt er steeds meer integratie plaats, met bijvoorbeeld waterstofproductie op momenten van een groot aanbod van wind en zon, gebruik van restwarmte etc. Daarnaast gaan we van een situatie waarin het aanbod de vraag volgt naar een systeem waarin afnemers moeten gaan reageren op de beschikbaarheid van elektriciteit en waarin afnemers ook zelf energie kunnen gaan leveren. Deze toenemende complexiteit en onderlinge afhankelijkheid maakt ook dat de planning van toekomstige netwerken aanzienlijk gecompliceerder is dan voorheen. Investeringen in een netwerk kunnen daarom niet los worden gezien van ontwikkelingen in andere netwerken én in het bredere energiesysteem. Daarbij gaat het niet alleen om veranderingen in de vraag en aanbod door bijvoorbeeld een verschuiving van gas naar elektriciteit in de verwarming van huizen of elektrificatie in de industrie en de mobiliteit, maar ook om veranderingen in gedrag zoals bijvoorbeeld vraagrespons.

Voor de regulering van netwerkbedrijven heeft dit als consequentie dat investeringen niet goed beoordeeld kunnen worden zonder dat er inzicht is in hoe deze passen binnen de ontwikkeling van het energiesysteem in zijn geheel. Dit pleit voor de 'Whole System Approach' als onderdeel van een 'output-oriented regulation' zoals geschetst in Brunekreeft (2023), met betrokkenheid van de relevante stakeholders.

## 2 Consequenties voor keuzes in de regulering

Het huidige reguleringskader netbeheer energie is een extreme variant van prijsgebaseerde tariefregulering. Kenmerk is een sterke prikkel voor kostenefficiëntie vanwege de combinatie van een prijs- of omzetplafond en maatstafconcurrentie. Deze combinatie is uniek in Europa.

De noodzaak om dit reguleringskader aan te passen aan de maatschappelijke ontwikkelingen in de energiemarkt bestaat al lang (zie bijvoorbeeld SEO 2008; SEO 2012 en Brunekreeft e.a. 2020). Maar de wettelijke verankering van de RPI-x formule in de energiewetgeving heeft aanpassing niet eenvoudig gemaakt. Vooral in de regulering van de landelijke netbeheerders zijn in de afgelopen jaren elementen opgenomen om de prikkel voor capaciteitsinvesteringen te versterken.

Met de Energiewet verdwijnt de wettelijke verankering van de RPI-x formule. Nu is het moment voor ACM om het reguleringskader netbeheer energie toekomstbestendig te maken. Kern van de aanpassing moet zijn een betere balans in de prikkelwerking van het reguleringskader waarbij investeringen in netcapaciteit prioriteit hebben.

Het rapport van Brunekreeft bevat diverse opties voor realisatie van deze betere balans in de tariefregulering waarbij in de varianten een onderscheid is te maken tussen regionale en nationale netbeheerders. De nadruk in zijn studie ligt bovendien sterk op het netbeheer elektriciteit, omdat de transitie naar hernieuwbare energie nu al voor problemen zorgt bij het transport en de distributie van elektriciteit.

Een volledige beoordeling van de reguleringsopties van Brunekreeft valt buiten de reikwijdte van onze reactie. Deze notitie bevat een bijdrage op hoofdlijnen aan de maatschappelijke discussie over het reguleringskader energie vanuit onze expertiserol. Vertrekpunt is de noodzaak om de investeringsprikkel in het netbeheer significant te versterken. Naar ons oordeel passen reguleringsvarianten 1 A en 2 A uit het rapport van Brunekreeft het beste bij dit uitgangspunt. Deze keuze houdt in dat de regulering voor landelijke respectievelijk regionale netbeheerders verder uiteen zal lopen dan in de huidige systematiek het geval is.<sup>1</sup> Alle varianten proberen de balans te vinden tussen investeringsprikkel en kostenefficiëntie. Deze balans leidt tot de differentiatie in het reguleringskader waar het landelijke en regionale netbeheerders betreft door de kenmerken van de energiemarkt.

De keuze voor optie 1 A voor de landelijke netbeheerder is deels gebaseerd op onze twijfel of variant 1 B wel haalbaar is. Deze variant creëert een sterke prikkel voor investeringen door een *cost-pass through* van de investeringen: deze worden op basis van de ex ante kosten in de tarieven opgenomen en markeert daarmee de overgang van prijsgebaseerde naar kostengebaseerde regulering. Voor deze variant 1 B is benchmarking nodig om de balans tussen investeringen en kostenefficiëntie te bewaken. “Efficiency relies on the power of benchmarking” heet het in de beoordeling van

---

<sup>1</sup> In zekere zin is de nummering van de varianten ongelukkig. Varianten 1 B en 2 A zijn in de ogen van Brunekreeft sterk verwant (zie Brunekreeft, 2023, p. 17).

Brunekreeft. Achter deze woorden gaat echter een juridische strijd schuil die al ruim tien jaar duurt. De huidige internationale benchmark voor landelijke netbeheerder TenneT is door het CBB in juli 2023 vernietigd, omdat data en methode van de benchmark niet replicerbaar waren. “De internationale benchmark die ACM heeft gebruikt om de statische efficiëntie van TenneT te bepalen voldoet niet aan de eisen van zorgvuldigheid, transparantie en controleerbaarheid. De waarborgen die ACM heeft ingebouwd zijn onvoldoende.”<sup>2</sup> Aldus het CBB in de uitspraak. ACM bleek bovendien geen zicht te hebben op reële alternatieve methoden om de efficiëntie van TenneT te bepalen. Het juridische luik voor toepassing van een internationale benchmark is door het CBB niet gesloten en ACM kan daardoor een nieuwe poging wagen. Vraag is echter of deze nieuwe poging succesvol zal zijn. De juridische strijd rondom een nieuwe benchmark gaat ongetwijfeld weer jaren duren. Dit perspectief zorgt slechts voor vertraging en onzekerheid. Voor de energietransitie is iedere vorm van vertraging en uitstel naar ons oordeel ongewenst.<sup>3</sup> Beter is in de regulering daarom een andere aanpak te introduceren.<sup>4</sup>

Deze andere aanpak voor de landelijke netbeheerders is variant 1 A, investeringsbudget. Deze aanpak houdt in dat de landelijke netbeheerder goedkeuring vraagt voor het investeringsplan. De verwachte kosten kunnen daarmee direct in de tarieven worden verwerkt. Deze aanpak is een vorm van kostengebaseerde regulering en geeft een sterke prikkel voor investeringen; er is immers voor de TSO geen onzekerheid meer over het al dan niet vergoed krijgen van de investeringskosten.

Een bekend nadeel van kostengebaseerde regulering is het gebrek aan prikkels voor kostenefficiëntie. In het geval van optie 1 A is kan hiervoor een ‘sharing factor’ gebruikt worden. Deze ‘sharing factor’ houdt in feite in dat de netbeheerder een deel van de ex post kostenverschillen zelf moet betalen (of hiervan zelf de voordelen plukt) wat een prikkel voor kostenbeheersing betekent. Via een ‘sliding scale’ kan de ‘sharing factor’ slim worden ingeregeld zodat de netbeheerder ook een prikkel ervaart om in de ex ante planning van het investeringsbudget eerlijk te zijn over de kosten. Daarmee kan met andere woorden deels een antwoord worden gevonden op de informatie asymmetrie voor de toezichthouder.<sup>5</sup> In Engeland is ervaring opgedaan met een ‘sliding scale’ zoals toegelicht in DNV (2023, pp. 33-34).

Nadeel van variant 1 A is de toename aan werkdruk voor de toezichthouder ACM. De ACM voert nu al een toets uit op investeringsplannen. In variant 1 A wordt deze taak verzwaaard en in feite uitgebreid tot een toets op de nut en noodzaak van investeringen en de kosten die daarbij horen. Dit is een grote verandering in toezichtsstrategie van ACM van sturen op output naar sturen op input. Vraag is welke conclusie we verbinden aan hogere toezichtslasten. Uiteindelijk moet worden

---

<sup>2</sup> Uitspraak College van Beroep voor het Bedrijfsleven, 4 juli 2023. ECLI:NL:CBB:2023:317.

<sup>3</sup> Zie het recente rapport van de formatiewerkgroep *Keuzewijzer Klimaat en energie*, p. 18.

<sup>4</sup> Brunekreeft zegt hierover: “International benchmarking is a real challenge, but the models have been developed and applied for many years now.” (p. 22). Dat klopt. Maar in context van de Nederlandse energiemarkt zorgt toepassing van benchmarking voor een ongewenst juridisch moeras waar Brunekreeft te gemakkelijk aan voorbij gaat.

<sup>5</sup> De bekende nadelen van kostengebaseerde regulering zijn informatie asymmetrie voor de toezichthouder in combinatie met het risico op moreel gevaar. Zie Poort en Tieben (2010).

gekeken naar het maatschappelijk belang van de tariefregulering: het maatschappelijke voordeel van een effectieve prikkel voor (maatschappelijk gewenste) netwerkinvesteringen weegt ons inziens veel zwaarder dan de extra kosten voor de toezichthouder in dit systeem.

Voor de regionale netbeheerders zou de voorkeur uitgaan naar variant 2 A. Bij deze keuze speelt mee dat variant 2 B een beperkte aanpassing is van het huidige reguleringskader. Variant 2 B behoudt het kenmerk van een prijsgebaseerde regulering met een sterke focus op kostenefficiëntie. Variant 2 A is een kostengebaseerde regulering met *cost pass through* van kapitaalkosten (CAPEX). Wij vinden een fundamentele wijziging van de reguleringsmethodiek noodzakelijk om de gevraagde impuls voor netwerkinvesteringen te realiseren. Deze omslag past het beste bij variant 2 A. Voordeel van variant 2 A is dat de balans met prikkels voor kostenefficiëntie kan worden gevonden door toepassing van benchmarking. Voor regionale netbeheerder is benchmarking wel mogelijk aangezien er in Nederland nog zes regionale netbeheerders actief zijn. Benchmarking moet echter niet zo strikt worden toegepast dat de efficiëntieprikkel de extra focus om investeringen via de *CAPEX true up* teniet doet. Wij kunnen ons goed vinden in het voorstel van Brunekreeft om kapitaalgoederen in dit systeem voorzichtig te behandelen. Dit kan bijvoorbeeld door benchmarking niet toe te passen voor investeringen in kapitaalgoederen waarvoor een goedkeuringsprocedure is doorlopen. Denk hierbij aan een vorm van een netwerkontwikkelplan waaruit de nut en noodzaak van de investering blijkt. Ook is het verstandig een vorm van een CAPEX/OPEX schuif toe te passen (FOCS in de terminologie van Brunekreeft) om CAPEX bias te voorkomen.

De diverse OOR elementen (output oriented regulation) kunnen bijdragen aan de wens om capaciteitsinvesteringen te versterken. Sommige van de elementen zijn duidelijk bedoeld om de neveneffecten van de reguleringsvarianten te corrigeren, zoals de FOCS. Andere varianten zijn bedoeld als mogelijkheden om de oriëntatie in de regulering op capaciteit te versterken, bijvoorbeeld via een bonus/malus voor het realiseren van aansluitingen en de constructie tijd van nieuwe verbindingen. Dergelijke uitbreidingen kunnen nodig zijn om te voorkomen dat de netbeheerder onvoldoende vaart maakt met de realisatie van de investeringen waarvoor ex ante goedkeuring (en dus verrekening van kosten) is verkregen. Wij schatten het risico op dergelijke neveneffecten vooralsnog gering gezien de maatschappelijke druk op netbeheerders om snel met oplossingen te komen voor (dreigende) netcongestie.

Het voert in het kader van deze notitie te ver gedetailleerd de voor- en nadelen van de OOR-elementen te bespreken. In zijn algemeen zijn wij geen voorstander van prikkelmechanismen waarvoor geen evaluaties of zelfs ervaringen in andere landen beschikbaar zijn, zoals het incentive mechanisme voor de kosten van netonderbrekingen (Brunekreeft 2023, p. 33). Er is weinig ruimte voor pionieren in de regulering van het netbeheer; beproefde mechanismen zouden de voorkeur moeten krijgen boven niet-beproefde mechanismen. Wij zijn daarnaast geen voorstander van *rate-of-return adders*. Deze adders maken investeren extra aantrekkelijk, maar zijn gericht op specifieke en vaak risicovolle projecten. Sturing via een adder heeft als risico dat de toezichthouder de plank mislaat en op basis van mogelijk onvolledige informatie meer risicovolle projecten stimuleert (en teveel aan het stuur gaat zitten).

*System development plans* (SDP) vinden wij in potentie wel interessant vanwege de mogelijkheid tot coördinatie tussen stakeholders. Dit sluit aan bij onze voorkeur voor een whole system approach, zoals boven uiteengezet. Dit is een interessante methode om investeringen te voorkomen doordat in het plan wordt gekoerst op een alternatieve aanpak om knelpunten in het net op te lossen (zoals flexibiliteit of investeren in andere infrastructuur). SDP kan een aanvulling zijn op de

tariefregulering, wellicht als toets om bepaalde activa buiten een benchmark te houden (zie boven onder variant 2 A).

Het is goed dat ACM de mening van stakeholders zoekt over mogelijke aanpassingen van de tariefregulering. De huidige aanpak is mede door de wettelijke verankering te lang star uitgevoerd, terwijl het maatschappelijke belang vraagt om tijdig meebewegen van de regulering met gewijzigde maatschappelijke uitdagingen voor de energiemarkt. Tijdig aanpassen wordt bij voorkeur integraal onderdeel van het toezicht op het netbeheer energie. De logische route hiervoor is het uitvoeren van evaluaties. Dat kan op basis van ex post evaluaties, die echter vaak een lange doorlooptijd vragen omdat het tijd kost om prestaties te koppelen aan wijziging in de regulering. Evaluaties kunnen ook ex durante worden uitgevoerd. Kennisinstituten zoals PBL hebben ervaring met dergelijke evaluaties. Een voorbeeld is de “lerende evaluatie” die geschikt kan zijn voor processen waarbij afstemming tussen stakeholders, zoals bij een SDP, een rol speelt (zie bijvoorbeeld Verwoerd e.a. 2023).

Tot besluit is het goed stil te staan bij onderdelen van de regulering die wij missen in de consultatie. Een reguleringskader netbeheer energie richt zich op twee grote thema’s: locatie- en capaciteitsproblemen (Tieben, e.a. 2010). De studie van Brunekreeft richt zich op capaciteitsproblemen via de prikkel voor investeringen. Bij locatieproblemen gaat het om de vraag of de tariefregulering prikkels introduceert om producenten van energie en afnemers de juiste keuzes te laten maken als het gaat om de vraag waar zij aansluiting zoeken op het energienet. Dergelijke prikkels ontbreken in het Nederlandse reguleringskader waardoor locatiekeuzes niet kunnen bijdragen aan een optimaal gebruik van het net. De netcode elektriciteit bevatte vroeger een producententarief dat rond 2004 op nul is gesteld en later uit de netcode is verdwenen. Het argument was toentertijd het voorkomen van een concurrentieachterstand ten opzichte van landen zonder een dergelijke tarief. Het zou gezien de uitdagingen van de energietransitie – en de noodzaak om optimaal gebruik van de energieinfrastructuur te stimuleren – de aanbeveling verdienen na te denken over herintroductie van een producententarief. Van belang is tevens dat een dergelijk tarief locatieafhankelijk is en meebeweegt met potentiële congestie op het net.

# Referenties

Brunekreeft, G, Kuznir, J. & Meyer, R (2020). Output-oriëntierte Regulierung – ein Überblick. Bremen Energy Working Papers No. 35, Jacobs University Bremen.

Brunekreeft, G. (2023), Improving regulatory incentives for electricity grid reinforcement, Constructor University, Bremen.

DNV (2023), Study on the regulation of electricity and gas system operators, DNV Document No.: 10385999-23-0558, Arnhem.

Netbeheer Nederland (2023), Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, Den Haag.

Poort, J. & Tieben, B. (2010). Van maatstaf naar maatwerk. Een korte geschiedenis van economische regulering. Tijdschrift voor Toezicht, 1(4), 27-44.

SEO (2008), Van Maatstaf naar Maatwerk: toekomstvisie reguleringskader netwerkbedrijven elektriciteit en gas. SEO-rapport, 2008-83. Amsterdam: SEO.

SEO (2012), Efficiënt en effectief reguleren. SEO-rapport, 2012-04. Amsterdam: SEO.

Tieben, B., G. Brunekreeft en J. Poort (2010), Optimale vorm en grootte van energienetwerken, SEO-rapport 2010-26, Amsterdam.

Verwoerd, L, E. Kunseler, P. Nabielek en H. Huizing (2023), 10 veelgestelde vragen over lerend evalueren bij het Planbureau voor de leefomgeving, PBL-publicatienummer: 5138, Den Haag.