



Tariefstelsel energienetten en energietransitie

Analyse van knelpunten en effecten
voor eindgebruikers



Committed to the Environment

Tariefstelsel energienetten en energietransitie

Analyse van knelpunten en effecten voor eindgebruikers

Auteurs: Martijn Blom, Lucas van Cappellen, Pien van Berkel, Cor Leguijt

Delft, CE Delft, mei 2022

Publicatienummer: 22.210357.064

Energievoorziening / Tarieven / Prijsstelling / Regelgeving / Wetten / Effecten / Distributie / Infrastructuur / Gas / Warmte / Elektriciteit

Opdrachtgever: Algemene Rekenkamer

Dit onderzoek is verricht in opdracht van de Algemene Rekenkamer in het kader van het onderzoek 'Tariefstelsels elektriciteits-, gas en warmtenetten'. Met dit onderzoek wil de Algemene Rekenkamer: 1) zicht krijgen op de werking van de huidige tariefstelsels in de praktijk; en 2) inzicht krijgen in hoe het huidige reguleringskader zich verhoudt tot de benodigde investeringen die vanuit de energietransitie op de netbeheerders afkomen. De informatie, conclusies en aanbevelingen in dit rapport zijn van de auteurs van het rapport en zijn niet van de Algemene Rekenkamer.

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider [Martijn Blom](#) (CE Delft)

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, ngo's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al meer dan 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	6
	1.1 Aanleiding	6
	1.2 Doel	6
	1.3 Afbakening nettarieven	7
	1.4 Afbakening studie	7
	1.5 Aanpak en leeswijzer	8
2	Het tariefstelsel nader onder de loep	9
	2.1 Inleiding	9
	2.2 Achtergrond tariefregulering	9
	2.3 Doelen tariefregulering	9
	2.4 Europees kader voor regulering interne energiemarkt	11
	2.5 Rollen en verantwoordelijkheden	12
	2.6 Sturingsinstrumenten in tariefregulering	14
	2.7 Wetsgeschiedenis	17
	2.8 Doorkijk nieuwe reguleringskaders	18
3	Reflectie op werking van de tariefstelsels	22
	3.1 Inleiding	22
	3.2 Opbouw van de tarieven in de energierekening	22
	3.3 Nettarieven van verschillende gebruikers	23
	3.4 Evaluaties van effecten tariefregulering	24
	3.5 Consistentie met doelen in huidige tariefkeuzes	28
	3.6 De verschillen tussen de systematiek voor elektriciteit, gas en warmte	30
	3.7 Conclusies	32
4	Relatie tarieven met energietransitie	33
	4.1 Inleiding	33
	4.2 Effect van de energietransitie op infrastructuurkosten	34
	4.3 Analyse trends in energietransitie	35
	4.4 Knelpunten in relatie met de energietransitie	37
	4.5 Samenhang van energiesysteem in relatie tot regulering	52
	4.6 Conclusies	57
5	Conclusies en aanbevelingen	60
	5.1 Conclusies	60
	5.2 Beschouwing: (on)mogelijkheden tariefstelsels in energietransitie	62
	5.3 Aanbevelingen tariefstelsels voor wegnemen barrières energietransitie	64
6	Literatuur	67

A	Fiches	73
	A.1 Elektriciteit	73
	A.2 Gas	86
	A.3 Warmte	97
B	Validatie-interviews	106

Samenvatting

Aanleiding

Om de energietransitie mogelijk te maken zijn de komende jaren ingrijpende veranderingen nodig in de energienetten. De benodigde netinvesteringen hebben ook belangrijke gevolgen voor de tariefstelsels. De huidige tariefstelsels voor gas, elektriciteit en warmte zijn in een relatief stabiele periode van beheren van netten tot stand gekomen. De vraag dient zich nu aan of deze tariefstelsels nog geschikt zijn om nieuwe investeringen tijdig mogelijk te maken, en of ze voldoende prikkels bieden voor innovatie en inpassing van hernieuwbare energie.

Doel

Het onderzoek richt zich op twee onderdelen:

1. Beschrijving op hoofdlijnen van de opzet en werking van de tariefssystematiek voor het transport van elektriciteit, gas en warmte in Nederland.
2. Reflectie en analyse op consistentie, verschillen tussen energiedragers, prikkels en mogelijke knelpunten in relatie tot de energietransitie.

Beschrijving tariefstelsels

Het eerste deel bevat een beschrijving van de tariefstelsels voor elektriciteit, gas en warmte. Als achtergrond zijn drie fiches opgesteld met een uitgebreide beschrijving van doelen (incl. EU-kaders), instrumenten en werking in de praktijk.

De tariefstelsels hebben als doel om de kosten die verbonden zijn aan het energienet, over de netgebruikers te verdelen en om de afnemers prikkels te geven voor efficiënt netgebruik. Via de tariefinkomsten worden de netkosten van de netbeheerders vergoed. Dat moet netbeheerders voldoende financiële middelen verschaffen om de energienetten op lange termijn te onderhouden, en naar de behoeften van gebruikers te ontwikkelen. De vorm van tariefregulering is daarbij afhankelijk van het type markt, de marktkenmerken en de energiedrager. Zo zijn er belangrijke verschillen tussen de tariefstelsels van elektriciteit, gas, en warmte.

Figuur 2 toont de verschillende actoren en hun rollen, voor de tariefregulering voor elektriciteit en gas enerzijds en warmte anderzijds. De belangrijkste stakeholders in de tariefregulering zijn de Europese Commissie, het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK), de Autoriteit Consument & Markt (ACM) en de netbeheerders. In EU wetgeving is de marktordening vormgegeven en zijn eisen, doelen en randvoorwaarden voor tariefregulering vastgesteld.

Analyse van tariefstelsels

Uit de analyse (Deel 2) van tariefstelsels komt naar voren dat doelmatig netbeheer sterk centraal heeft gestaan. Het netbeheer in Nederland heeft behoorlijk efficiënt plaatsgevonden, zonder dat dit de betrouwbaarheid van netten nadelig heeft beïnvloed. De reguleringssystematiek bij gas en elektriciteit heeft positieve gevolgen gehad voor de betaalbaarheid van energie. Voor warmte kunnen we echter niet concluderen of de warmtemarkt doelmatig wordt gereguleerd. Dit komt doordat er geen expliciete relatie ligt tussen de warmtetarieven, de kosten van het warmtenet, en de levering van warmte.

In de periode vanaf 2020 zien we in toenemende mate, dat borging van betaalbaarheid en leveringszekerheid lastig wordt, naarmate de netinvesteringen ten behoeve van de energietransitie toenemen, en naarmate er steeds meer aanbodgestuurd en variabel hernieuwbare energie wordt geleverd aan de netten. Dit laatste betekent dat er eerder schaarste in netcapaciteit en ook congestie ontstaan, of dat aanvullende uitbreidingen of flexibiliteitsdiensten nodig zijn om deze problemen op te lossen.

Relatie met energietransitie

De energietransitie in Nederland heeft belangrijke gevolgen voor de wijze waarop energienetten ingezet worden (Deel 2). Ten eerste vergt de energietransitie ten opzichte van vroeger veel grotere en snellere aanpassingen in het elektriciteitsnet. Een sterke toename van de hoeveelheid duurzame energie, en verdere elektrificatie van de energievraag, leiden ertoe dat de rol van elektriciteit als energiedrager toeneemt. Ook op het vlak van alternatieve energiedragers zoals warmte, waterstof en groengas, zijn nieuwe netinvesteringen hard nodig. Dit alles resulteert in een sterke toename van investeringen in de netten.

Op dit moment is er een tekort aan netcapaciteit en een tekort aan uitvoeringscapaciteit om de capaciteit voldoende uit te breiden. Het tekort aan netcapaciteit is een zeer belangrijk knelpunt in de energietransitie, maar kent tegelijkertijd een groot aantal oorzaken en netbeheerders staan daarbij voor grote uitdagingen. Te denken valt aan het grote gebrek aan technisch geschoold personeel, het tijdig rond krijgen van vergunningen, verkrijgen van de vereiste ruimte en weerstand vanuit omwonenden. Al deze knelpunten dragen eraan bij dat het gewenste tempo van netverzwaringen achterblijft. Het tariefstelsel is slechts één van de knelpunten.

CE Delft constateert daarbij dat:

- Aanpassing (of flexibilisering) van nettarieven kan bijdragen aan het principe om de ‘veroorzaakte’ netkosten bij de gebruiker neer te leggen (gebruiker betaalt-principe). Echter er zijn ook duidelijke grenzen aan de stuurbaarheid met tarieven en de effectiviteit van deze netprijken is veelal beperkt (de prijselasticiteit is beperkt). Een producententarief en bandbreedtemodellen voor capaciteitsgebruik door kleinverbruikers, zijn hier mogelijke oplossingsrichtingen om netkosten beter bij de ‘veroorzaker’ neer te leggen.
- Tarieven zijn geen instrument om het coördinatieprobleem en onzekerheid van netinvesteringen (afstemmen vraag en aanbod) op te lossen. Oplossingsrichtingen die hiervoor meer voor de hand liggen zijn beleid gericht op regie en coördinatie (strategische visie) om de infrastructuurinvesteringen in goede banen te leiden, zoals bijv. in gang is gezet in MIEK (Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat).
- Afwegingen tussen betaalbaarheid, leveringszekerheid en duurzaamheid vinden niet altijd transparant plaats door de toezichthouder. Met de sterke toename in netinvesteringen is er behoefte dat de toezichthouder meer verantwoording aflegt over de gemaakte afwegingen, in de vorm van begrijpelijke uitleg.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Er zijn aanzienlijke investeringen nodig om de energie-infrastructuur van Nederland geschikt te maken voor een klimaatneutrale energievoorziening op weg naar 2050. De energie-infrastructuur zal binnen 10 tot 20 jaar grondig verbouwd moeten worden om elektrisch verwarmen en elektrisch rijden mogelijk te maken, windparken op land en zee aan te sluiten, CO₂-vrije gassen in te voeden op bestaande en nieuwe (gas)netten, en nieuwe klimaatvriendelijke warmte naar de gebruiker te transporteren. De ontwikkelingen vragen grote investeringen, maar de onzekerheid voor het beheren van netten is aanzienlijk met een grote bandbreedte in mogelijke uitkomsten van energie-ontwikkelingen en -netten.

De huidige tariefstelsels voor gas, elektriciteit en warmte zijn echter in een relatief stabiele periode van beheren van netten tot stand gekomen. De vraag dient zich nu aan of deze tariefstelsels nog geschikt zijn deze nieuwe investeringen tijdig mogelijk te maken, en voldoende prikkels te bieden om, naast het in rekening brengen van efficiënte kosten van energienetten, ook de benodigde innovatie en vernieuwing van de netwerken te stimuleren om daarbij grote hoeveelheden CO₂-neutrale energie in te kunnen voeden. De energienetten zijn een belangrijke 'enabler' voor een duurzame energievoorziening.

1.2 Doel

Het onderzoek bevat twee onderdelen:

1. Beschrijving op hoofdlijnen van de opzet en werking van de tariefsystematiek voor het transport van elektriciteit, gas en warmte in Nederland.
2. Reflectie en analyse op consistentie, verschillen tussen energiedragers, prikkels en mogelijke knelpunten in relatie tot de energietransitie.

Deel 1 gaat in op de doelen, werking en instrumenten van het huidige tariefstelsel voor energienetten. Deel 1 beschrijft de tariefgebouwen voor elektriciteit-, gas- en warmtenetten. In Bijlage A zijn de uitgebreide fiches per energiedrager elektriciteit, gas en warmte opgenomen.

Deel 2 bevat een analyse en reflectie op de ervaringen en effecten met drie tariefgebouwen. Deel 2 gaat in op de vraag of doelen en instrumenten in lijn met elkaar zijn (consistentie) en de onderlinge samenhang. Ook worden verschillen in tarieven nader geduid. Tevens gaat Deel 2 dieper in op de relatie met de energietransitie.

De volgende deelvragen worden behandeld:

Deelvragen Deel 1

- a De vormgeving van de stelsels qua organisatie en bestuur, de wettelijke rol van de minister van EZK en de taak van ACM om toezicht te houden op het stelsel.
- b De doelen die worden beoogd met de stelsels.
- c De invloed van EU-regelgeving en EU-beleid op de inrichting en werking van de stelsels.
- d De verschillen in de tarieven en de onderbouwing daarvan tussen groepen eindgebruikers als huishoudens, grootverbruikers, en midden- en kleinbedrijf.
- e De wijze waarop en de mate waarin is gewaarborgd dat de tarieven de kosten weerspiegelen op het niveau van de genoemde categorieën eindgebruikers, kostendekkend zijn, efficiency bedrijfsvoering bevorderen en ruimte laten voor investeringen ten behoeve van de kwaliteit van het netwerk en aanpassingen ten behoeve van de energietransitie.
- f De wijze waarop de belangen van de afnemers van energie worden beschermd.

Deelvragen Deel 2

- a De consistentie van de doelen die worden nagestreefd met de tariefsystemen en de mate waarin de systemen aansluiten op die doelen.
- b De verschillen tussen de systematiek voor elektriciteit, gas en warmte.
- c De (mogelijke) verschillen in warmtetarieven tussen en binnen regio's op basis van de huidige Warmtewet en de concept-Warmtewet 2.0.
- d De prikkels in de drie tariefsystemen (elektriciteit, gas en warmte) die de energietransitie ondersteunen of juist tegenwerken, indien dat laatste het geval is, wat zijn daar dan voorbeelden van.
- e De mate waarin de tariefsystemen zich lenen voor een transitieperiode (meerdere scenario's voor energietransitie ondersteunen) en de aard van eventuele aanpassingen die daarvoor nodig zouden zijn.

1.3 Afbakening nettarieven

De nettarieven zijn de tarieven die gebruikers betalen aan de netbeheerder om energie naar de woning of tot het bedrijf te transporteren. De precieze bedragen variëren van netbeheerder tot netbeheerder, en hangen af van de locatie. De nettarieven hebben als doel om de kosten die verbonden zijn aan het beheer van het energienet over de netgebruikers te verdelen en om de aangesloten afnemers prikkels te geven voor efficiënt netgebruik.

Onder het tariefstelsel verstaan we in deze studie zowel de gereguleerde standaard aansluit- en transporttarieven als de overige gereguleerde nettarieven. De tarieven hebben betrekking op wettelijke taken van de netbeheerders. Bij warmte worden de *nett*arieven aan zich niet gereguleerd, maar is er sprake van geïntegreerde tarieven waar netbeheer een onderdeel van is.

1.4 Afbakening studie

De studie wordt als volgt afgebakend:

- Bij de beschrijving van de systematiek voor gas, elektriciteit en warmte (Deel 1 van deze rapportage) beschouwen we de huidige systematiek (en dus niet de nieuwe Energiewet en Wet collectieve warmte). In Deel 2 nemen we ook de laatste stand van zaken mee met betrekking tot de nieuwe Energiewet en de nieuwe Wet collectieve warmte.
- Onderdeel 2 zal, naast de belemmeringen van de tarieven ten opzichte van de energietransitie, juist ook suggesties opleveren om die belemmeringen weg te nemen en de

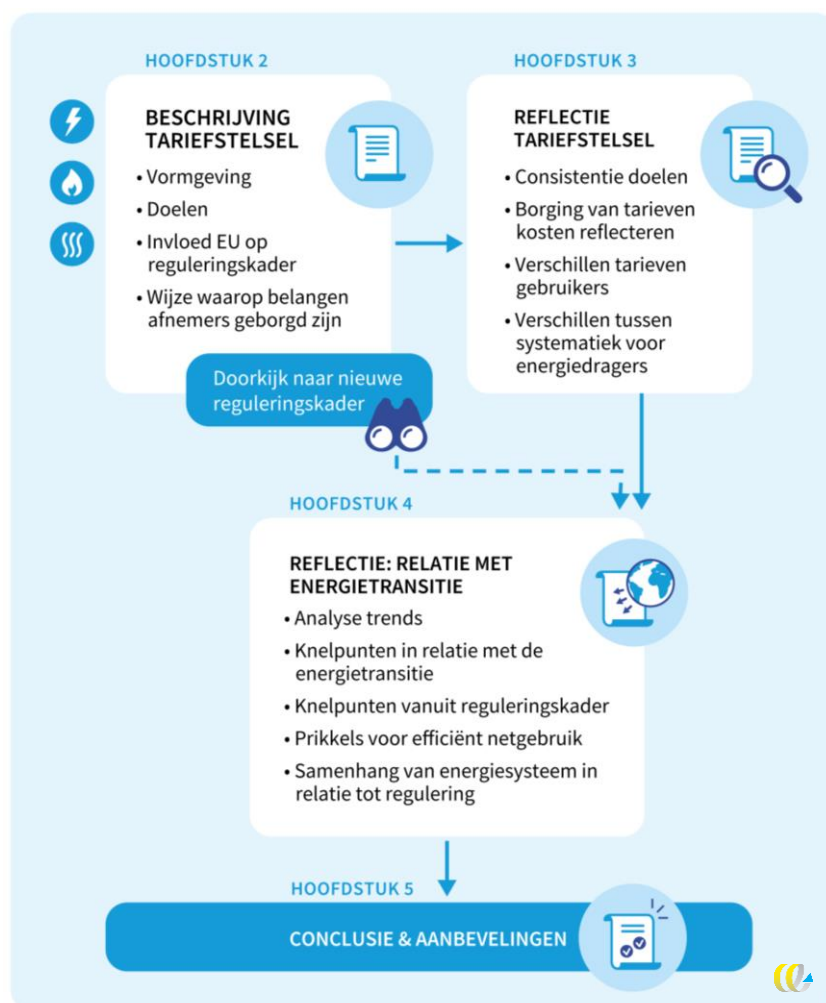
energietransitie vanuit regulering te versnellen. Ons rapport presenteert deze verbeter-suggesties als aanbeveling.

- Onderdeel 2 zal nadrukkelijk ingaan op de samenhang en interactie van de verschillende energiedragers elektriciteit, gas en de geïntegreerde warmtetarieven.
- Wij gaan niet in op belastingen en heffingen die bedoeld zijn ter financiering van de algemene middelen en de financiering van CO₂-reducerende maatregelen binnen het klimaatbeleid van de overheid zoals Energiebelasting, ODE en btw. Deze blijven buiten beschouwing van dit onderzoek.
- Doorrekeningen van netwerkkassets, de verhouding van tarieven ten opzichte van de kosten van de netbeheerder en kwantitatieve doorrekeningen van ‘weighted average cost of capital’ (WACC) op kapitaalkosten maken geen onderdeel uit van deze rapportage.

1.5 Aanpak en leeswijzer

De leeswijzer hebben we samengevat in Figuur 1. Ten behoeve van toetsing van de inzichten die zijn opgedaan in Onderdeel 2, reflectie (Hoofdstuk 3 en 4), hebben negen validatie-interviews en een rondetafelbijeenkomst plaatsgevonden. Zie Bijlage B.

Figuur 1 - Visualisatie van leeswijzer



2 Het tariefstelsel nader onder de loep

2.1 Inleiding

Elektriciteit, gas en warmte zijn de belangrijkste energiedragers in de Nederlandse energievoorziening. Transport en distributie van energiedragers via energienetwerken wordt in Nederland gereguleerd door middel van tariefregulering. Hoofdstuk 2 gaat in op de kenmerken van de tariefstelsels voor elektriciteit, gas, warmte zoals we die in Nederland kennen. De verdieping en achtergronden zijn opgenomen in drie aparte fiches (elektriciteit, gas en warmte) in Bijlage A.

2.2 Achtergrond tariefregulering

Netgebruikers zijn gebonden aan netten van de netbeheerder in een bepaald verzorgingsgebied en kunnen niet kiezen voor een alternatief netwerk als de tarieven sterk toenemen. De netbeheerder beschikt dus over een ‘natuurlijk monopolie’. Volgens de economische theorie leidt een monopolie tot hogere prijzen dan gerechtvaardigd door de productiekosten en aldus tot inefficiënte marktuitskomsten. In dat geval betaalt de consument hogere nettarieven dan nodig. Om netbeheerders te prikkelen zo doelmatig mogelijk te werken en concurrentie te stimuleren, past de toezichthouder ACM tariefregulering toe. De spelregels met betrekking tot tariefregulering moeten ervoor zorgen dat netbeheerders doelmatig netten aanleggen en beheren en de kosten vervolgens verdelen over de netgebruikers. Soortgelijke partijen zouden daarbij soortgelijke netkosten voor hun rekening moeten krijgen.

Voor de afnemers van energie is de tariefregulering, gezien de monopoliepositie van de netbeheerders, de enige bescherming tegen te hoge prijzen. Het transporteren van energie kan daarbij niet los worden gezien van een goede werking van de energiemarkt. Het net ondersteunt concurrentie op de energiemarkt. Dit betekent dat de nettarieven zodanig moeten zijn dat netgebruikers in staat zijn om met elkaar te concurreren. Regulering is daarmee een instrument om de werking van de energiemarkt te verbeteren en ervoor te zorgen dat publieke belangen ten aanzien van energie worden geborgd. De vorm van tariefregulering is daarbij afhankelijk van het type markt, en de marktkenmerken en de energiedrager. Zo zijn er belangrijke verschillen in de tariefstelsels van elektriciteit, gas, en warmte.

2.3 Doelen tariefregulering

In deze paragraaf beschrijven we de doelen en randvoorwaarden¹ van tariefregulering van energienetten in het algemeen, daarna gaan we in op de specifieke doelen bij de energiedragers elektriciteit, gas en warmte.

¹ De doelen beschrijven waaraan de nettarieven moeten bijdragen en kunnen geïnterpreteerd worden als beleidsdoelstellingen. Randvoorwaarden zijn de minimale vereisten en zijn vastgesteld in (Europese) wetgeving.

Algemeen

De tariefstelsels hebben ‘sec’ als doel om de kosten die verbonden zijn aan het energienet over de netgebruikers te verdelen en om de aangesloten afnemers prikkels te geven voor efficiënt netgebruik (D-Cision et al., 2013). Nettarifiering sluit daarbij aan bij de regulering van het net. Nettarieven worden ingezet om de netkosten die de netbeheerders hebben gemaakt via de tariefinkomsten te vergoeden. Dat moet netbeheerders voldoende middelen verschaffen om de energienetten op lange termijn te onderhouden en naar de behoeften van gebruikers te ontwikkelen.

Omdat tariefregulering als instrument wordt ingezet om de werking van energiemarkt te verbeteren, is het wenselijk nettarieven in samenhang van dit bredere functioneren van de energiemarkten te beoordelen. De doelen komen voort uit de publieke belangen die gediend zijn met de energievoorziening²: betaalbaarheid, leveringszekerheid en duurzaamheid. Betaalbaarheid heeft daarbij betrekking op de prijskwaliteitverhouding van de afgenomen energieproducten en omvat dus ook een goede dienstverlening van netbeheerders. De wettekst beschrijft dat de netbeheerder alleen inkomsten kan verkrijgen voor efficiënte netkosten plus een redelijk rendement. Leveringszekerheid heeft betrekking op de continuïteit en kwaliteit van de energielevering, zowel op de korte als de lange termijn. Met duurzaamheid wordt het faciliteren van de verduurzaming van de maatschappij door de netbeheerders bedoeld³.

Elektriciteit en gas

De marktregels voor toezicht op gas en elektriciteit zijn gebaseerd op Europese verordeningen en Nederlandse wetten. De doelstellingen en randvoorwaarden voor elektriciteit en gas zijn vergelijkbaar. Het doel van de tarieven en tariefregulering wordt beschreven in de [Elektriciteitswet 1998](#) en de Gaswet 2000 en kent de volgende elementen:

- De tarieven die netgebruikers betalen voor de uitvoering van de wettelijke taken door netbeheerders, de verwachte efficiënte kosten inclusief een redelijk rendement weerspiegelen.
- Een netbeheerder die voldoende ruimte heeft om te investeren in (i) doelmatige transportkwaliteit, (ii) voorzieningszekerheid en (iii) duurzaamheid.
- Verhogen van de efficiëntie van de netbeheerders met behoud van kwaliteit. Dit draagt bij aan de doelstelling betaalbaarheid.

De randvoorwaarden in genoemde wetten stellen dat tarieven non-discriminatoir, kosten-dekkend, kostenreflectief, transparant en handel- en concurrentie-bevorderend dienen te zijn.

² Zie bijvoorbeeld: Elektriciteitswet, Artikel 41, lid 1a en 1b: [link](#). In de Gaswet wordt gesteld dat de toezichthouder tariefstructuren en randvoorwaarden vaststelt met inachtneming van het van het betrouwbaar, duurzaam, doelmatig en milieu hygiënisch verantwoord functioneren van de gasvoorziening; Voor de Warmtewet geldt met name de consumentenbescherming als hoofddoel.

³ Duurzaamheid betreft niet het hoofddoel van regulering. Het belang dat aan dit doel wordt gegeven verschilt per energiedrager.

Warmte

De Warmtewet is op 1 januari 2014 in werking getreden, ruim 10 jaar na het oorspronkelijke voorstel. ‘Warmte’ wordt in de Warmtewet gedefinieerd als: “thermische energie die ten behoeve van ruimteverwarming of verwarming van tapwater wordt geleverd door middel van transport van water” (artikel 1.1). Het hoofddoel van de Warmtewet is consumentenbescherming door tariefbescherming en leveringszekerheid voor de afnemers en de introductie van een onafhankelijke toezichthouder.⁴ De uitgangspunten van de tariefbescherming zijn: (1) voorkomen dat een gemiddelde warmteafnemer niet meer betaalt dan wat een gemiddelde gasafnemer zou betalen en (2) voorkomen dat warmteleveranciers onredelijk hoge rendementen behalen.

De Warmtewet stelt verschillende eisen aan leveranciers van warmte die leveren aan kleinverbruikers⁵. Hierbij kan onder meer gedacht worden aan eisen ten aanzien van:

- een betrouwbare levering van warmte tegen redelijke voorwaarden en een goede kwaliteit van dienstverlening;
- een volledige en gespecificeerde nota, transparante boekhouding, jaarlijkse storingsregistratie;
- een onafhankelijke geschillencommissie, eisen aan storingsonderbreking (al hetgeen redelijkerwijs in zijn vermogen ligt).

2.4 Europees kader voor regulering interne energiemarkt

Sinds 1996 streeft Europa naar liberalisering en harmonisatie van de interne energiemarkt en zijn er diverse wetgevingsinstrumenten aangenomen. De Europese Unie stelt in wetgeving en verordeningen verschillende verplichtingen en richtlijnen voor de marktordening, tarieven en tariefregulering voor elektriciteit en gas. De EU beoogt hiermee om de tarieven te harmoniseren tussen de lidstaten. Met de harmonisatie wordt onderlinge samenwerking en handel vereenvoudigd en ontstaat er een gelijk speelveld tussen lidstaten.

Verordening 2019/943 voor elektriciteit geeft randvoorwaarden aan en stelt doelstellingen op voor tarieven (EU, 2019). De EU kan ook beperkingen opleggen zoals een maximaal producententarief van 0,50 €/MW (EU, 2010). In 2017 heeft de Europese Unie de verordeningen 2017/460 vastgesteld voor landelijke (EU, 2017). Deze verordening is in 2020 in Nederland geïmplementeerd en heeft tot significante wijzigingen geleid. Zo is een postzegeltarief ingevoerd (wat betekent dat de tarieven niet langer afhankelijk zijn van de locatie in het land) en geldt een korting van 60% op transport van en naar een gasopslag. Een ander voorbeeld is de recente uitspraak van het Europese Hof van Justitie, zoals toegelicht in Kader 1.

⁴ [Wijziging van de Warmtewet in verband met enkele aanpassingen](#)

⁵ Kleinverbruikers zijn hier gedefinieerd als alle warmteafnemers met een aansluiting tot 100 kW. Sinds 2020 is het begrip verbruiker uitgebreid naar verhuurders en VvE's met een aansluiting van meer dan 100 kW die warmte doorleveren aan hun huurders/leden.

Kader 1 - Uitspraak Hof van Justitie met betrekking tot rol van de minister en ACM

Op 2 september 2021 heeft het Europese Hof van Justitie een belangrijke uitspraak gedaan over de rol van het ministerie in de tariefregulering van de energiedragers (Hof van Justitie, 2021). Met deze uitspraak heeft het Hof duidelijk gemaakt dat inmenging van lidstaten in de tarieven niet meer aan de orde kan zijn. ACM dient op dat terrein onafhankelijk te kunnen optreden én zich te richten naar het Europese regelgevend kader. Daarmee speelt de minister van EZK geen rol meer bij de vaststelling van de tarieven. Dit dient geïmplementeerd te worden in de nieuwe (concept) Energiewet. Wat de minister wel dient te regelen is het inbedden van het tariefreguleringsproces in onze nationale, juridische structuur. Bijvoorbeeld de hoofdlijnen van het tariefreguleringsproces: het methodebesluit, het inkomstenbesluit, het tarievenbesluit. Maar de minister normeert verder niet met welke inhoudelijke randvoorwaarden of kaders ACM dan rekening moet houden.

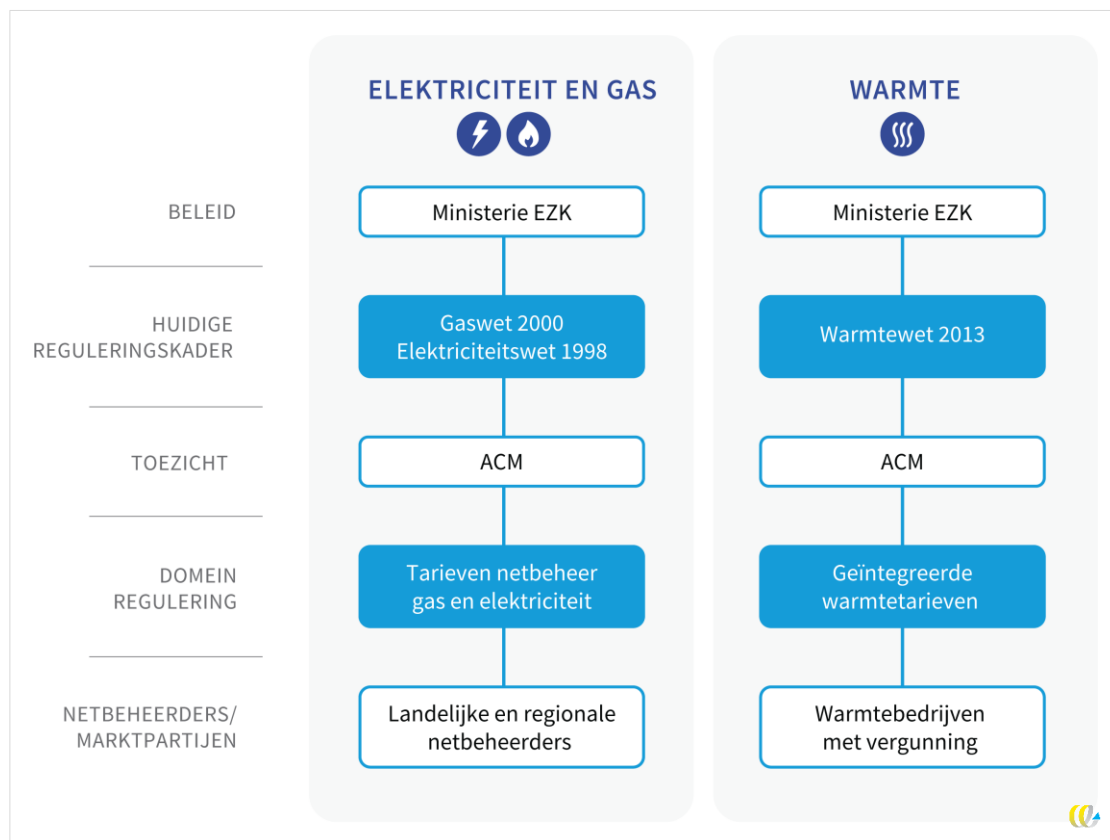
Aangezien warmte een sterker lokaal en regionaal georiënteerde markt vormt, is het ook logisch volgens het subsidiariteitsbeginsel dat de invloed van Europa op het Nederlands warmtebeleid beperkt is. Voor de regulering van warmtetarieven is dan ook Europees beleid minder relevant. Voor de definities van verbruiker en hernieuwbare energiebronnen wordt wel aangesloten bij Europese richtlijnen.

2.5 Rollen en verantwoordelijkheden

Figuur 2 toont de verschillende actoren en hun rollen voor de tariefregulering voor elektriciteit en gas enerzijds en warmte anderzijds. De belangrijkste stakeholders in de tariefregulering zijn de Europese Commissie, het ministerie van EZK (de verantwoordelijke van de Nederlandse Staat), ACM en de netbeheerders. In Europese wetgeving is de marktordening vormgegeven en zijn eisen, doelen en randvoorwaarden voor tariefregulering vastgesteld. Voor elektriciteit is dit Verordening 2019/943 (EU, 2019) en voor gas Verordening 715/2009 en de daaruit volgende Verordening 2017/460 (EC, 2009, EU, 2017).

De minister van EZK is verantwoordelijk voor de wetgeving rond de tariefregulering. De grondslag voor tariefregulering is opgenomen in de Gaswet en Elektriciteitswet. Het ministerie heeft een concept-Energiewet opgesteld waarin de toekomstige marktordening en grondslag van de tariefregulering is vastgesteld. Een belangrijke ontwikkeling hierop is opgenomen in Kader 1. Daarin wordt duidelijk dat de minister van EZK zelf beperkte bevoegdheden heeft om in te grijpen in de vormgeving van tarieven voor energienetten.

Figuur 2 - Wettelijke rollen in regulering



ACM is verantwoordelijk voor de vormgeving van de tariefregulering. De principes van de tariefregulering en de randvoorwaarden van de tarieven zijn opgenomen in de tarieven-code. ACM heeft verschillende instrumenten om te zorgen dat de doelstellingen van de tarieven worden behaald.

De netbeheerders stellen jaarlijks hun tarieven voor aan ACM, die controleert of deze voldoen aan de eisen en of de maximale inkomsten niet worden overschreden. De netbeheerders kunnen ook wijzigingen in de tarievenscodes voordragen en zo indirect invloed uitoefenen op de vormgeving van de instrumenten van ACM.

Warmte

De Warmtewet komt, in tegenstelling tot de Gaswet en de Elektriciteitswet, niet voort uit een Europese verordening. De minister van EZK is verantwoordelijk voor de wetgeving rond de tariefregulering. De grondslag voor tariefregulering voor collectieve warmtelevering is opgenomen in de Warmtewet. ACM is belast met taken ter uitvoering van de Warmtewet en ziet toe op de naleving van de wet.⁶

⁶ Artikel 15 Warmtewet.

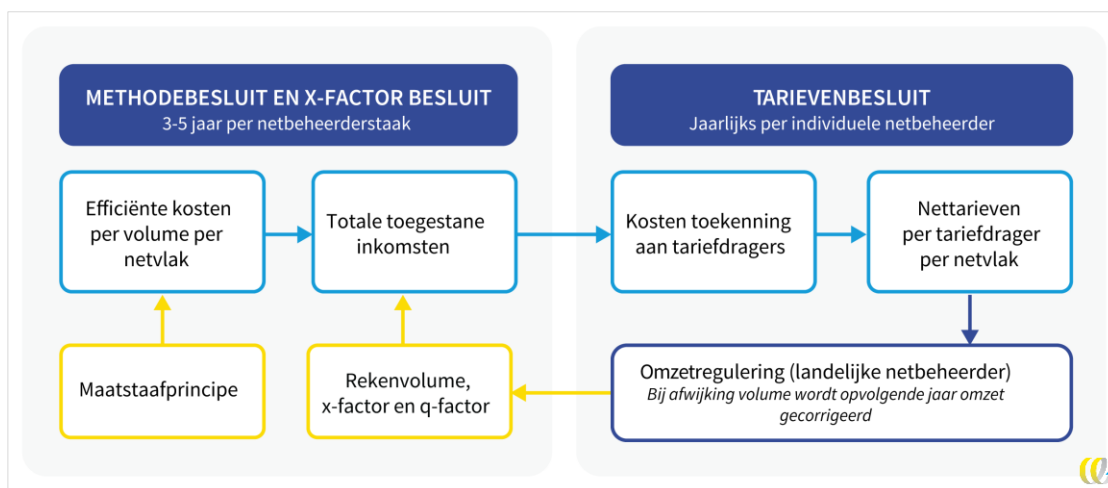
2.6 Sturingsinstrumenten in tariefregulering

Deze paragraaf gaat in op de instrumenten binnen tariefregulering om de bovengenoemde doelen te bereiken. We gaan eerst in op de instrumenten voor elektriciteit en gas, en vervolgens op de instrumenten voor de warmtetarieven.

Elektriciteit en gas

ACM heeft verschillende instrumenten om de netbeheerders te sturen. De belangrijkste daarin is de tariefregulering. Het principe van de tariefregulering is dat de netbeheerder de zogenaamde efficiënte kosten in rekening mag brengen bij de afnemers. De Nederlandse elektriciteits- en gasnetten zijn onderverdeeld in verschillende netvlakken⁷. De kosten en tarieven worden vastgesteld per netvlak. Figuur 3 geeft op hoofdlijnen de basisprincipes weer van de tariefregulering.

Figuur 3 - Basismethode voor vaststellen tarieven op hoofdlijnen



De efficiënte kosten worden bepaald door middel van 'maatstaaf(benchmark) regulering'. Netbeheerders worden vergeleken met andere netbeheerders om de maatstaf (de gemiddelde efficiënte kosten per volume per netvlak) te bepalen. Een netbeheerder die efficiënter werkt dan de maatstaf ontvangt meer inkomsten dan de kosten die hij maakt. Regionale netbeheerders worden onderling vergeleken. Voor landelijke elektriciteitsnetbeheerder TenneT op land en gasnetbeheerder GTS is deze maatstaf gebaseerd op een vergelijking met peers zoals verschillende buitenlandse netbeheerders. Landelijke netbeheerders kennen daarnaast ook omzetregulering. Dit betekent dat zij als zij in één jaar meer of minder inkomsten genereren dan de toegestane inkomsten, de inkomsten het opvolgende jaar met dit verschil worden gecorrigeerd.

⁷ De elektriciteitsnetten zijn onderverdeeld in spanningsniveaus: extra hoogspanning (EHS), hoogspanning (HS), middenspanning (MS) en laagspanning (LS). Gasnetten kunnen onderscheiden worden in drie drukniveaus: extra hoge druk (EHS), hoge druk (ED), en lage druk (LD).

De efficiënte kosten per volume vermenigvuldigd met het verwachte volume bepalen de totale toegestane inkomsten van een netbeheerder. De inkomsten worden gecorrigeerd met twee factoren:

- **De x-factor** is een percentage dat bepaalt hoeveel inkomsten de netbeheerder jaarlijks minder dient te maken (dus de jaarlijkse daling van de toegestane inkomsten).
- **De q-factor** kwantificeert de kwaliteit van de prestaties van de netbeheerder ten opzichte van andere netbeheerders. Als een netbeheerder beter presteert, is de factor positief en mogen er meer inkomsten verworven worden. Als de netbeheerder slechter presteert, is deze factor negatief en mogen er minder inkomsten worden verworven.

De totale inkomsten per netvlak worden vertaald naar de tarieven voor eindgebruikers door middel van tariefcomponenten. Dit zijn een capaciteitscomponent (kW of m³/uur) en verbruikscomponent (kWh of m³/jaar). De tariefcomponenten verschillen dus per netvlak. Op hogere netvlakken is het vermogen meer leidend voor de kostenverdeling, terwijl op lagere spanningsniveaus het verbruik een belangrijkere determinant is voor het tarief. Met de tariefcomponenten wordt het tarief per aangeslotene bepaald.

In de tarievencode of tarievenbesluit is per netvlak vastgelegd via welke tariefdragers de kosten worden verdeeld over aangeslotenen. Dat betekent echter niet dat de hoogte van de tarieven per netvlak wordt vastgesteld. ACM stelt de kosten per netbeheerder, per netvlak vast⁸.

In volgend tekstkader wordt de reeks van besluiten in de aangeven volgorde toegelicht.

Tariefregulering in drie besluiten

Er is sprake van een besluitenreeks, waarbij het ene besluit de input vormt voor het daaropvolgende besluit. De drie stappen en besluiten in de tariefregulering zijn:

Stap 1: ACM stelt periodiek een methodebesluit vast per netbeheerderstaak, met daarin de methode waarmee het efficiënte kostenniveau per volume wordt bepaald. ACM stelt de methodebesluiten vast voor 3 tot 5 jaar en dit noemt men één reguleringsperiode. Deze methodebesluiten beschrijven de methodologie voor het vaststellen van de toegestane inkomsten gebaseerd op de efficiënte kosten, de rekenvolumes, de efficiëntiefactor (x-factor) en kwaliteitsfactor (q-factor).

Stap 2: Vervolgens stelt ACM x-factorbesluiten vast per individuele netbeheerders. Volgens de methodologie uit het methodebesluit worden de rekenvolumes, x-factor en q-factor vastgesteld. Deze bepalen de jaarlijkse inkomsten per netbeheerder.

Stap 3: In de laatste stap stelt ACM jaarlijks de tarieven per netbeheerder vast gebaseerd op een voorstel van de netbeheerder. ACM bepaalt of de tarieven voldoen aan de eisen en niet resulteren tot inkomsten hoger dan de toegestane inkomsten. Hiervoor worden totale inkomsten berekend door de inkomsten van het jaar ervoor te verminderen met de X-factor en te verhogen met inflatie (consumentenprijsindex) en de q-factor.

Naast de tariefregulering bestaan er nog andere instrumenten die ACM inzet. Er bestaat bijvoorbeeld een compensatieregeling voor leveringsonderbrekingen, waardoor er een prikkel is de leveringszekerheid te verhogen. Netbeheerders stellen daarnaast technische codes op over hoe ze hun netwerk beheren. Tenslotte stellen de netbeheerders elke twee jaar

⁸ Dat betekent dat wanneer een netbeheerder beschikt over meerdere netten van eenzelfde spanningsniveau (netvlak), de tarieven op beide netten feitelijk gelijk gesteld worden. Het betekent ook dat de tarieven voor eenzelfde netvlak per netbeheerder verschillen.

investeringsplannen op die ter toetsing worden aangeleverd aan ACM. De investeringsplannen moeten uitbreidings- en vervangingsinvesteringen bevatten die noodzakelijk zijn voor de uitvoering van de wettelijke taken van de netbeheerders⁹.

Warmte

Sinds 2014 reguleert ACM ook de warmtetarieven voor kleinverbruikers (<100 kW).

De twee belangrijkste instrumenten voor de tariefregulering van afnemers zijn:

- voorkomen dat een gemiddelde warmteafnemer meer betaalt dan wat een gemiddelde gasafnemer zou betalen (**Niet-Meer-Dan-Anders** (NMDA)-principe);
- door middel van periodieke monitoring (**Rendementsmonitor**) voorkomen dat warmteleveranciers onredelijk hoge rendementen behalen.

Het NMDA-principe is geïntroduceerd vanuit de gedachte dat een gemiddelde warmteafnemer niet meer mag betalen dan wat een gemiddelde gasafnemer zou betalen. In artikel 5 van de Warmtewet staat dat ACM jaarlijks de maximumtarieven vaststelt die een leverancier ten hoogste mag berekenen voor de levering van warmte. Via het NMDA-principe wordt de prijs van warmte aldus gemaximeerd op het niveau van aardgas. Het betreft hier de volledige aardgasprijs inclusief heffingen (Energiebelasting, ODE en btw). Dit betekent dat tariefontwikkeling automatisch gekoppeld is aan de ontwikkeling van de eindgebruikerskosten voor gas.

De andere vorm van tariefbescherming is de Rendementsmonitor en is bedoeld om de transparantie van de markt te vergroten. Om te voorkomen dat bedrijven op basis van de maximumtarieven onredelijk hoge rendementen behalen, staat in artikel 7.1 van de Warmtewet dat ACM de rendementen van warmteleveranciers elke twee jaar monitort. Waar nodig kan ACM de maximumtarieven van individuele warmteleveranciers aanpassen (Ministerie van EZK, 2021b). Uit de recentste Rendementsmonitor (2017-2018) blijkt dat de gemiddelde rendementen over de jaren heen zijn gestegen, maar dat het gemiddelde rendement in de sector binnen de bandbreedte van een redelijk geacht rendement valt (ACM, 2020a). ACM heeft dus nog niet hoeven ingrijpen.

De rendementsmonitor geeft een beeld van het gewogen gemiddelde van de hele sector. In artikel 7.2-7.4 van de Warmtewet staat dat ACM ook bevoegd is om onderzoek te doen naar de rendementen van een individuele warmteleverancier. Als de betreffende leverancier een hoger dan het door ACM vastgestelde redelijke rendement behaalt, kan ACM ingrijpen door het maximumtarief voor de betreffende leverancier te corrigeren. Omdat de gasprijs eind 2021 en begin 2022 historisch hoog is, stijgen de maximumtarieven daarom automatisch mee. ACM heeft warmteleveranciers er in 2022 ook op aangesproken terughoudend te zijn in het verhogen van de tarieven als dat niet nodig is om de gestegen kosten te dekken¹⁰.

⁹ Concreet betekent dit dat ACM toetst of de netbeheerder in het investeringsplan de noodzakelijkheid van de investeringen aantoont. Netbeheerders moeten meerdere scenario's schetsen en op een logische wijze aantonen welke risico's en knelpunten hierin ontstaan. Netbeheerders onderbouwen vervolgens of de investeringen in voldoende mate bijdragen aan het oplossen van deze knelpunten.

¹⁰ Als de hoge gasprijzen volledig doorwerken in de kosten van de warmteleveranciers kan het wel nodig zijn tarieven te verhogen tot het maximum.

2.7 Wetsgeschiedenis

De belangrijkste wijzigingen in het wetgevingskader voor regulering zijn samengevat in onderstaande drie figuren (Figuur 4,

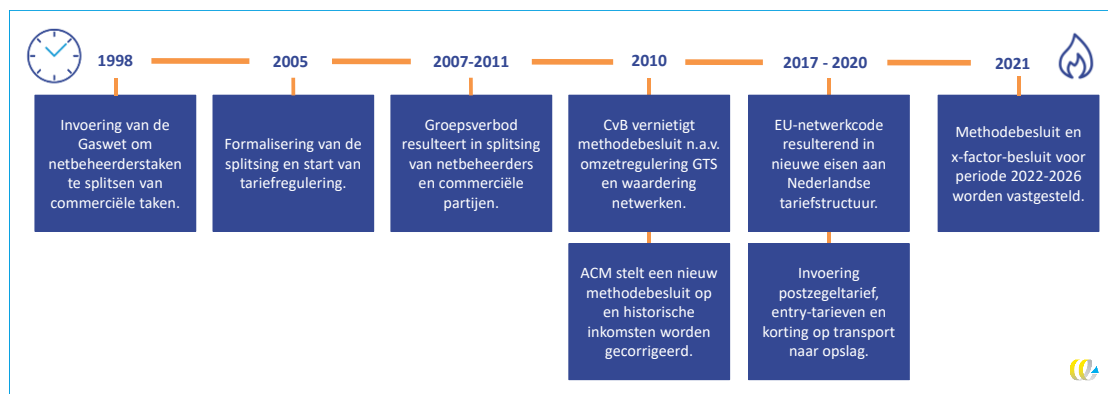
Figuur 5 en

Figuur 6).

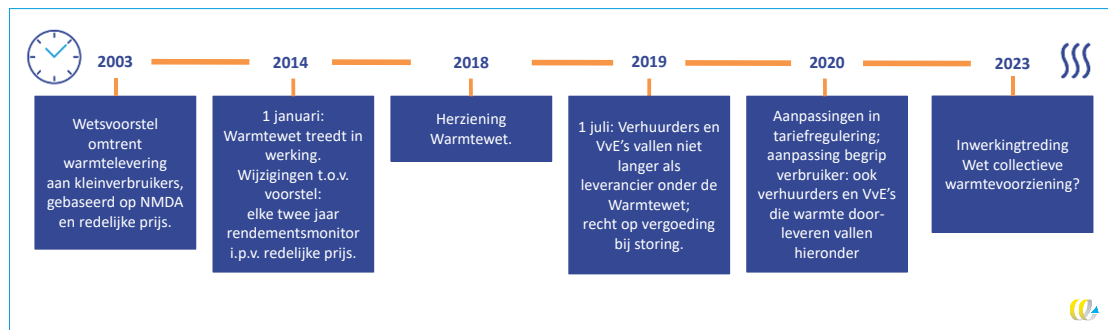
Figuur 4 - Belangrijkste wijzigingen in tariefregulering elektriciteit



Figuur 5 - Belangrijkste wijzigingen in tariefregulering gas



Figuur 6 - Belangrijkste wijzigingen in tariefregulering warmte



2.8 Doorkijk nieuwe reguleringskaders

Deze paragraaf gaat in op de concept-Energiewet en nieuwe Wet collectieve Warmtevoorziening.

2.8.1 Concept (nieuwe) Energiewet

Proces

In december 2020 is een concept-Energiewet gepresenteerd die de huidige Elektriciteits- en Gaswet zal gaan vervangen. In een consultatie hebben in totaal 66 partijen gereageerd. Deze opmerkingen zijn verwerkt en in november 2021 is een nieuwe versie gepubliceerd. Deze versie is bedoeld voor een formele toets op uitvoerbaarheid en handhaafbaarheid (UHT) door de toezichthouders. Ook deze versie is publiekelijk gemaakt (Rijkoverheid, 2021). De tekst van de Energiewet is echter nog steeds in beweging. Een recent voorbeeld is de uitspraak van het Europese Hof van Justitie over de onafhankelijkheid van de toezichthouder. ACM heeft aangegeven dat dit gevolgen heeft op de vormgeving van de Energiewet (ACM, 2021g). Het voornemen is dat de wet in 2022 in werking treedt, maar of en wanneer dit haalbaar is blijft onzeker.

Inhoud: doelstelling en zes pijlers

De nieuwe Energiewet vervangt dus de huidige Elektriciteits- en Gaswet. Een nieuwe wet is nodig omdat de huidige wetgeving niet is toegesneden op de overgang naar een duurzame energievoorziening en digitalisering. Er is gekozen de Elektriciteits- en Gaswet te integreren. De Warmtewet wordt afzonderlijk ontwikkeld zodat één van beide trajecten niet wordt beïnvloed als vertraging ontstaat in het andere traject.

De Energiewet implementeert Europese kaders voor elektriciteit en gas en implementeert nieuwe maatregelen uit het Europese Clean Energy Package. Daarnaast voert het verbeteringen en verduidelijkingen in om bij te dragen aan de uitvoering van het Klimaatakkoord, onder andere in de meetketen en bescherming van eindgebruikers.

De nieuwe Energiewet kent zes belangrijke pijlers, die de belangrijkste wijzigingen in de wetgeving omvatten:

1. **Versterkt wettelijk kader voor toekomstige systeemintegratie:** Inzet op één geïntegreerde wet met meer inzichtelijkheid, structuur en consistentie in wet- en regelgeving.
2. **Energiedata als noodzakelijke en kansrijke grondstof voor het systeem:** Transitie naar digitale bemetering en centrale en gestandaardiseerde data-uitwisselingen.
3. **Systemen op orde en ondersteunend aan energietransitie:** Herziening van de inrichting van de systeembeheerders en herzieningen door energietransitie over de aansluitplicht. De aansluitplicht van achttien weken vervalt en wordt 'een redelijke termijn'. Daarnaast kan het transport van elektriciteit naar een nieuwe aansluiting worden afgewezen op grond van een tekort aan netcapaciteit. Daarnaast valt onder deze pijler een verdere verbetering en verduidelijking van de tariefregulering. Met de uitspraak van het Europese Hof zijn er mogelijk echter nog wijzigingen te verwachten.

4. **Ruimte voor nieuwe marktinitiatieven:** Nieuwe ontwikkelingen worden wettelijk mogelijk gemaakt zoals meerdere partijen op één aansluiting, verkopen van zelfgeproduceerde elektriciteit en verkopen van flexibiliteit via aggregatie.
5. **Meer bescherming voor eindafnemers:** Gebaseerd op Europese richtlijnen worden de algemene rechten en contractuele bescherming van eindafnemers vergroot.
6. **Toezicht:** De rol van ACM als toezichthouder wordt in grote lijn vergelijkbaar met huidige wetgeving vormgegeven.

Het gasgedeelte van de Energiewet is nog relatief beperkt uitgewerkt. De minister heeft aangegeven te wachten op nieuwe Europese regelgeving voordat dit verder uitgewerkt wordt.

Uit verschillende reacties op de Energiewet van marktpartijen blijkt dat er nog veel geregeld moet worden in de onderliggende regelgeving en hier nog veel over onduidelijk is. In de UHT-versie heeft de minister hierop gereageerd door aan te geven dat hij in de wet nu meer richting heeft geprobeerd te geven aan de onderliggende wetgeving.

2.8.2 Nieuwe Wet collectieve warmtevoorziening (Warmtewet 2)

Proces

In de oorspronkelijke planning zou de Wet collectieve warmtevoorziening op 1 januari 2022 in werking treden. In de zomer van 2020 heeft de internetconsultatie van het wetsvoorstel plaatsgevonden. Dit heeft geleid tot aanpassing van het wetsvoorstel. Echter zijn er verschillende (lokale) overheden die aangeven dat de mogelijkheden om te sturen op een publieke uitvoeringspartner onvoldoende zijn. Zij willen vooraf een expliciete voorkeur kunnen uitspreken voor een type warmtebedrijf: publiek, privaat of een samenwerkingsvorm (Ministerie van EZK, 2021c). Op dit moment is niet bekend wanneer de Wet collectieve warmtevoorziening in werking zal treden. Het is de bedoeling dat het wetsvoorstel begin 2023 aan de Tweede Kamer wordt aangeboden (Ministerie van EZK, 2022).

Inhoud

Het ministerie van EZK stelt dat de Warmtewet tot dusverre vooral een consumenten-beschermingswet is, met regels ten aanzien van tarieven en leveringszekerheid. Echter om de ambities uit het Klimaatakkoord rond duurzame warmte en de benodigde infrastructuur waar te maken, worden de regels aangevuld om de beoogde groei en verduurzaming van collectieve warmtesystemen te realiseren. Om de beoogde groei in warmtenetten te faciliteren, is een verandering in de rollen en verantwoordelijkheden in de warmtemarkt nodig. Deze systeemwijziging moet middels de *Wet collectieve warmtevoorziening* (ook wel Warmtewet 2 genoemd) worden doorgevoerd.

De vier doelen van het wetsvoorstel zijn:

- groei van collectieve warmtesystemen mogelijk maken door nieuwe spelregels (marktordening);
- meer transparantie in de tariefstelling (tariefbescherming);
- aanscherpen vereisten voor leveringszekerheid;
- zeker stellen van de verduurzaming.

Marktordening in de Wet collectieve warmtevoorziening

Het ministerie van EZK voorziet een marktordening waarbij gemeenten de regie kunnen voeren op basis van de wijkgerichte aanpak en waarbij de warmtebedrijven meer zekerheid hebben over inkomsten. De Wet collectieve warmtevoorziening moet gemeenten in staat stellen een warmtekavel vast te stellen. Een warmtekavel is een gebiedsafbakening van wijken/gebouwen waarvoor de gemeente collectieve warmte overweegt. Ook krijgen gemeenten de bevoegdheid om een warmtebedrijf aan te wijzen dat een warmtenet voor een bepaalde tijd (20-30 jaar) binnen dit kavel mag aanleggen en exploiteren (Ministerie van EZK, 2019, Ministerie van EZK, 2020b).

Tariefregulering in de Wet collectieve warmtevoorziening

De huidige tarifiering op basis van de gasreferentie (het NMDA-principe) is in de context van een energietransitie niet houdbaar (Ministerie van EZK, 2019). Dit komt doordat de gasreferentie steeds minder verband houdt met de onderliggende kosten voor de warmtelevering naarmate er meer gebruik wordt gemaakt van andere, duurzamere warmtebronnen. Bovendien komt door deze koppeling de extra energiebelasting op gas ook in het warmtetarief terecht, terwijl de hogere belasting op aardgas juist bedoeld is om mensen te prikkelen van het gas af te gaan (Woonbond, 2021). Van een hogere aardgasprijs (bijv. door een hogere belasting op aardgas) gaat nu dus geen directe prikkel uit naar afnemers om over te stappen naar collectieve warmte. De koppeling van warmtetarieven aan de gasprijs zou zelfs kunnen bijdragen aan de negatieve perceptie van (de prijs van) warmte (Ministerie van EZK, 2019).

De uitgangspunten voor de nieuwe tariefmethodiek zijn: prijsbescherming aan consumenten, bevordering van efficiëntie, bijdragen aan een positief investeringsklimaat en uitvoerbaarheid (Ministerie van EZK, 2019). Het ministerie van EZK voorziet een tariefsystematiek waarbij (1) kleinverbruikers de zekerheid hebben dat zij niet meer betalen dan nodig is en (2) warmtebedrijven tegelijkertijd de zekerheid hebben dat zij hun kosten inclusief een redelijk rendement kunnen terugverdienen. Warmtebedrijven krijgen de wettelijke taak om warmtenetten tegen zo efficiënt mogelijke kosten met een duurzame en betrouwbare kwaliteit te realiseren. Het voornemen is dat in de nieuwe Wet collectieve warmtevoorziening de tariefsystematiek gebaseerd is op de onderliggende kosten (Ministerie van EZK, 2020f). Een belangrijk verschil met de huidige Warmtewet is dus dat er grote(re) verschillen kunnen ontstaan tussen warmtetarieven voor afnemers in verschillende warmteregio's.

Het ministerie van EZK heeft onderzoek laten doen naar verschillende opties voor een tariefsystematiek, als alternatief voor de gasreferentie. Uit dit onderzoek blijkt de *maatstafregulering* op de lange termijn de meest geschikte optie te zijn. De maximumtarieven die warmtebedrijven in rekening mogen brengen worden dan bepaald op basis van een vorm van maatstafconcurrentie. Hierbij worden de maximumtarieven berekend op basis van een model waarbij concurrentie tussen warmtesystemen wordt nagebootst (Ministerie van EZK, 2020f). Maatstafregulering lijkt dus een geschikte optie voor de lange termijn. Het advies¹¹ hierbij is om deze wijziging over een langere periode (bijv. 5 tot 10 jaar) door te voeren. De overgangsperiode zou kunnen bestaan uit een kostengebaseerde referentieprijs, waarbij de huidige gasreferentie gecorrigeerd wordt op basis van een warmtespecifieke kosten-gebaseerde index (Ministerie van EZK, 2020f).

¹¹ Dit is het advies van onderzoeksbureau Oxera, dat in opdracht van het ministerie van EZK verschillende opties voor tariefsystematiek heeft onderzocht.

De tariefregulering in het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening is van toepassing op zowel klein- als grootverbruikers. Kleinverbruikers zijn gedefinieerd als afnemers met een aansluiting tot 100 kW, met uitzondering van huurders of VvE-leden die warmte doorgeleverd krijgen van de verhuurder of VvE¹². In het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening worden grootverbruikers als volgt gedefinieerd: afnemers van collectieve warmte met een centrale leverings- aansluiting van groter dan 100 kW. Van de definitie van grootverbruikers zijn uitgezonderd: de levering van warmte voor industriële of productieprocessen en de levering van warmte die niet hoofdzakelijk geleverd wordt ten behoeve van ruimteverwarming en warmtapwater. Voor warmtelevering aan grootverbruikers moeten de tarieven de werkelijke kosten reflecteren. De berekeningsmethode en de tarieven moeten transparant en non-discriminatoir zijn en uitgaan van redelijk rendement. Op verzoek van een gebruiker zal ACM toetsen of de berekeningsmethode aan deze eisen voldoet.¹³

Leveringszekerheid in de Wet collectieve warmtevoorziening

In de toelichting van de Wet collectieve warmtevoorziening staat dat “het voornemen is om warmtelevering door collectieve warmtesystemen en warmtetransportnetten, net als distributienetten voor gas en elektriciteit, aan te merken als vitaal proces” (Ministerie van EZK, 2020e). Doordat collectieve warmtesystemen in veel gevallen sterk afhankelijk zijn van één hoofdbron, is het momenteel uitdagend om de leveringszekerheid in noodsituaties te borgen. Dit komt door het lokale karakter van collectieve warmtesystemen, waardoor de mogelijkheden beperkt zijn om in zo’n situatie de warmtelevering door een ander bedrijf over te laten nemen. De huidige regels voor leveringszekerheid zijn vooral gericht op ingrijpen bij acute noodsituaties, vrijwel niet op het voorkomen daarvan. Ook is momenteel niet duidelijk wie waarop kan worden aangesproken en waar eventuele kosten van ingrijpen kunnen worden verhaald. Daarom wordt een warmtebedrijf in het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening integraal verantwoordelijk voor de gehele warmteketen en moet ervoor zorgen dat de leveringszekerheid op zowel korte als lange termijn zeker gesteld is (Ministerie van EZK, 2020d).

Duurzaamheid in de Wet collectieve warmtevoorziening

In de toelichting van de Wet collectieve warmtevoorziening staat dat er een instrumentarium nodig is om ervoor te zorgen dat investeringsmomenten (bijvoorbeeld bij de aanleg, onderhoud of uitbreiding van een warmtenet) worden benut om o.a. nieuwe duurzame warmtebronnen te ontsluiten. Het uitgangspunt van dit instrumentarium is dat deze primair stuurt op CO₂-reductie. Met het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening worden warmtebedrijven verplicht om per collectief warmtesysteem te voldoen aan een minimaal haalbaar pad voor verduurzaming (van 40 kg CO₂ per GJ in 2022 met jaarlijkse stappen van ongeveer 1,9 kg CO₂ per GJ naar 25 kg CO in 2030. Vóór 2030 wordt het pad naar CO₂-vrije warmte in 2050 verder vormgegeven (Ministerie van EZK, 2020e).

¹² Overeenkomstig met de bestaande situatie: huurders worden al beschermd door het huurrecht en leden van een VvE door de organisatiestructuur van de VvE.

¹³ Zie artikel 7.9 van het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening [Internetconsultatie warmtewet2](#)

3 Reflectie op werking van de tariefstelsels

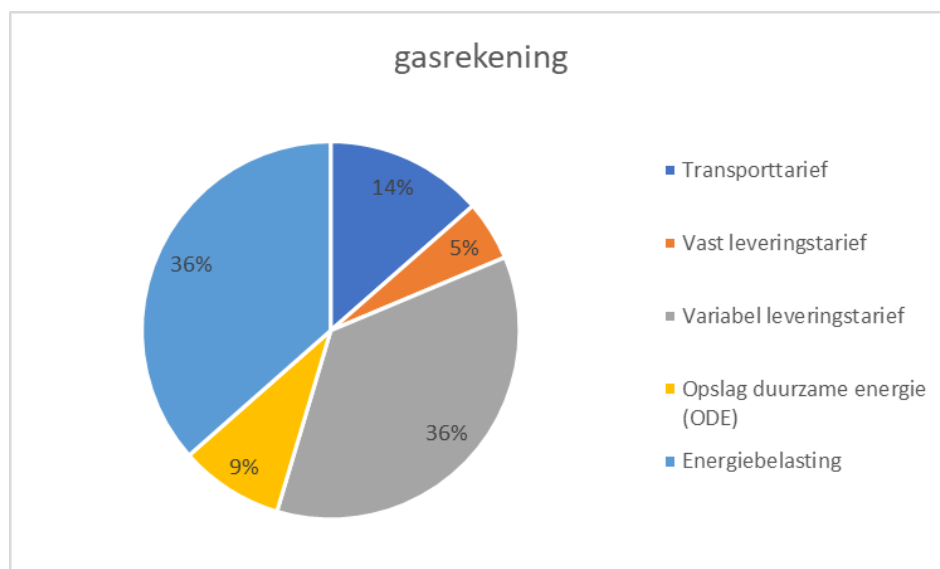
3.1 Inleiding

Dit hoofdstuk bevat een reflectie op de werking en de impact van de tariefstelsels in de praktijk. Dit doen we op basis van bestaande uitgevoerde evaluatieanalyses en eigen beoordeling. We sluiten af met conclusies die uit dit evaluatiemateriaal kunnen worden getrokken ten aanzien van de geconstateerde doeltreffendheid en doelmatigheid van (het toezicht op) het tariefgebouw.

3.2 Opbouw van de tarieven in de energierekening

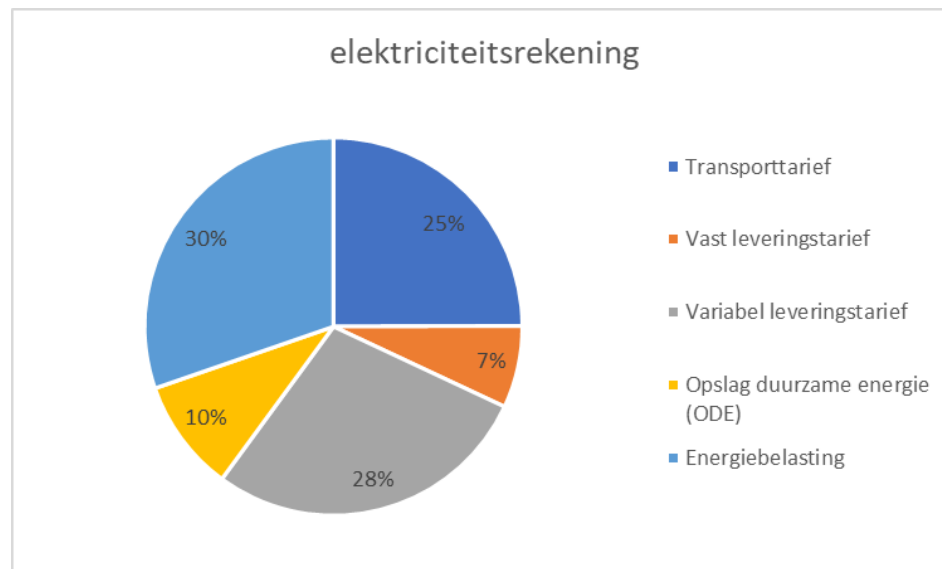
Energietarieven zijn een belangrijk onderdeel van de energierekening van afnemers. De nettatarieven vormen circa een derde van de elektriciteitsrekening van consumenten (zie Figuur 8). Bij grootverbruikers is dit aandeel in de praktijk kleiner. Nettarieven van de gasrekening vormen bijna 20% het totale bedrag dat een consument kwijt is aan gas. De elektriciteitsrekening bedraagt ruim 1.000 euro per jaar. De gasrekening bedraagt gemiddeld ruim 1.300 euro op jaarbasis (anno 2021).

Figuur 7 - Opbouw van de energierekening gascomponent voor een gemiddeld gasgebruik (1.240 m³) van een Nederlands huishouden in 2021



Transporttarief en vast leveringstarief vormen de netwerkcomponenten op de energierekening
Bron: CBS Statline.

Figuur 8 - Opbouw van de gasrekening voor een gemiddeld elektriciteitsgebruik (2.700 kWh³) van een Nederlands huishouden in 2021



Transporttarief en vast leveringstarief vormen de netwerkcomponenten op de energierekening
Bron: CBS Statline.

3.3 Nettarieven van verschillende gebruikers

Vanuit de opbouw van de energierekening, gaan we in deze paragraaf in op de nettarieven die verschillende groepen afnemers betalen. De tarieven voor elektriciteit en gas kunnen gesplitst worden naar klein- en grootverbruikerstarieven. Kleinverbruikers zijn elektriciteitsaansluitingen tot 3x80A en gasaansluitingen tot 40 m³/uur. Deze kleinverbruikers kennen een capaciteitstarief. In deze gevallen wordt het tarief niet bepaald door het daadwerkelijk vermogen maar door een gemiddelde ‘rekencapaciteit’ (in de tarievenscode vastgelegd). Het tarief is alleen afhankelijk van de capaciteit van hun aansluiting en niet van hun jaarverbruik of belasting van de aansluiting.

Voor grootverbruikers van elektriciteit is het transportafhankelijke tarief gebaseerd op het gemeten werkelijke verbruik en vermogen. Grootverbruikers van gas kennen één tariefcomponent voor het transportafhankelijke tarief welke afhankelijk is van het maximale verbruik per uur (uitgedrukt in kWh/jaar). De nettarieven elektriciteit zijn gebaseerd op twee componenten. Dit zijn het maximale vermogen per jaar en per individuele maand.

Er bestaan daarnaast verschillende wettelijke kortingen die resulteren in verschillende type tarieven voor gebruikers. Voor elektriciteitsgebruikers boven de 50 GWh geldt een korting van 90%. Voor gastransport naar een opslaglocatie geldt een korting van 60%. Daarnaast bestaat er een speciaal wheelingtarief voor gas. Dit tarief is ongeveer 85% lager dan het standaardtarief en geldt voor transport over kleine afstanden. Door de te betalen nettarieven kan de concurrentiepositie van Nederlandse grootverbruikers nadelig worden beïnvloed. Over het algemeen worden deze beargumenteerd door erop te wijzen dat de betreffende (groot)verbruikers relatief minder kosten veroorzaken dan wel positief bijdragen aan (de stabiliteit van) het net (D-Cision et al., 2013).

Tabel 1 en Tabel 2 tonen de nettarieven elektriciteit en gas voor verschillende voorbeeld gebruikers. De tarieven zijn ook uitgedrukt in de relatieve kosten per aansluitcapaciteit (kW en m³ gas per uur) en verbruik (kWh en m³). De nettarieven elektriciteit zijn hoger dan voor gas, oftewel het is duurder om de elektriciteitsinfrastructuur te realiseren en beheren.

Voor elektriciteit zijn de kosten per kW/jaar voor kleinverbruikers (huishouden) lager dan voor grootverbruikers (industrie). Dit komt doordat het tarief artificieel laag wordt gehouden. Het tarief per verbruik (€/kWh/jaar) is wel hoger voor kleinere aansluitingen. Dit effect wordt vooral veroorzaakt doordat huishoudens slecht ongeveer 700 vollasturen hebben terwijl de industrie 8.000 vollasturen kennen. Industrie gebruikt de aansluiting dus veel meer uren per jaar, waardoor de prijs per gebruikte hoeveelheid energie lager is.

Tabel 1 - Illustratief voorbeeld nettarieven elektriciteit voor huishouden en utiliteit (ACM, 2020e) en industrie (ACM, 2020g)

Type aansluiting	Aansluitcapaciteit	Energiegebruik	Transport-onafhankelijk k tarief	Transport-afhankelijk tarief	Nettarief per aansluitcapaciteit	Totaal nettatarief per energiegebruik
Eenheid	kW	kWh/jaar	€/jaar	€/jaar	€/kW/jaar	€/kWh/jaar
Huishouden	4	2.750	€ 29	€ 158	€ 47	€ 0,0678
Utiliteit	1.000	2.340.000	€ 8.913	€ 60.210	€ 69	€ 0,0295
Industrie	100.000	800.000.000	€ 2.760	€ 5.384.000	€ 54	€ 0,0067

Bij gas zien we een toename in de prijs per capaciteit (€/m³/uur/jaar) voor kleinere aansluitingen. Het prijsverschil is echter nog relatief beperkt. Ook hier zien we echter dat de prijs per energiegebruik (€/m³/jaar) voor een kleinere aansluiting veel hoger is. Ook hier ontstaat dat effect doordat de industrie de aansluiting intensiever gebruikt, oftewel meer uren per jaar met een relatief hoog aandeel van benutting van de capaciteit.

Tabel 2 - Illustratief voorbeeld nettarieven gas voor huishouden en utiliteit (ACM, 2020f) en grootschalige bierbrouwer (ACM, 2020d)

	Capaciteit	Verbruik	Vastrecht	Transport-afhankelijk tarief	Nettarief per capaciteit		Totaal nettatarief per energiegebruik	
Eenheid	m ³ /uur	m ³ /jaar	€/jaar	€/jaar	€/m ³ /uur /jaar	€/kW /jaar	€/m ³ / jaar	€/kWh /jaar
Huishouden	6	1.200	€ 51	€ 184	€ 39,1	€ 4,4	€ 0,195	€ 0,0222
Utiliteit	100	234000	€ 1.352	€ 2.148	€ 35,0	€ 4,0	€ 0,015	€ 0,0017
Industrie - exit-tarief	3.000	24.000.000	€ 0	€ 67.082	€ 22,4	€ 2,5	€ 0,003	€ 0,0003

3.4 Evaluaties van effecten tariefregulering

Gegeven het financiële aandeel van nettarieven binnen de energierekening¹⁴ is het zinvol om te kijken in hoeverre het toezicht op tarieven heeft bijgedragen aan scherpe nettarieven en tot een betaalbare energievoorziening. Hiertoe zetten we in deze paragraaf enkele evaluatiestudies op een rij:

- Evaluatie Gas- en Elektriciteitswet en onderliggende studies;
- Evaluatie begrotingsartikel energie EZK;
- Evaluatie Warmtewet.

¹⁴ Door de forse investeringen vanwege de energietransitie zal het belang in de energierekening verder toenemen.

Evaluatie Gas- en Elektriciteitswet

De Gas- en Elektriciteitswet (NMa, 2012) zijn in 2012 geëvalueerd. Uit de evaluatie komt als algemeen beeld naar voren dat de systematiek van de Elektriciteitswet en de Gaswet in de praktijk goed functioneert. Wettelijke doelen op het gebied van de verschillende thema's (tariefregulering, het totstandkomingsproces van de codes, consumentenbescherming en kwaliteit) zijn in de in de onderzochte periode grotendeels bereikt.

Het evaluatierapport (NMa, 2012) noemt als resultaten onder meer een aanzienlijke besparing voor de Nederlandse samenleving, meer marktwerking en een energievoorziening die tot de meest betrouwbare in Europa behoort. Het is aannemelijk dat besparingen zich hebben doorvertaald in de vorm lagere nettarieven in vergelijking met de situatie zonder net- en tarieftoezicht. Verder zijn investeringen om kwaliteit en veiligheid van de energienetten te waarborgen op peil gebleven. Ook geldt dat de baten van de regulering van energienetten (gas en elektriciteit) hoger zijn dan de organisatorische kosten van toezicht.

NMa, (2010b) concludeerde eerder eveneens dat netbeheerders goed in staat zijn geweest om alle investeringen te verrichten die ze moesten verrichten. De regulering prikkelde de netbeheerders om efficiënter te werken, maar heeft niet geleid tot uitstel van noodzakelijke investeringen. Geen enkele netbeheerder heeft investeringen niet gedaan omdat er te weinig financiële middelen zouden zijn. De kwaliteit van de regionale elektriciteits- en gasnetwerken is niet verslechterd. De kwaliteit van de netwerken is hoog, ook in internationaal perspectief. Later in dit hoofdstuk gaan we in op wat deze trends vanuit energietransitie betekenen voor het netbeheer, en kan de vraag gesteld worden of de betrouwbaarheid en leveringszekerheid in de toekomst kunnen blijven gewaarborgd.

De belangrijkste aanbevelingen uit het evaluatierapport gaan over het creëren van meer flexibiliteit in de energiewetgeving. Het aanbrengen van flexibiliteit biedt de bruikbare handvatten om de juiste balans te vinden tussen de vaak tegengestelde belangen die de NMa moet wegen ten aanzien van de dilemma's die inherent zijn aan marktregulering (NMa, 2012). Een dilemma is bijvoorbeeld de afweging tussen enerzijds het uitgangspunt dat de consument niet teveel betaalt en anderzijds het belang van het op peil houden van de kwaliteit van de energievoorziening en de daarmee verbonden investeringen. Flexibiliteit in de wetgeving is ook noodzakelijk om sneller in te kunnen spelen op snel wijzigende marktomstandigheden, zoals de transitie naar duurzaamheid en de integratie van de Europese energiemarkten.

Daarnaast kan het systeem van tariefregulering worden verbeterd. Het systeem van Tariefregulering is complex en de belangen zijn zowel groot als tegengesteld. Dit heeft geleid tot langdurige juridische procedures die gepaard gaan met onzekerheid over de hoogte van de tarieven, hetgeen zowel door de NMa als door de energiesector als een probleem wordt ervaren. Concrete adviezen zijn dan gericht op langere reguleringsperiode (meer stabiliteit), vereenvoudigen van de methodebesluit tot besluiten per netbeheerder, beperking van beroepsprocedures, etc.

Andere onderzoeken naar tariefregulering

Berenschot, (2012) heeft onderzoek gedaan naar de baten van tariefregulering voor het transport van elektriciteit. De periode betreft 2000 tot 2011. Conclusie luidt dat tariefregulering ervoor heeft gezorgd dat netgebruikers in de periode 2000 tot 2011 aanzienlijk minder hebben betaald voor het energietransport dan het geval zou zijn geweest in een situatie zonder regulering. De cumulatieve besparing is circa 7 miljard euro en de reële kosten voor energietransport per huishouden zijn gedaald van circa 330 tot circa 305 euro

per jaar. De betrouwbaarheid van de energienetten is in die periode op peil gebleven, resulterend in een laag storingsniveau in internationaal opzicht. Netgebruikers zijn tevreden over de taakuitvoering van de netbeheerders en de prijs-/kwaliteitverhouding van het energietransport, maar zijn wel van mening dat het systeem van regulering in de loop van de tijd, door nieuwe regels en maatregelen, ingewikkelder is geworden. De toename van complexiteit in het systeem van tariefregulering leidt tot meer administratieve lasten voor de netbeheerders en verzaakt de last van toezichtsactiviteiten voor de NMa.

Bij de Gaswet dient eveneens de vraag zich aan of de marktordening en regulering van het netbeheer en van de productie, handel en levering van gas gedurende de periode 2007-2012 zoals weergegeven in de Gaswet doeltreffend was. De NMa, (2012) geeft aan dat de systematiek van de Gaswet in de praktijk goed functioneert en dat de doelstellingen ervan grotendeels worden bereikt. Dit betreft het effect van tariefregulering, van de regulering van kwaliteit en voorwaarden ('codes') en van beleid gericht op consumentenbescherming.

Evaluatie begrotingsartikel energie

In 2014 heeft SEO een ex post-doorlichting van het EZ-beleidsartikel 14 voor de jaren 2007-2012 uitgevoerd (SEO, 2014). De evaluatie heeft betrekking op het integrale energiebeleid in brede zin, waarbij het de tariefstelsel met name het operationele doel 'optimale ordening en werking van energiemarkten' ondersteunt.

SEO kijkt dus niet alleen naar het *gereguleerde deel van netwerken*, maar naar marktordening en regulering van het netbeheer binnen het bredere kader van productie, handel en levering van energie¹⁵. Daarnaast worden meerdere instrumenten ingezet, en vormt de Elektriciteitswet en Gaswet weliswaar een belangrijk onderdeel van het beleidspakket, maar niet het geheel.

SEO concludeert dat de werking van de Gaswet en de Elektriciteitswet 1998 in de periode 2007-2012 op basis van bestaand onderzoek wordt beoordeeld als '*redelijk doeltreffend en redelijk doelmatig*'. De systematiek van deze wetten functioneert goed in de praktijk en de doelstellingen ervan worden grotendeels bereikt. De reden dat in deze periode geen sprake is geweest van een volledige doeltreffendheid is omdat niet alle gestelde doelen voor 100% worden gehaald, met name wat betreft de concurrentie op zowel de kleinverbruikers- als de groothandelsmarkt en het nog niet voltooid zijn van de beoogde integratie van de Noordwest-Europese markt. De conclusie wordt evenwel getrokken op basis van 'zacht bewijsmateriaal'.

Doelmatigheid betreft de vraag in hoeverre het gewenste beleidseffect tegen zo min mogelijk kosten en ongewenste neveneffecten wordt bereikt. Ook wat betreft *doelmatigheid* is er ruimte voor verbetering. Dat er ruimte is voor verbetering van de doelmatigheid blijkt o.a. uit langdurige juridische procedures en het advies tot vereenvoudiging daarvan en de ruimte voor vermindering van de regeldruk¹⁶.

¹⁵ Dit betreft eisen aan de bedrijfsopzet (ontbundeling), regulering van tarieven van het netbeheer, regulering van kwaliteit en voorwaarden van het netbeheer, regels met betrekking tot de groothandelsmarkt en de kleinverbruikersmarkt (waaronder keuzevrijheid van afnemers en de introductie van slimme meters) en bevordering van de transparantie.

¹⁶ Het systeem is complex en de belangen zijn zowel groot als tegengesteld. Dit leidt tot langdurige juridische procedures die gepaard gaan met onzekerheid over de hoogte van de tarieven, hetgeen zowel door de NMa als door de energiesector als een probleem wordt ervaren.

Evaluatie van de Warmtewet

Uit een evaluatie van de Warmtewet door Ecorys en Innoforte uit (2016a) blijkt dat warmte-afnemers met een aansluiting van maximaal 100 kW sinds de inwerkingtreding van de Warmtewet beter worden beschermd. Ook betaalt een warmteafnemer over het algemeen niet meer dan een *gemiddelde* verbruiker van gas. De verhouding tussen warmteverbruik voor ruimteverwarming en voor warmtapwater bepaalt echter in grote mate of een warmte-afnemer per GJ warmte meer of minder betaalt dan een gemiddelde verbruiker van gas.

Ecorys en Innoforte stellen dat in sommige gevallen warmteafnemers echter wel werden blootgesteld aan additionele of extra kosten. Dit betrof zaken rondom de warmtelevering die nog niet gereguleerd waren en zaken die buiten de NMDA-maximumprijs vielen, zoals het tarief van de afleverzet. Verschillende knelpunten zijn met de herziening van de Warmtewet in 2018 weggenomen.

Verder presenteren Ecorys en Innoforte enkele problemen die het behalen van beleidsdoelstellingen (bijvoorbeeld op het gebied van duurzaamheid) in de weg kunnen staan. Deze zijn als volgt:

- de businesscase van warmtenetten is voor investeerders (kapitaalverschaffers)(nog) niet aantrekkelijk genoeg om hierin op grote schaal te investeren;
- afnemers hebben maar beperkt vertrouwen in de warmtemarkt (beperkt draagvlak);
- er wordt op lokaal niveau nog geen integrale maatschappelijke afweging gemaakt tussen verschillende warmteopties;
- de prikkels voor zowel afnemers als aanbieders van (duurzame) warmte zijn nog niet optimaal ingericht.

Met name de problemen rondom de businesscase en het beperkte vertrouwen/draagvlak bij afnemers zorgen voor spanning met betrekking tot het kunnen realiseren van warmte-ambities. Het draagvlak bij afnemers heeft namelijk in grote mate te maken met de betaalbaarheid van de warmtelevering (Ecorys & Innoforte, 2016a).

Samenvattend

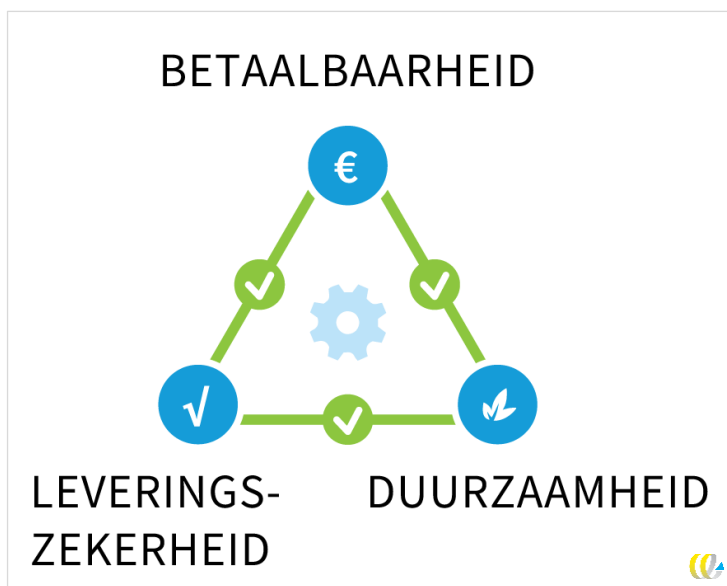
Samenvattend zijn uit de verschillende studies de volgende conclusies te trekken:

- SEO constateert dat het reguleren van monopolies, zoals dat bij het beheer van het gasnet en het elektriciteitsnet het geval is, bepaald niet eenvoudig is. Aan de ene kant dienen investeringen te worden gewaarborgd, aan de andere kant dient de tucht van de markt te worden nagebootst middels voorwaarden aan de bedrijfsvoering, tariefregulering en regulering van kwaliteit en voorwaarden.
- NMa, (2012) concludeert (a) dat de systematiek van de Elektriciteitswet in de praktijk goed functioneert en (b) dat de doelstellingen ervan grotendeels worden bereikt. Dit betreft het effect van tariefregulering, van de regulering van kwaliteit en voorwaarden ('codes') en van beleid gericht op consumentenbescherming.
- Al met al komt SEO in een synthese-evaluatie van het begrotingsartikel Energie uit 2014 tot de conclusie dat betreffende wetten die toezien op netbeheer van gas en elektriciteit 'redelijk doelmatig' is geweest.

3.5 Consistentie met doelen in huidige tariefkeuzes

Uit de evaluaties in Paragraaf 3.4 blijkt dat de tariefregulering *redelijk* doelmatig en doeltreffend is beoordeeld. De betaalbaarheid en leveringszekerheid zijn in de afgelopen decennia sterk verbeterd ten opzichte van een systeem zonder tariefregulering. Figuur 9 geeft de afwegingen weer die binnen het reguleringskader tot ca. 2019 werden gemaakt. Uit Figuur 9 wordt duidelijk dat het sturen op betaalbaarheid van het netbeheer niet ten koste is gegaan van duurzaamheid en leveringszekerheid (dit wordt weergegeven met de groene kleuren). Wat tariefregulering betreft kan geconcludeerd worden dat dit baten heeft opgeleverd in de vorm van financiële besparingen die bij netgebruikers zijn terechtgekomen (betaalbaarheid), en dat tegelijkertijd de betrouwbaarheid van de netten op peil is gebleven (leveringszekerheid). Netbeheerders hebben geïnvesteerd in de kwaliteit van netten, resulterend in een laag storingsniveau. Daaraan is het oordeel 'redelijk doeltreffend' door SEO toegekend, hoewel er wel verbetermogelijkheden bestaan (SEO, 2014).

Figuur 9 - Schematische weergave van de impliciete afwegingen binnen het reguleringskader in de stabiele fase **



* Groene pijlen geven aan dat er zich geen aantoonbare negatieve afwentelingseffecten hebben voorgedaan.

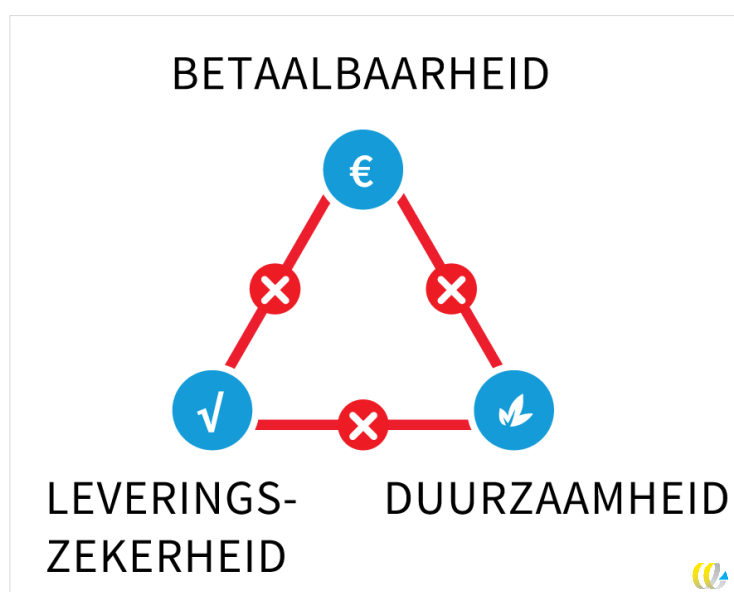
** Hiermee wordt globaal de fase bedoeld tot 2020, waarin de netinvesteringen ten behoeve duurzaamheid sterk toenemen.

Door de energietransitie en andere snelle ontwikkelingen in de maatschappij verandert echter ook de basis waarop ACM besluiten moet nemen. Steeds vaker zijn huidige beslissingen een trade-off tussen doelen. Duurzaamheid is in de afweging een steeds belangrijk doel geworden en heeft een toenemende impact op ons energiesysteem. ACM onderkent dit zelf ook: “met de methode van regulering beoogt ACM een juiste balans te vinden tussen duurzaamheid, betaalbaarheid en leveringszekerheid.” (ACM, 2021f).

Duurzaamheid heeft een impact op de leveringszekerheid. Zonder netinvesteringen zal elektrificatie en de transitie naar duurzame gassen niet haalbaar zijn of de leveringszekerheid voor de eindafnemer sterk dalen. Netinvesteringen die worden doorbelast aan de gebruiker betekenen logischerwijs dat de betaalbaarheid van de infrastructuur voor

de afnemer minder wordt.¹⁷ Indien betaalbaarheid voor huidige gebruikers als absoluut criterium wordt opgevat is het steeds lastiger om alle doelen in gelijke mate te behalen. Het is binnen de huidige opzet van het reguleringskader aan ACM om op een juiste manier de afweging te maken tussen de drie verschillende doelstellingen. Figuur 10 geeft de situatie weer die meer voor kan komen naarmate benodigde investeringen voor de energietransitie gaan toenemen. De figuur markeert dat inzetten op één doel, bijv. duurzaamheid ten koste kan gaan van de andere twee doelen (bijv. betaalbaarheid of leveringszekerheid).

Figuur 10 - Schematische weergave van de impliciete afwegingen binnen het reguleringskader in de transitiefase**



* Rode pijlen geven aan dat negatieve afwentelingseffecten niet uitgesloten kunnen worden.

** Hiermee wordt globaal de fase bedoeld vanaf 2020, waarin de netinvesteringen ten behoeve duurzaamheid sterk toenemen.

Om deze dilemma's te illustreren laten we hierna enkele voorbeelden zien. Deze voorbeelden illustreren dat er in toenemende mate een spanning ontstaat in de weging van deze doelen en dat ACM binnen het reguleringskader daar zelfstandig beslissingen over neemt. Naarmate de netinvesteringen toenemen en het aandeel nieuwe energiebronnen (met wisselende belastingpieken) binnen de energiemix groeit, zal deze spanning sterker worden en nemen negatieve trade-offs toe.

Recente voorbeelden van afwegingen tussen de verschillende beleidsdoelen zijn:

- Verandering van de WACC voor de gasnetbeheerders van de reële naar de nominale WACC vanwege het afnemend gebruik van het gasnet in het methodebesluit RNB-gas (ACM, 2021d). Met een nominale WACC worden de kapitaallasten anders verdeeld over de tijd; de infrastructuur wordt sneller afgeschreven waardoor er meer kosten nu in rekening worden gebracht. Het aantal aangesloten op het gasnetwerk neemt af in de

¹⁷ Er kan ook beargumenteerd worden dat zonder een goede infrastructuur, de kosten van klimaatverandering extreem groot zullen worden in de toekomst. Als er geen investeringen plaats vinden, zullen de maatschappelijke kosten daarvoor dus hoger worden, en komt de betaalbaarheid in de toekomst nog sterker onder druk te staan.

toekomst, waardoor de betaalbaarheid in de toekomst zal dalen. Met de nominale WACC daalt de betaalbaarheid nu, maar stijgt de betaalbaarheid in de toekomst.

- Het verhogen van de WACC voor regionale elektriciteitsnetbeheerders van de reële naar reëel-plus WACC in methodebesluit RNB elektriciteit (ACM, 2021c). Hierdoor krijgen de netbeheerders meer ruimte om te investeren aangezien zij een groter aandeel van hun investeringen vroeg in de tijd in rekening mogen brengen. Dit draagt bij aan de duurzaamheid en leveringszekerheid. De specifieke aanleiding is in dit geval dat netbeheerders veel meer moeten investeren vanwege toenemende vraag en (duurzame) opwek door de energietransitie. Dit betekent echter wel dat de tarieven toenemen en gaat dus in tegen het belang betaalbaarheid.
- In 2020 werd besloten dat de kosten voor het verwijderen van een kleinverbruik gasaansluiting (tijdelijk) worden vergoed (Ministerie van EZK, 2020c)¹⁸. Wie van het gas afgaat, draagt immers bij aan de energietransitie. Maar voor het laten verwijderen van de gasaansluiting kreeg de consument eerder (voor de regeling) een hoge rekening. Het argument was dat daarmee van het gas afgaan minder aantrekkelijk wordt, oftewel het dient het belang duurzaamheid en betaalbaarheid van de partijen die van het gas afgaan. Overigens worden de kosten nu gedragen door de partijen die aangesloten blijven op het gasnetwerk. Naast dat hun betaalbaarheid afneemt, is dit ook niet kostenreflectief (sluit niet aan bij kostenveroorzakingsprincipe).

3.6 De verschillen tussen de systematiek voor elektriciteit, gas en warmte

Warmte kent andere accenten in de regulering dan de regulering van gas- en elektriciteitsnetten. In tegenstelling tot gas- en elektriciteitsnetten, is de aanleg en het beheer van warmtenetten grotendeels in handen van commerciële partijen. Klanten van een warmtenet kunnen geen warmteleverancier kiezen. De Warmtewet schrijft niet voor hoe de warmteketen moet worden georganiseerd. Hierdoor wordt de warmtemarkt gekenmerkt door verschillende soorten warmteleveranciers: geïntegreerde warmtebedrijven (verticaal geïntegreerd), en gesplitste bedrijven waarbij levering en netbeheer juridisch gescheiden zijn. De meeste bedrijven bestrijken echter de gehele warmteketen (productie, transport en levering).

Voor de energiedrager warmte geldt dat in principe geen specifiek toezicht op *nettariëven* plaatsvindt. Warmtebedrijven zijn integraal verantwoordelijk voor de hele keten en ACM ziet toe op naleving van de wettelijke taken. Het toezicht van ACM op de tarieven voor warmte is dan ook op de volledige warmtetarieven (levering, transport en bemetering) gericht. Transport, bemetering en aansluiting zijn, naast de leveringstarieven, daar onderdeel van.

Ook tussen de regulering van elektriciteitsnetten en gasnetten bestaan een aanzienlijk aantal verschillen. Het wetsvoorstel Energie vormt overigens een eerste stap in deze integratie door de verschillen op het gebied van regulering tussen de energiedragers ‘gas’ en ‘elektriciteit’ weg te nemen. Eén geïntegreerd wettelijk kader voor elektriciteit en gas biedt een basis voor verdere systeemintegratie in de toekomst. In volgend tekstkader gaan we in op de *huidige* verschillen (dus onder de huidige wetgeving).

¹⁸ De vergoeding is een tijdelijke oplossing. In de nieuwe Energiewet komt een definitieve oplossing voor de verdeling van kosten voor het verwijderen van een gasaansluiting.

- Gas kent ‘entry’-tarieven voor invoeding in het gasnetwerk en ‘exit-tarieven’ voor afname. Elektriciteit kent alleen tarieven voor afname.
- Grootverbruikers gas kennen slechts één tariefdrager (kWh/uur), voor elektriciteit bestaan meerdere. Voor gas bestaan weer verschillende type lengte producten (jaar/maand/week/dag), voor elektriciteit alleen jaarproducten.
- Q-factor voor gas kan ACM niet vaststellen en is daardoor 0%. Voor elektriciteitsnetbeheerder wordt deze wel bepaald.
- Verschillen tussen regionale en landelijke netbeheerders:
 - Tussentijdse correctie van niet-reguliere investeringen kan voor landelijke netbeheerders. Dit kan als ACM een ‘niet-reguliere’ investering als doelmatig aanmerkt.
 - Regionale netbeheerders worden met elkaar vergeleken, landelijke netbeheerders met landelijke netbeheerders uit andere landen.
 - Landelijke netbeheerders kennen omzetregulering, regionale niet. Beide kennen maatstaafregulering, oftewel benchmarking.
- Verschillende WACC leiden tot andere verdeling van kosten. Gasnetbeheerders hebben nominale WACC vanwege toekomstige daling van volume. Regionale elektriciteitsnetbeheerders reëel-plus WACC en landelijke elektriciteitsnetbeheerder reële WACC.
- Kleinverbruikers kennen een capaciteitstarief. Aansluitingen groter dan 3x25A en G25 (een bepaalde type gasaansluiting) kennen een transporttarief dat afhankelijk is van het daadwerkelijke verbruik.
- Voor regionale gasnetbeheerders telt als enige geen Europese regelgeving. Voor regionale elektriciteitsnetbeheerders en nationale netbeheerder geldt wel Europese regelgeving.

Regionale verschillen warmte

Het *Niet-Meer-Dan-Anders* (NMDA)-principe draagt op dit moment bij aan een stabiele ontwikkeling van warmtetarieven afhankelijk van de kostenontwikkeling van gas. De maximale warmtetarieven worden vastgesteld door ACM. Deze worden doorgegaans door de warmteleveranciers gevolgd, waardoor de regionale verschillen tussen warmtetarieven in de huidige systematiek feitelijk klein zijn.¹⁹ Een afnemer in Amsterdam zal daarom een vergelijkbaar tarief betalen als een afnemer in Tilburg, ondanks mogelijk verschillen in kosten van het transportnet, en warmtebronnen.

De verschillen tussen warmtetarieven van verschillende netten zijn wel groter dan bij de gas- en elektriciteitsnetten. Het netbeheer in de elektriciteits- en gasmarkt is verplicht in publieke handen en de kosten van de netwerken worden gesocialiseerd (Ecorys & Innoforte, 2016a). Dit betekent dat de afnemer niet betaalt op basis van de kosten van het net waarop deze afnemer is aangesloten, maar op basis gemiddelde netkosten van een grotere groep verbruikers. Hierdoor zijn er in de gas- en elektriciteitsmarkt nauwelijks verschillen in net-tarieven die worden betaald door gebruikers in verschillende regio's (CE Delft, 2017b). Warmtenetten zijn grotendeels in handen van private partijen en de kosten van warmtenetten worden niet over alle warmtenetten in Nederland gesocialiseerd (CE Delft, 2017b). Het voornemen is dat in de nieuwe Wet collectieve warmtevoorziening de tariefsystematiek gebaseerd is op de onderliggende kosten (Ministerie van EZK, 2020f). In reguleringsmodellen waarbij de tarieven worden gebaseerd op eigen kosten (kostengebaseerde regulering) of op basis van vergelijkbare warmtenetten (maatstafconcurrentie), wordt de prijs gemaximeerd op de gemiddelde kosten (van de groep) plus een redelijk rendement. Het is de verwachting dat in deze modellen gecorrigeerd wordt voor verschillen in kostenveroorzakingsfactoren zoals bijvoorbeeld de omvang, leeftijd en aantal aansluitingen van warmtenetten. Gezien

¹⁹ Het jaar 2022 vormt hierop een uitzondering. Vanwege de hoge gasprijzen zijn de maximale warmtetarieven in 2022 fors gestegen. Warmteleverancier hebben hun tarieven voor het jaar 2022 weliswaar flink verhoogd, maar zijn hierbij gemiddeld wel 18% onder het maximale variabele tarief gebleven (ACM, 2022).

de heterogeniteit van de warmtenetten in Nederland ligt het voor de hand dat er aanzienlijke regionale verschillen in tarieven zullen ontstaan. Ervaringen uit Denemarken laten zien dat direct op kostengebaseerde prijzen per net kunnen leiden tot forse prijsverschillen. Een belangrijk verschil met de huidige Warmtewet is dus dat er grote(re) verschillen kunnen ontstaan tussen warmtetarieven voor afnemers in verschillende warmteregio's.

Het is de vraag of in Nederland klanten van relatief dure netten het als 'eerlijk' ervaren als zij in een keer meer moeten gaan betalen (en andere afnemers minder). Dat kan het draagvlak voor de energietransitie, zeker ook voor nieuwe netten, in de weg zetten (zie volgende hoofdstuk).

3.7 Conclusies

De belangrijkste conclusies die uit dit hoofdstuk naar voren komen zijn als volgt:

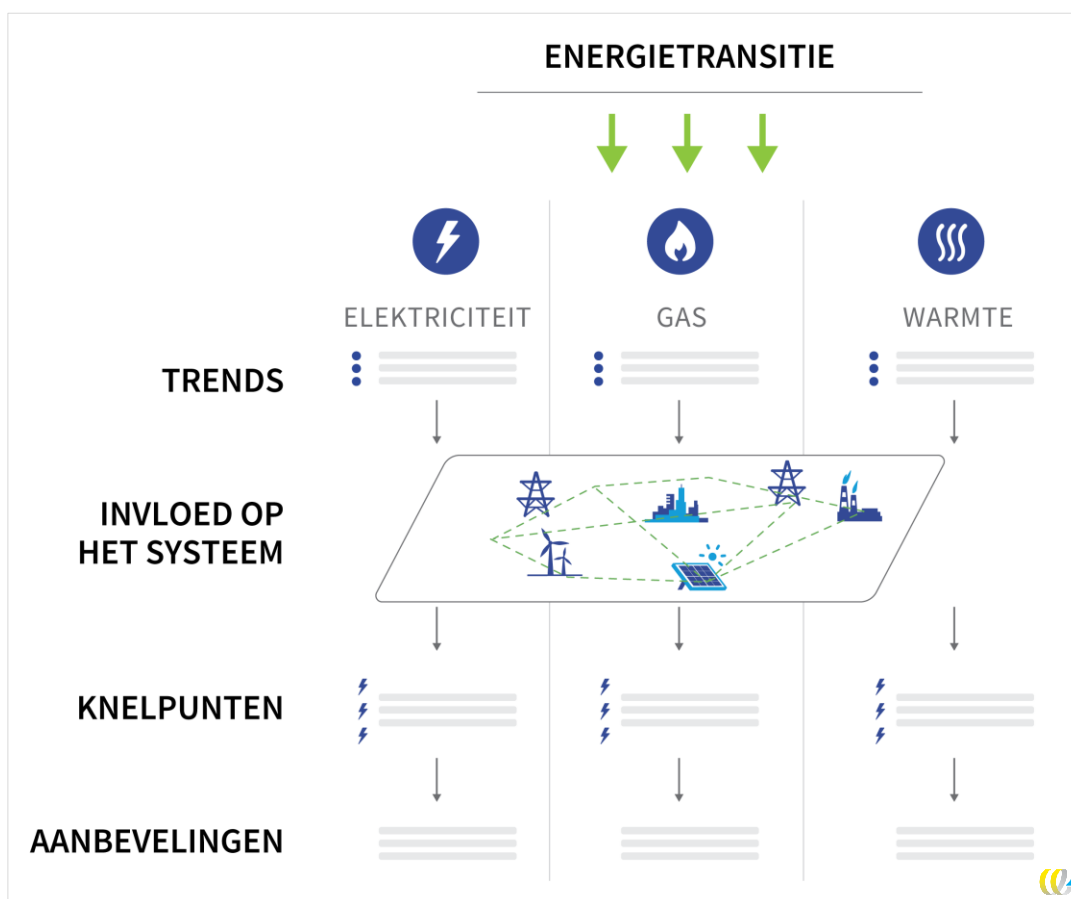
- Consumentenbescherming is sinds de inwerkingtreding van de Gas- en Elektriciteitswetten gerealiseerd door de efficiëntie van het netbeheer te verbeteren en tegelijkertijd de betrouwbaarheid van het net te blijven garanderen. De reguleringssystematiek bij gas en elektriciteit heeft positieve gevolgen gehad voor de betaalbaarheid van energie.
- Uit de evaluatie van de Warmtewet blijkt dat kleinverbruikers sinds de inwerkingtreding van de Warmtewet beter worden beschermd. Voor warmte kunnen we echter niet concluderen of de warmtemarkt doelmatig wordt gereguleerd. Dit komt doordat er geen expliciete relatie ligt tussen de warmtetarieven en de kosten van het warmtenet en de levering van warmte. (Maximale) warmtetarieven zijn namelijk in de eerste plaats afhankelijk van de ontwikkeling van gastarieven (gasreferentie). In periodes met hoge gasprijzen zal de doelmatigheidsprikkel naar verwachting kleiner zijn dan in periodes met lage gasprijzen.
- Er is een trade-off tussen een doelmatig netbeheer en betaalbare tarieven aan de ene kant, en de bedrijfszekerheid van netten (voorkomen uitval) aan de andere kant. Volgens de onderzochte evaluatieonderzoeken in dit hoofdstuk heeft geen netbeheerder investeringen niet of in mindere mate gedaan omdat er te weinig financiële middelen zouden zijn. De kwaliteit van de regionale elektriciteits- en gasnetwerken is niet verslechterd. De kwaliteit van de netwerken is in internationaal perspectief groot. Overigens is zeker niet uit te sluiten dat het sterk sturen op efficiënte kosten ertoe geleid heeft dan bepaalde investeringen met enige vertraging zijn gedaan.
- Wij analyseren de periode van regulering tot 2020 als een relatief stabiele periode waarin de verschillende doelen van het tariefgebouw binnen het energiedomein goed te combineren zijn geweest. Investeringen in betrouwbaarheid en duurzaamheid zijn niet ten koste gaan van een beperking van de kosten, ook al zijn er mogelijkheden de doelmatigheid verder te verbeteren. Andersom heeft het sturen op efficiënte kosten niet betekend dat dit ten koste is gegaan van leveringszekerheid en duurzaamheid. Noodzakelijke investeringen ter verbetering van de energienetwerken konden grotendeels door netbeheerders worden gedaan. Daarmee was de het tariefgebouw over het algemeen consistent met de doelen ervan. In de periode vanaf 2020 zien we in toenemende mate dat borging van de doelen tegelijkertijd lastig wordt naarmate de netinvesteringen ten behoeve van de energietransitie toenemen, en naarmate er steeds meer variërende hernieuwbare energie moet worden ingepast binnen de netten. Dit laatste betekent dat er eerder schaarse netcapaciteit en congestie ontstaat, of dat aanvullende uitbreidingen of flexibiliteitsdiensten nodig zijn om deze problemen op te lossen. Het volgende hoofdstuk gaat nader in op deze transitieperiode en de samenhang met de tariefgebouwen.

4 Relatie tarieven met energietransitie

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk presenteren we een analyse van belangrijkste trends in de in energie-transitie en de gevolgen voor de tariefstelsels. Het hoofdstuk gaat eerst in op de verwachte trends in de energietransitie tot 2030 en 2050 en laat zien wat de verwachte investerings-opgave is voor netbeheerders. Tenslotte gaan we per energiedrager in op de knelpunten die binnen de huidige tariefstructuur kunnen ontstaan. Daarbij beantwoorden wij de vraag voor welke partij dit gaat ‘knellen’. Ook de mogelijke nieuwe wetgeving rondom nieuwe tarief-gebouwen wordt hierin betrokken. Aanbevelingen die uit de analyse volgen komen in het volgende hoofdstuk aan bod. De aanpak is gevisualiseerd in Figuur 11.

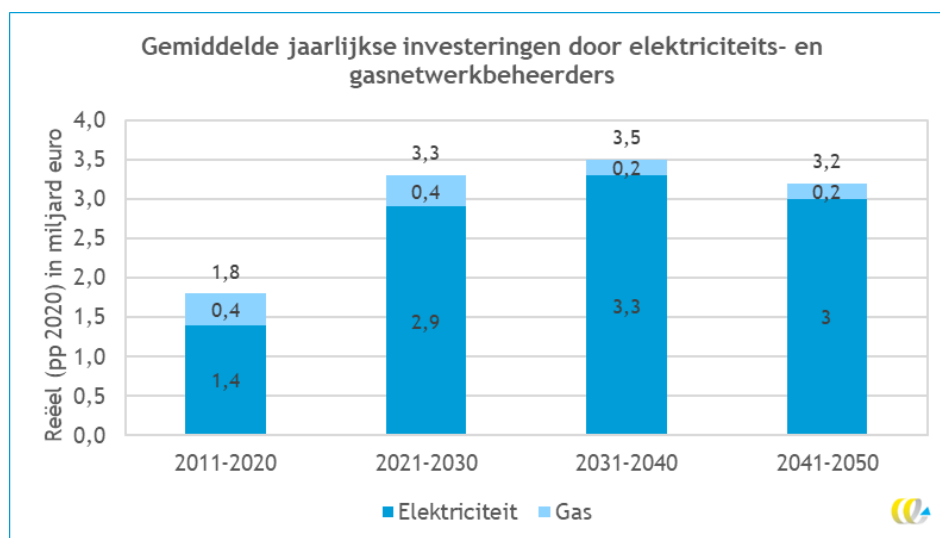
Figuur 11 - Aanpak bij analyse trends in het energiesysteem en knelpunten



4.2 Effect van de energietransitie op infrastructuurkosten

Netbeheerders moeten grote investeringen doen om de infrastructuur klaar te maken voor de energietransitie. De drie grootste regionale netbeheerders (Liander, Stedin en Enexis Netbeheer) en de landelijke netbeheerder (TenneT) verwachten in de komende 30 jaar dat ze ruim 102 miljard euro zullen moeten investeren in het elektriciteitsnet en de regionale gasnetten (PwC, 2021). De verwachte jaarlijkse investeringen in het elektriciteitsnet zullen tussen 2021 en 2030 ongeveer tweemaal zo hoog zijn als in de periode 2011-2021. De netbeheerkosten per inwoner nemen tussen 2020 en 2050 naar verwachting toe van 230 naar 327 euro per jaar (in reële termen, prijspeil 2020), een stijging van ruim 40% (PwC, 2021).

Figuur 12 - Investerings door elektriciteits- en gasnetwerkbeheerders



Bron: (PwC, 2021).

Ten opzichte van de totale kosten van de energietransitie wordt globaal geschat dat infrastructuurkosten zo'n 5 tot 10% bedragen. De Volkskrant publiceerde in 2020 een artikel met een overzicht van de verschillende kostenschattingen van de energietransitie tot 2050 gebaseerd op analyses van onder andere het PBL (Reijn, 2020). De totale nationale kosten voor de energietransitie worden gebaseerd op data van het PBL ingeschat op 480 miljard euro tot 2050 (Reijn, 2020). Nationale kosten zijn de maatschappelijke kosten en omvat alles wat nodig is om de energievraag te realiseren.

Dit kunnen we in perspectief plaatsen van de nationale kosten voor de infrastructuur. De **investeringen** in het elektriciteits- en gasnetwerk worden door PwC geschat op 102 miljard euro tot 2050 (PwC, 2021). Dit komt overeen met 28 miljard **additionele nationale kosten** tot 2050.²⁰ De infrastructuurkosten (nationale kosten) zijn dus ongeveer 5% van de door het PBL geschatte totale nationale kosten. Dit is nog exclusief investeringen in infrastructuur voor warmte, waterstof en eventuele andere energiedragers.

Kalavasta&Berenschot, (2021) hebben uitgerekend dat tot 2050 93 miljard euro aan extra investeringen nodig zijn in de infrastructuur, waarvan 31 miljard euro in de infrastructuur voor warmtenetten. Een studie van CE Delft (2015) laat zien dat in een klimaatneutrale

²⁰ Uitgaande van een WACC van 2,0% in lijn met het huidige methodebesluit regionale netbeheerders en een afschrijftermijn van 35 jaar.

toekomst zo'n 10-20% van de kosten voor de warmtevoorziening van woningen bestaat uit directe kosten voor netbeheerders. Uiteindelijk komen alle kosten echter bij de eindgebruiker terecht, ook de hogere kosten van de netbeheerder.

4.3 Analyse trends in energietransitie

In deze paragraaf bespreken we de trends in de energietransitie voor de drie energiedragers: elektriciteit, gas en warmte.

Elektriciteit

Elektrificatie betekent het overstappen van fossiele energiebronnen zoals gas en olie als energiedrager naar elektriciteit. Als deze elektriciteit duurzaam wordt opgewekt, wordt de energievraag duurzaam ingevuld. Elektrificatie resulteert in een sterke groei in de elektriciteitsvraag en (piek)vermogens (gelijktijdigheid van de vraag) die via het elektriciteitsnetwerk verplaatst moeten worden. Naar verwachting zal minimaal 60% van de industrie elektrificeren in 2050 (TNO et al., 2021). In 2030 stijgt de elektriciteitsvraag door elektrificatie al met 21% als het Klimaatakkoord wordt uitgevoerd, en mogelijk zelfs met maximaal 42%. Elektriciteit wordt de primaire energiedrager, waarbij de gemiddelde CO₂-emissies per kWh geleverde stroom rap verminderen. Naast dat we veel meer elektriciteit gaan gebruiken, zal hernieuwbare elektriciteit ook gebruikt worden voor de productie van groene waterstof en synthetische brandstoffen.

Elektrificatie resulteert in additionele (piek)belasting op het elektriciteitsnetwerk. Dit geldt zowel aan de vraagkant (met technieken zoals elektrische voertuigen, warmtepompen en industriële warmte) als door duurzame opwek met zon en wind. Het energiesysteem ontwikkelt zich van een centraal systeem (opwek in grote centrales) naar een decentraal systeem. In dit decentrale systeem wordt elektriciteit ook lokaal opgewekt en zo veel mogelijk lokaal gebruikt. Daarmee wordt in principe bij gelijktijdigheid de transportbehoefte naar hogere netvlakken beperkt.²¹ Deze decentrale bronnen zijn weersafhankelijk, dus zijn flexibiliteitsoplossingen aan de vraag- en aanbodkant nodig om te zorgen dat er altijd de juiste hoeveelheid elektriciteit is. Inzet van slimme netten en vraag respons, waarbij de vraag meer op het aanbod wordt afgestemd, kunnen ook weer leiden tot verminderde netbelasting. Er is voor de netbeheerders dus zowel een uitdaging in het realiseren van de infrastructuur als het in stand houden van de elektriciteitsbalans.

Tot en met 2050 moeten de netbeheerders (regionaal en landelijk, gas en elektriciteit) naar verwachting 102 miljard euro investeren in hun elektriciteits- en gasnetwerken (PwC, 2021). De jaarlijkse investeringen in het elektriciteitsnetwerk verdubbelen in het komende decennium ten opzichte van de afgelopen tien jaar. In de periode na 2030 blijven deze investeringen naar verwachting minimaal gelijk. Tot 2050 is de prognose dat de elektriciteitstarieven van de regionale netbeheerders in reële termen met 54% stijgen en het aantal aansluitingen met 19% (PwC, 2021) toeneemt. Het PBL becijfert dat het verwacht een toename van de nettarieven voor een bedrijf met een aansluiting op het tussen-spanningsnetwerk van 8% tot 2030 (PBL, 2020). Een belangrijke parameter van de financiering van de investeringen in de infrastructuur is de WACC (weighted average cost of capital), voor meer informatie zie Bijlage A.1.

²¹ De totale hoeveelheid van het net afgenomen elektriciteit neemt weliswaar af, maar de terug levering van lokaal geproduceerde elektriciteit kan (bij een hoge penetratie van lokale duurzame productie) een hoger capaciteitsbeslag op het net vergen dan het verbruik.

Gas

Richting 2050 zal aardgas (bijna) volledig uitgefaseerd zijn en dient een transitie gemaakt te worden naar elektronen of moleculen van hernieuwbare c.q. klimaatneutrale oorsprong. Hernieuwbare/klimaatneutrale moleculen zijn alternatieve gassen zoals groene en blauwe waterstof en groengas. Het Kabinet schat het aandeel van gas in de energievoorziening in 2050 op 30% tot 50% ten opzichte van de huidige vraag. In de transitieperiode naar 2050 blijft aardgas nodig voor afnemers die nog niet zijn overgestapt op andere energiedragers. Mogelijkerwijs blijft aardgas ook na 2050 in gebruik bij de industrie en in mindere mate bij energieopwekking in combinatie met CO₂-afvang en -opslag (CCS). Echter, bij CCS is het niet mogelijk om alle CO₂ af te vangen en blijven er dus emissies.

Richting 2030 is de algehele verwachting dat groengas en groene waterstof schaars zullen zijn. Er is opschaling nodig van de productiecapaciteit van vergassers (groengas) en elektrolyzers en duurzame elektriciteitsopwek (waterstof) om voldoende CO₂-vrij gas beschikbaar te maken. Hernieuwbaar gas zal voornamelijk ingezet worden waar elektrificatie niet haalbaar is en/of gassen veel goedkoper zijn. Dit is bij hoge temperatuur warmte in de industrie, woningen die niet geïsoleerd kunnen worden, als brandstof of in flexibele energiecentrales.

De opkomst van nieuwe gasvormige energiedragers is een kans en uitdaging voor het gasnetwerk. Het biedt potentie om de waarde van de huidige infrastructuur te behouden. Groengas kan bijgemengd worden in het gasnetwerk en valt daarmee binnen het gereguleerde domein. De waterstofinfrastructuur zal voornamelijk parallel worden aangelegd en valt nu niet binnen het gereguleerde domein, daardoor zijn de tarieven niet gereguleerd.

De daling van het aantal aangesloten op het gasnetwerk betekent dat de kosten betaald dienen te worden door minder aangesloten. Daarmee stijgen de netwerkstarieven voor gas. PwC schat dat in 2050 het aantal gasaansluitingen is gedaald met 45% (PwC, 2021). De investeringen dalen door het lagere gasgebruik met 33% rond 2030 en nog verder richting 2050. Door het lager aantal aangesloten stijgen de kosten per aansluiting echter wel met 9% in 2050. Een belangrijke parameter in de verdeling van de kosten over de tijd is de hoogte van WACC.

Warmte

Met de transitie naar een aardgasvrije gebouwde omgeving zullen warmtenetten in een steeds groter deel van de warmtevraag van de gebouwde omgeving voorzien. Uit onderzoek van PBL (2017) blijkt dat warmtenetten de potentie hebben om op termijn circa de helft van de benodigde warmte te leveren. Ter vergelijking: momenteel wordt circa 4% van de nationale warmtevraag via warmtenetten geleverd (PBL, 2017). Dat betekent dat de komende jaren sterk geïnvesteerd moet worden in warmtenetten. PwC (2021) verwacht dat het aantal woningen dat op een warmtenet is aangesloten in 2030 is toegenomen tot 1,3 miljoen (ter vergelijking: in 2018 waren 0,3 miljoen woningen op een warmtenet aangesloten).

De huidige warmtenetten in Nederland worden veelal gevoed door één grote - vaak fossiel gestookte - warmtebron of een beperkt aantal warmtebronnen van één eigenaar. Nieuwe warmtenetten zullen doorgaans gevoed worden door meerdere hernieuwbare warmtebronnen, zoals aquathermie, biomassa, zonthermie of bodemenergie. Tot nu toe zijn de transportleidingen en distributienetten meestal eigendom van één bedrijf. Dit zal bij toekomstige warmtenetten waarschijnlijk veranderen door het toenemende aantal warmteproducenten (en warmtebronnen) dat op warmtenetten wordt aangesloten. Een efficiënte manier om in de toekomst warmte van verschillende warmtebronnen en producenten te kunnen

benutten, is verschillende producenten hun warmte te laten aanbieden op één warmtenet: third party access (TPA). Echter zodra verschillende warmteproducenten op één net opereren, wordt het vaststellen van een maximale of redelijke prijs voor warmtelevering een complexe zaak. Een van de redenen hiervoor is dat de warmteleveranciers op verschillende afstanden van de afnemers kunnen opereren (en dus een kleiner of groter deel van het transportnet nodig hebben om hun warmte te kunnen afzetten) (PBL, 2017). Een voorbeeld van een warmtenet waarop meerdere bronnen zijn aangesloten is het warmtenet in Rotterdam. Dit warmtenet wordt o.a. gevoed met restwarmte van de elektriciteitscentrale van Uniper en met restwarmte van afvalenergiecentrale Rozenburg.

4.4 Knelpunten in relatie met de energietransitie

Per individuele energiedrager hebben we knelpunten in kaart gebracht in relatie tot de energietransitie. We identificeren knelpunten die onderdeel zijn of raken aan het tariefstelsel en een relatie hebben met de trends in de energietransitie. De knelpunten gaan over of raken aan de netwerktarieven. Ook zijn de integrale knelpunten in kaart gebracht. Deze knelpunten gelden voor de verschillende energiedragers of raken aan een afweging tussen de energiedragers. Per energiedrager zijn de belangrijkste knelpunten geïdentificeerd welke lichtblauw zijn gearceerd, zoals toegelicht in Tabel 3. Daarnaast bepalen we per knelpunt waar het knelt. Dit kan te maken hebben met beperkingen vanuit het (huidige en/of toekomstige) wettelijk kader, maar ook op het gebied van de verschillende beleidsdoelen (betaalbaarheid, leveringszekerheid en duurzaamheid), zie Tabel 4.

CE Delft heeft de knelpuntanalyse inclusief evaluatie van de knelpunten uitgevoerd. De resultaten van de analyse zijn besproken in een expertsessie met vertegenwoordigers van de netbeheerders, marktpartijen, belangenorganisaties en ministeries.

Tabel 3 - Beoordeling van de urgentie van de knelpunten

1. Urgent/impactvol probleem
2. Kleinschaliger probleem

Tabel 4 - Waar knelt het?

	Beperking vanuit het huidige wettelijke/reguleringskader en vermoedelijk ook toekomstige wetgeving.
	Er is geen beperking vanuit het wettelijk kader, knelpunten kunnen zich voordoen op het gebied van betaalbaarheid, duurzaamheid en leveringszekerheid.
	Beperking vanuit huidige kader. De nieuwe wetgeving is weliswaar in ontwikkeling, maar er is ook nog veel onduidelijkheid over de richting.
	Beperking vanuit het huidige kader. Onder het huidige kader dient een knelpunt aan, maar vanuit nieuwe wetgeving kan verwacht worden dat zich adequate oplossingen aandienen.

Als derde bepalen we voor wie het knelt. Dit kunnen zijn: de netbeheerders, de overheid of de aangeslotenen. Aangeslotenen zijn alle partijen die een aansluiting op de infrastructuur hebben of willen. Aangeslotenen omvat dus producenten en afnemers, klein- en grootverbruikers.

Knelpunten elektriciteit

Tabel 5 toont de belangrijkste knelpunten voor elektriciteit in relatie tot de energietransitie.

Tabel 5 - Knelpunten elektriciteit

Knelpunten elektriciteit	Waar knelt het?	Urgentie
De verzwaringen in het netwerk staan onder druk door het tekort aan uitvoeringscapaciteit en resulteren in extra netkosten.	Aangeslotenen	1
Onduidelijkheid/onzekerheid over de richting van de transitie, waardoor investeringen en vormgeving lastig is.	Netbeheerders	1
Er is geen producententarief. Een verdere analyse over de wenselijkheid daarvan is vereist.	Aangeslotenen - grootverbruikers	1
Grootverbruikers tarieven hebben een beperkte sturende werking op duurzamer gebruik en zijn niet geschikt voor flexibele applicaties.	Netbeheerders, aangeslotenen	2
Kleinverbruikers tarieven zijn niet kostenreflectief en hebben beperkte sturende werking op duurzamer gebruik.	Netbeheerders, aangeslotenen	2
De netbeheerders onderbouwen te weinig welke keuzes zij maken in het uitvoeren van verzwaringen.	Aangeslotenen - grootverbruikers	2
Volledige transportplicht (koperen plaat-principe) is nu een wettelijk opgelegd principe, wat mogelijk niet meer past in het veranderende energiesysteem.	Netbeheerders, aangeslotenen	2

De verzwaringen in het netwerk staan onder druk door het tekort aan uitvoeringscapaciteit en resulteren in extra netkosten

Ten eerste vergt de energietransitie ten opzichte van vroeger veel grotere en snellere aanpassingen in het elektriciteitsnet (Hensgens et al., 2021). Door de energietransitie verdubbelen de investeringen in de energie-infrastructuur door de netbeheerders (PwC, 2021). Het aantal verzwaringen dat plaats zal vinden is dus ook ongeveer tweemaal zoveel als in de afgelopen decennia.

Het vereiste aantal verzwaringen ligt mogelijk nog hoger, aangezien de netbeheerders al aangeven dat het tempo waarop de verzwaringen vereist zijn niet gehaald worden. Daarmee komt de uitvoerbaarheid van de energietransitie onder druk te staan, aangezien eindgebruikers niet kunnen elektrificeren als er onvoldoende netcapaciteit beschikbaar is.

De toename in investeringen speelt vooral bij elektriciteit, aangezien de toename in vraag bij elektriciteit het grootste is en het netwerk nu al vrij zwaar belast wordt. Netverzwaringen resulteren in hogere kosten die worden doorgerekend naar eindgebruikers via de tariefstructuur. Het is belangrijk dat de energie betaalbaar blijft ondanks de additionele investeringen. Daarnaast is het van belang dat de netbeheerders voldoende financiële middelen hebben om te kunnen investeren en via de tariefstructuur de juiste jaarlijkse inkomsten verkrijgen.

De toename van de kosten raakt de netbeheerder, maar deze kosten worden doorgerekend aan de aangeslotenen op het netwerk. Een te kort aan uitvoeringscapaciteit raakt ook vooral de aangeslotenen aangezien er partijen zijn die daardoor niet kunnen worden aangesloten.

Onduidelijkheid/onzekerheid over de richting van de transitie, waardoor investeringen en vormgeving lastig is

De richting van de energietransitie wordt bepaald door de betaalbaarheid en haalbaarheid van de verschillende alternatieven. Consumenten, bedrijven en de Nederlandse overheid zullen over het algemeen de verduurzamingsrichting kiezen die het meest haalbaar en voordelig is in termen van eindgebruikerskosten. Echter is de richting van de toekomstige energietransitie erg onzeker. Dat geldt evenzeer voor het overheidsbeleid dat de komende jaren vorm moet worden gegeven. Twee voorbeelden zijn het ontbreken van een lange termijnvisie van de overheid op waar welke energiedragers ingezet worden en aanpassingen in bijvoorbeeld subsidieprogramma's zoals de SDE++.

Dit resulteert in investeringsonzekerheid voor netbeheerders, energiebedrijven, consumenten en bedrijven die investeringen vorm moeten geven. Zo veroorzaken overheden benuttingsrisico's door onzekerheid over klimaatbeleid, bijvoorbeeld over de beschikbaarheid van subsidies voor duurzame projecten en heffingen op uitstoot. Het kan dus wenselijk zijn een deel van de risico's weg te halen bij de netbeheerder en bij de overheid en andere stakeholders te leggen. Tenslotte is er sprake van marktonzekerheid, zoals de prijzen van gas, olie, kolen en fossiele elektriciteit. Voor de netbeheerder is het daarom lastig om te voorspellen hoe de vraag naar energiedragers en -infrastructuur zich gaat ontwikkelen. Daardoor is het moeilijk voor de netbeheerder om prognoses te maken over de ontwikkelrichting en op tijd en efficiënt te verzwaren. Het is derhalve moeilijker voor netbeheerders om te voorspellen waar, wanneer en hoeveel behoefte er zal ontstaan aan nieuwe transportcapaciteit. Een belangrijke reden dat het voorspellen van de benodigde transportcapaciteit moeilijker is geworden, is ook dat netten niet meer primair eenrichtingsverkeer zijn (van de elektriciteitsproducent naar de eindgebruiker), maar dat de gebruikers ook producenten zijn geworden door de sterke toename van decentrale opwekking, zoals met zonne- en windparken (Hensgens et al., 2021).

Daardoor kan het zijn dat de ontwikkelingen bij netgebruikers niet overeenkomen met de tijdige realisatie van de infrastructuur. Het kan daarnaast voorkomen dat de infrastructuur niet efficiënt wordt gerealiseerd, bijvoorbeeld doordat de elektriciteitsinfrastructuur een tweede keer verzaamd dient te worden omdat de elektriciteitsvraag verder toeneemt. Of dat er vanwege veiligheid wordt geïnvesteerd in de gasinfrastructuur, terwijl op korte termijn elektrificatie van de energievraag zal plaatsvinden.

De onduidelijkheid van de transitie raakt primair de netbeheerders aangezien zij de infrastructuur dienen te faciliteren. Eindgebruikers zijn vrij om keuzes te maken, maar die resulteren daarmee wel in consequenties voor de netbeheerders.

Er is nu geen producententarief. Nadere analyse over de wenselijkheid daarvan is vereist

Producenten van elektriciteit betalen geen netwerktarief. In de Europese verordening 838/2010 (EU, 2010) is een maximaal tarief voor producenten opgenomen (0,50 €/MWh). In de huidige Nederlandse wetgeving is een producententarief niet mogelijk. Het positieve effect van een producententarief van maximaal 0,50 €/MWh is waarschijnlijk beperkt. Voor een effectieve invoering is om die reden een aanpassing van de Europese verordening nodig is.

Het ontbreken van een producententarief is suboptimaal vanuit het gehele elektriciteits-systeem (langetermijnefficiëntie) en het streven naar minimalisatie van systeemkosten (productie- en netkosten) (Decision, 2013)²². Doordat er geen producententarief is hebben producenten geen prikkel tot een efficiënt netgebruik en het meewegen van infrastructuurele kosten in hun keuzes. Het is echter de vraag of een producententarief gewenst is. Verder onderzoek hiernaar is vereist. Het gaat dan onder andere op effecten op investeringen in energieproductie, effect op de concurrentiepositie ten opzichte van andere landen, effecten op de leveringszekerheid, effect op nettarieven voor afnemers en effect op de elektriciteitsprijs.

Het gebrek aan producententarief zorgt er in ieder geval voor dat er geen gelijk speelveld is op de flexibiliteitsmarkten tussen producenten en afnemers. Flexibiliteit kan zowel gerealiseerd worden doordat afnemers meer of minder afnemen en producenten die meer of minder produceren. Producenten kennen dus geen kosten voor transporttarieven, waardoor hun relatieve kosten lager zijn dan voor afnemers.

Op dit moment vindt er geen sturing plaats van (duurzame) opwek of vraag, bijvoorbeeld in gebieden met voldoende elektriciteitsnetwerk of voor opwek waar veel vraag is. Met de invoering van een producententarief wordt er ook nog niet gestuurd op locatie. De wenselijkheid van geografische sturing van opwek en vraag in tarieven is erg onzeker. Er zijn verschillende andere methodes, zoals ruimtelijk beleid, waarmee al gestuurd kan sturen en daarmee een positieve bijdrage kan leveren aan het elektriciteitsnetwerk.

De afwezigheid van een producententarief raakt vooral grootverbruikers, zowel afnemers en producenten.

Grootverbruikers tarieven hebben een beperkte sturende werking en zijn niet geschikt voor flexibele applicaties

In de huidige tariefstructuur worden grootverbruikers getarifeerd op basis van de maandelijkse en jaarlijkse maximale piek. Een éénmalige hogere piek betekent dus een hoger netwerktarief over het gehele jaar en die maand. Er is dus alleen sturing op één enkele moment, in plaats van op ieder losstaand moment. Dit is niet kostenreflectief omdat die enkele piek niet automatisch resulteert in hogere kosten voor de netbeheerder. Het is afhankelijk van wanneer die piek plaats vindt, wat de consequenties op het netwerk zijn.

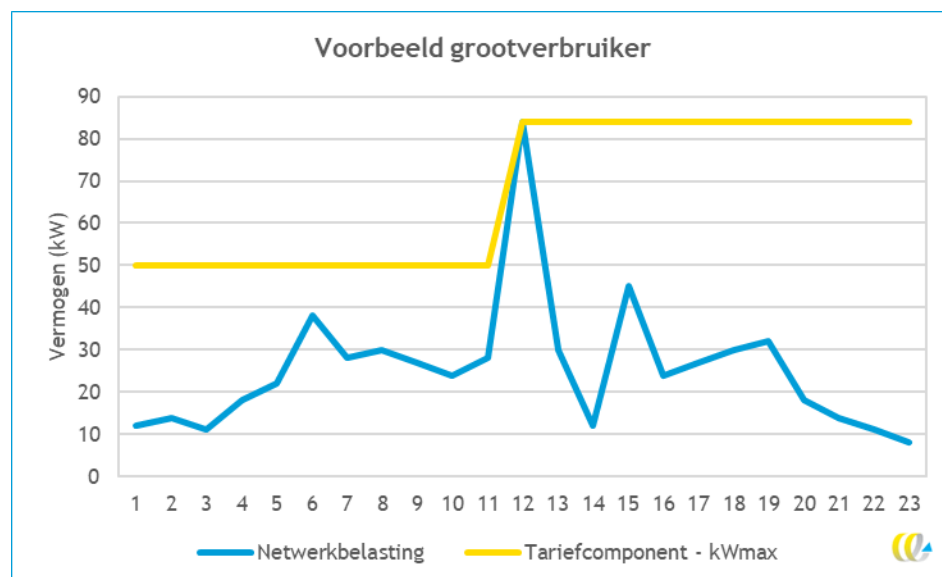
In de toekomst kan flexibiliteit een bijdrage leveren aan het elektriciteitsnetwerk en balanceren via de elektriciteitsmarkten. In de huidige tariefstructuur kennen flexibele applicaties dus hoge kosten, die voor sommige afnemers niet kostenreflectief zijn. Daarom is het belangrijk om te waarborgen in nieuwe tariefstructuren dat enkele pieken die geen nadelige gevolgen hebben, niet gestraft worden in de tariefsystematiek.

Figuur 13 toont een voorbeeld voor de tariefsystematiek en de prikkels voor klein- en grootverbruikers. Het voorbeeld van de grootverbruiker toont een verbruik waarbij een nieuwe piek wordt gerealiseerd van 85 kW, waar het gecontracteerd vermogen eerst 50 kW was. Vanaf dit moment is er geen prikkel meer om de netbelasting onder de 50 kW te houden, aangezien de 85 kW gefactureerd zal worden. De sturende werking van tarieven is erg onbekend. Bedrijven en consumenten maken afwegingen waar de tarieven slecht een onderdeel

²² Om deze reden wordt in het Verenigd Koninkrijk bijvoorbeeld een locatieafhankelijk nettatarief gehanteerd, waarbij producenten voor invoeding meer betalen in regio's met een productieoverschot dan in een regio met een productietekort. Voor gebruikers geldt daarbij het omgekeerde.

van zijn. Tarieven dienen primair kostenreflectief te zijn. Als er onvoldoende sturing plaats vindt, bestaan er ook andere wettelijke en beleidsopties om energievraag te sturen.

Figuur 13 - Voorbeelden werking tariefsystematiek en prikkels in tariefregulering



De grootverbruikerstarieven raken aangesloten grootverbruikers die elektriciteit afnemen. De beperkte prikkels in de tarieven hebben vooral impact op de netbeheerder. De vraag naar transportcapaciteit is daardoor mogelijk onnodig groot.

Kleinverbruik tarieven zijn niet kostenreflectief en hebben beperkte sturende werking

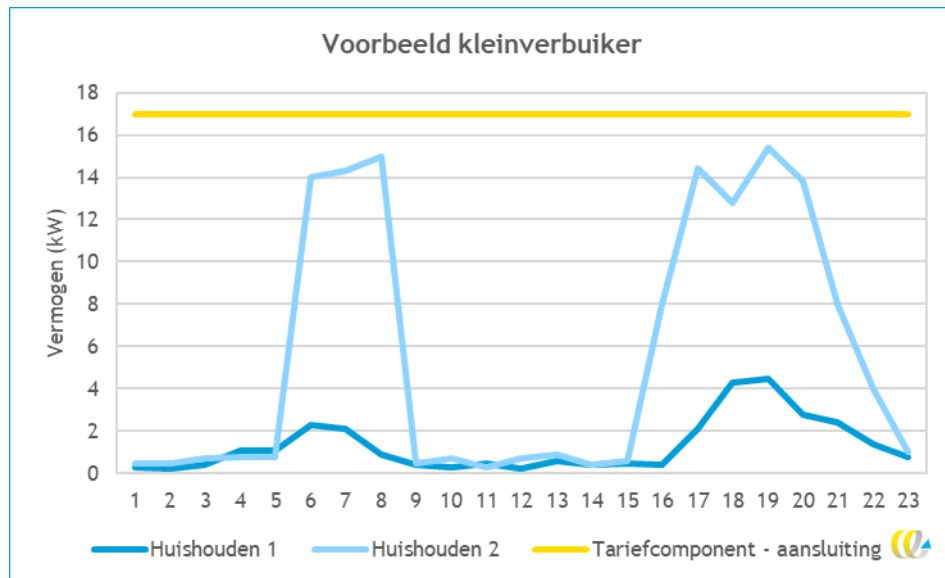
Voor kleinverbruikers bestaat het capaciteitstarief. Kleinverbruikers betalen voor de grootte van de aansluiting (bijna altijd een aansluiting tot 17 kW) en niet voor het daadwerkelijke gebruik van het elektriciteitssysteem. Door de groeiende verschillen in kleinverbruikersdoor warmtepompen, thuisladen en publiek laden zijn de tarieven niet meer kostenreflectief. Er zijn steeds grotere verschillen in het netgebruik (in verbruikte kWh maar ook in netbelasting in kW) tussen kleinverbruikers, maar die betalen wel alleen het capaciteitstarief tot 17 kW. Een hoger netgebruik resulteert in hogere netkosten, maar dat komt nu dus niet terug in de nettarieven. Daardoor valt te concluderen dat de huidige capaciteitstarieven niet meer kostenreflectief zijn. Een verdere splitsing van de tarieven is vereist en wordt onderzocht door onder andere de netbeheerders. Niet-kostenreflectieve tarieven zouden het draagvlak van de energietransitie kunnen ondermijnen.

Er is in het systeem wel een prikkel om hogere aansluitcapaciteit te vermijden, immers daarvoor wordt een hoger tarief in rekening gebracht. Er is echter geen prikkel om binnen de aansluitcapaciteit de netbelasting zo laag mogelijk te houden. Hierdoor hebben kleinverbruikers geen belang pieken in het transportvermogen te beperken.

Figuur 14 toont een voorbeeld voor de tariefsystematiek en de prikkels voor klein- en grootverbruikers. Huishouden 1 is een standaard huishouden. Bij Huishouden 2 hebben we een elektrische auto met een laadvermogen van 11 kW toegevoegd die s' ochtends en 's avonds

laad. Het capaciteitstarief is gelijk voor zowel Huishouden 1 als 2 in het voorbeeld, ondanks dat Huishouden 2 veel meer netbelasting veroorzaakt.

Figuur 14 - Voorbeelden werking tariefsystematiek en prikkels in tariefregulering



De sturende werking van tarieven is erg onbekend. Er is weinig bekend over de elasticiteit (prijsgevoeligheid van de gedragsreactie) van tarieven. Bedrijven en consumenten maken afwegingen waar de tarieven slecht een onderdeel van zijn. Tarieven dienen primair kostenreflectief te zijn. Als er onvoldoende sturing plaats vindt, bestaan er ook andere wettelijke en beleidsopties om energievraag te sturen.

De niet-kostenreflectieve kleinverbruikers tarieven raken aangesloten kleinverbruikers. De beperkte prikkels in de tarieven hebben vooral impact op de netbeheerder. De vraag naar infrastructuur is mogelijk onnodig groot.

De netbeheerders onderbouwen te weinig welke keuzes zij maken in het uitvoeren van verzwaringen

Een kritiekpunt van ACM (2020c) en verschillende marktpartijen op de investeringsplannen van de netbeheerders is dat zij te weinig inzicht geven in de gemaakte keuzes. Het gaat daarbij onder andere om waar netverzwaringen vereist zijn, waar netverzwaringen in de toekomst naar verwachting vereist zijn, waarom bepaalde investeringen zijn opgenomen in de investeringsplannen en waarom bepaalde investeringen niet zijn opgenomen. Vanuit de markt is vooral inzicht in de laatste categorie van belang. ACM stelt dat de investeringsplannen voldoen, maar beter moeten.

De beperkte onderbouwing in de investeringsplannen raakt vooral grootverbruikers.

Volledige transportplicht (koperen plaat-principe) is nu een wettelijk opgelegd principe, wat mogelijk niet meer past in het veranderende energiesysteem

Netbeheerders zijn wettelijk verplicht alle partijen die dit willen aan te sluiten en de aansluiting moet altijd volledig te gebruiken zijn. Dit betekent dat de aansluiting 8.760 uur per jaar beschikbaar moet zijn en noemt men ook wel het ‘koperen plaat’-principe. Dit onderwerp staat ter discussie vanwege 1) het tekort aan uitvoeringscapaciteit waardoor knelpunten niet opgelost kunnen worden en 2) groei van flexibele applicaties. Het afbouwen van het koperen plaat-principe kan vorm worden gegeven door te prioriteren welke partijen wanneer worden aangesloten en door nieuwe tariefproducten te ontwikkelen. Dat tweede werken verschillende netbeheerders al aan en wordt ook wel ‘non-firm’ (niet-gegarandeerde) netcapaciteit genoemd.

Dit knelpunt raakt netbeheerders en aangeslotenen.

Knelpunten gas

Tabel 6 toont de belangrijkste knelpunten voor gas, zowel aardgas als nieuwe hernieuwbare/klimaatneutrale gassen.

Tabel 6 - Knelpunten gas

Knelpunten gas	Waar knelt het?	Urgentie
Onduidelijkheid/onzekerheid over de richting van de transitie naar welk type gas, waardoor investeringen in - en vormgeving van - infrastructuur lastiger is.	Netbeheerders	1
Structurele afname gasgebruik en aantal van de gas-aangeslotenen, waardoor de infrastructuur duurder is voor partijen die wel aangesloten blijven.	Aangeslotenen	2
Waterstof in niet-gereguleerde domein is mogelijk een knelpunt en risico.	Allen	2
Socialiseren van de kosten voor het verwijderen gasaansluiting over de aangeslotenen.	Aangeslotenen - kleinverbruikers	2
Fysieke transitie van de infrastructuur naar andere gassen (waterstof/groengas), oftewel het omschakelen naar een ander gas.	Netbeheerders	2

Onduidelijkheid/onzekerheid over de richting van de transitie naar welk type gas, waardoor investeringen in en vormgeving van infrastructuur lastiger is

Het is een algemeen knelpunt dat er onzekerheid is over de richting van de energietransitie. Voor gassen geldt dat er onzekerheid is over wanneer aardgas vervangen zal worden en als dit door een ander gas is, naar welk gas er dan overgestapt gaat worden door welke eindgebruikers. Naar verwachting zal in sommige gebieden gas dominant blijven en andere gebieden zullen elektrificeren of overstappen op een warmtenet. Ook hybride oplossingen zijn mogelijk, zoals bijvoorbeeld met hybride warmtepompen (gas en elektriciteit)²³. Doordat het onduidelijk is per netgebied of en wanneer een overstap wordt gemaakt en daarbij de uiteindelijke keuze voor de te transporteren energiedrager (groengas, waterstof) nog onzeker is, kan de netbeheerder niet efficiënt en effectief de beoogde uitbreiding en

²³ Bij een hybride warmtepomp wordt de basislast aan warmtevraag ingevuld met een elektrische warmtepomp, en de piekvraag met een gasgestookte cv-ketel. Dat ontlast het elektriciteitsnetwerk, maar betekent dat er wel een gasvoorziening aanwezig moet zijn en in stand moet worden gehouden.

instandhouding van de gasinfrastructuur realiseren. Daarnaast dient ook de grootschalige transportinfrastructuur naar de relevante gebieden tijdig gerealiseerd te worden.

Wat hierbij ook van belang is dat onduidelijk is wie de uiteindelijke beslissingen neemt over de richting en vormgeving. De overheid is hiervoor aanzet, maar duidelijke kaders over hoe, wanneer en wie die keuzes maakt is onduidelijk. Van belang daarbij is om snel vast te stellen welke overheidslaag de keuzes maakt: nationaal (Rijk), gemeenten of provincies.

De onduidelijkheid van de ontwikkelingen raakt vooral de netbeheerders, aangezien onzeker is welke infrastructuur gerealiseerd dient te worden.

Structurele afname gasgebruik en aantal gas-aangeslotenen, waardoor de infrastructuur duurder is voor partijen die wel aangesloten blijven

PwC verwacht dat in 2050 er ongeveer 45% minder aangeslotenen zijn op het gasnetwerk. Aardgas zal naar verwachting bijna volledig verdwijnen als energiedrager in 2050 en mogelijk daalt het aantal aangeslotenen nog wel met meer dan 45%. In de jaren richting 2050 zal het aantal aangeslotenen steeds verder afnemen, terwijl de kosten van instandhouding van het huidige gasnet²⁴ niet of beperkt zullen dalen. Hierdoor zullen naar verwachting de relatieve kosten per eindgebruiker of aangeslotenen toenemen. De investeringen die in het verleden zijn gemaakt door netbeheerder en ook in de komende jaren vereist blijven, dienen immers vergoed te blijven worden. Dit zet de betaalbaarheid onder druk voor de overige aangeslotenen.

In het afgelopen methodebesluit zijn verschillende concrete acties ondernomen om de verdeling van de kosten van het gasnet over gebruik in de tijd meer evenredig te maken, zoals aanpassing naar de nominale WACC. Dit zorgt ervoor dat tariefstijgingen op de langere termijn sterk beperkt worden, maar dat tarieven op de korte termijn relatief hoger zijn. Daarmee lijkt dit knelpunt voor een belangrijk gedeelte opgelost, maar is verdere reflectie de komende jaren nodig.

De structurele afname resulteert in hogere kosten voor de aangeslotenen. Dit knelpunt raakt zowel klein- en grootverbruikers.

Waterstof in niet-gereguleerde domein is mogelijk een knelpunt

De waterstofinfrastructuur is op dit moment onderdeel van de vrije markt en valt op dit moment niet binnen het gereguleerde domein, oftewel onder de netbeheerders en tariefregulering. Gasunie is wel betrokken in de realisatie van de huidige infrastructuur, maar de tarieven en marktordening zijn niet gereguleerd. Doordat de markt niet gereguleerd is, kan het zijn dat infrastructuur niet gerealiseerd wordt vanwege een hogere onzekerheid en gebrek aan bereidwilligheid van marktpartijen om te investeren. Er is ook niet één onafhankelijke aangewezen partij die de infrastructuurtaak op zich kan nemen. Daarnaast zijn eindgebruikers niet beschermd als de exploitatie niet binnen het gereguleerde domein valt. Er is dan een risico op machtsmisbruik van de exploitant. De Nederlandse overheid heeft additioneel als risico dat het afhankelijk wordt van een commerciële exploitant.

In een kamerbrief van december 2021 wordt aangegeven dat er op dit gebied nu vooral ervaring wordt opgedaan en onderzoek plaats vindt. Het ministerie wil Gasunie aanwijzen als beheerder van de waterstofbackbone maar wacht ook nog Europese wetgeving af die in

²⁴ Inclusief beperkte uitbreidingsinvesteringen die nodig zijn bij nieuwe aansluitingen in verzorgingsgebieden waar bijvoorbeeld alleen groengas of waterstofgas geleverd kan worden.

2022 bekend zal worden (Ministerie van EZK, 2021a). Er is nog veel onduidelijkheid en een gebrek aan concrete invulling.

Waterstofmiljarden voor NorthH2 en de waterstofbackbone

Recent zijn de overheidsinvesteringen in waterstof meerdere malen in het nieuws geweest. Nieuwsuur deed onderzoek naar de investeringen in NorthH2 waaruit significante kritiek bleek (Nieuwsuur, 2021). Waterstof heeft de potentie om een zeer belangrijke energiedrager te worden, wat ook vereist dat er goede regulering is en Nederland niet afhankelijk wordt van marktpartijen. Nieuwsuur concludeert dat de huidige investeringen worden gepland terwijl de zeggenschap van Nederland beperkt is, er geen maatschappelijke kostenbaten-analyse is gedaan, de controle van de Tweede Kamer beperkt is, de transparantie beperkt is en consumenten-bescherming nog niet verzekerd is. Gasunie, actief in het gereguleerde en niet-gereguleerde domein, houdt een pleidooi voor duidelijke publieke voorwaarden en eisen.

Waterstof in het niet-gereguleerde domein raakt alle partijen in het energiesysteem.

Socialiseren van de kosten voor het verwijderen gasaansluiting over de aangesloten

Kleinverbruikers worden geen kosten in rekening gebracht voor het verwijderen van hun gasaansluiting sinds maart 2021 (Ministerie van EZK, 2020c). Dit was ongeveer 800 euro per verwijderde aansluiting. De redenatie is dat huishoudens die verduurzamen en geen gas-aansluiting meer nodig hebben, hier geen ‘boete’ voor moeten krijgen. De kosten van het verwijderen worden nu dus afgewenteld op de partijen die wel aangesloten zijn en blijven op het gasnetwerk. Dit is echter niet kostenreflectief; de aangesloten veroorzaken immers niet deze kosten maar deze worden veroorzaakt door de partijen die de gasaansluiting verwijderen. In de nieuwe Energiewet wordt verder invulling gegeven wie de kosten voor het verwijderen van de gasaansluiting moet betalen.

Het socialiseren van de kosten voor het verwijderen van de gasaansluiting raakt de aangesloten kleinverbruikers. Zij dienen nu deze kosten te dragen. De overheid kan hier wel een verschil in maken door de kosten bijvoorbeeld zelf te dragen.

Fysieke transitie van de infrastructuur naar andere gassen (waterstof/ groengas), oftewel het omschakelen naar een ander gas

Als er een overstap wordt gemaakt van aardgas naar waterstof dient een fysieke transitie plaats te vinden. Er komt een moment dat de eindgebruikers maar ook het gas in het netwerk ‘overstappen’. Het grootschalige transportnetwerk zal parallel worden uitgelegd, oftewel zowel een aardgas- als waterstofnetwerk. Partijen bij een parallel netwerk kunnen zelf het moment bepalen waarop ze overstappen naar het andere gasnetwerk. Vaak is het echter niet uitvoerbaar, ook niet in de toekomst, om een tweede netwerk parallel te realiseren. Dit geldt vooral voor het kleinschaligere distributienetwerk. Er is dan één moment waarop het netwerk en alle aangeslotene partijen binnen een gebied moeten overschakelen naar het nieuwe gas. Dat ‘gebied’ kan overigens de omvang van één straat hebben. Dat vereist een verdergaande coördinatie van de betreffende alternatieve investeringen (en het zo goed mogelijk gebruiken van de bestaande gasinfra) vanuit een centrale partij.

De transitie naar 100% groengas zal geen aanpassingen bij eindgebruikers vereisen. Daardoor is deze transitie vrij eenvoudig en is er geen grootschalige operatie nodig om de overstap mogelijk te maken. Een overstap naar waterstof is een veel complexere transitie. Alle aangesloten op een netwerk dienen over applicaties te beschikken die waterstof kunnen gebruiken. De huidige applicaties, zoals hr-ketels en gasfornuizen, zijn ingesteld op aardgas en kunnen dit niet. Het is nog een grote openstaande uitdaging hoe één gebied gelijktijdig en veilig kan omschakelen zonder energielevering en energievoorziening te

beperken. De fysieke transitie van de gasinfrastructuur is vooral een grote uitdaging voor de netbeheerders. Zij dienen deze transitie te realiseren.

Knelpunten warmte

Tabel 7 geeft een overzicht van de belangrijkste knelpunten voor warmte. Hieronder lichten wij deze knelpunten achtereenvolgens toe.

Tabel 7 - Knelpunten warmte

Knelpunten warmte	Waar knelt het?	Urgentie
NMDA: niet kostengebaseerd waardoor bepaalde warmte-initiatieven niet van de grond komen.	Warmtebedrijven	1
NMDA: door gasreferentie geen prikkel om over te stappen op warmtenet, maar kostengebaseerd alternatief kan zorgen voor grote verschillen in tarieven.	Eindgebruikers, warmtebedrijven	1
Meerdere warmtebronnen op één net zorgt voor duurzaamheid en leveringszekerheid, dus TPA moet zo goed mogelijk worden georganiseerd.	Eindgebruikers	1
Businesscase warmtenetten is voor investeerders niet aantrekkelijk genoeg om hier op grote schaal in te investeren.	Warmtebedrijven	1
Geen tariefbescherming bij aansluitingen groter dan 100 kW kan bedreiging vormen voor draagvlak.	Eindgebruikers (grootverbruikers)	2
Lozing restwarmte is toegestaan onder huidige Warmtewet.	Warmtebedrijven	2
Aanscherping van wettelijke normen nodig voor kwaliteit en leveringszekerheid van warmte.	Eindgebruikers	2

NMDA: niet kostengebaseerd waardoor bepaalde warmte-initiatieven niet van de grond komen

Een van de meest urgente knelpunten tussen de warmtetarieven en de energietransitie is de gasreferentie (het NMDA-principe). In Paragraaf 2.8 beschreven we al dat de huidige tarifiering op basis van de gasreferentie in de context van de energietransitie niet houdbaar is. Dit komt doordat de gasreferentie steeds minder verband zal houden met de onderliggende kosten voor de warmtelevering naarmate er meer gebruik wordt gemaakt van andere, duurzamere warmtebronnen (Ministerie van EZK, 2019).

Uit de evaluatie van de Warmtewet door Ecorys&Innoforte, (2016a) blijkt ook dat het huidige NMDA-maximumtarief ertoe kan leiden dat bepaalde warmte-initiatieven niet van de grond komen of niet gecontinueerd kunnen worden. Dit komt doordat de rentabiliteit te laag is in verhouding tot de gelopen risico's. De rentabiliteit van warmteprojecten is in grote mate afhankelijk van de tariefcomponenten van warmte, en deze tariefcomponenten zijn deels afhankelijk van de ontwikkeling in de gasprijs en daarmee dus onvoorspelbaar. De tariefopbouw van de gasreferentie reflecteert de warmtekosten dus niet, wat de baten onzeker maakt en het risico hoog. Dit kan als gevolg hebben dat (duurzame) warmte-initiatieven onvoldoende van de grond komen.

Voorals warmtebedrijven worden geraakt door dit knelpunt. Doordat de warmtetarieven door het NMDA-principe de werkelijke kosten niet reflecteren, zullen warmtebedrijven hun businesscase voor een warmtenet namelijk niet altijd rond kunnen krijgen. Met de huidige hoge gasprijzen is dit probleem waarschijnlijk minder urgent.

Dit knelpunt wordt met het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening grotendeels weggenomen. Het voornemen is dat in de nieuwe Wet collectieve warmtevoorziening de tariefsystematiek niet langer gebaseerd is op de NMDA-referentie maar op de onderliggende kosten (Ministerie van EZK, 2020f). Dit komt ten goede aan de investeringszekerheid van warmteleveranciers. Het creëren van zekerheid bij warmtebedrijven dat zij hun kosten inclusief een redelijk rendement kunnen terugverdienen is dan ook een van de uitgangspunten voor de nieuwe tariefsystematiek (Ministerie van EZK, 2020f). Volgend kader gaat in op het voorstel voor de kostengebaseerde tariefsystematiek.

Voorstel voor kostengebaseerde tariefsystematiek

Het ministerie van EZK heeft onderzoek laten doen naar verschillende opties voor een tariefsystematiek, als alternatief voor de gasreferentie. Uit dit onderzoek lijkt de maatstafregulering op de lange termijn de geschikteste optie te zijn. De maximumtarieven die warmtebedrijven in rekening mogen brengen worden dan bepaald op basis van een vorm van maatstafconcurrentie. Hierbij worden de maximumtarieven berekend op basis van een model waarbij concurrentie tussen warmtesystemen wordt nagebootst (Ministerie van EZK, 2020f). Maatstafregulering lijkt dus een geschikte optie voor de lange termijn. Het advies²⁵ hierbij is om deze wijziging over een langere periode (bijvoorbeeld 5 tot 10 jaar) door te voeren. De overgangperiode zou kunnen bestaan uit een kostengebaseerde referentieprijs, waarbij de huidige gasreferentie gecorrigeerd wordt op basis van een warmtespecifieke kostengebaseerde index (Ministerie van EZK, 2020f).

De overstap naar een kostengebaseerde tariefsystematiek kan echter ook nieuwe knelpunten creëren. Het in de greep houden van warmtekosten is een belangrijk punt voor maatschappelijke acceptatie en alleen bij voldoende draagvlak/deelname kunnen warmteprojecten van de grond komen. In de paragraaf hieronder gaan we verder in op dit punt gerelateerd aan de kostengebaseerde tariefsystematiek.

NMDA: door gasreferentie geen prikkel om over te stappen op een warmtewet, maar kostengebaseerd alternatief kan zorgen voor grote verschillen in tarieven

Een ander knelpunt dat samenhangt met de koppeling van het warmtetarief aan de aardgasprijs is dat de extra energiebelasting op gas ook in het warmtetarief terechtkomt, terwijl de hogere belasting op aardgas juist bedoeld is om mensen te prikkelen van het gas af te gaan (Woonbond, 2021). Van een hogere aardgasprijs (bijvoorbeeld door een hogere belasting op aardgas) gaat dus geen directe prikkel uit naar afnemers om over te stappen naar collectieve warmte, wat kan zorgen voor vertraging in de groei van warmtenetten.

De koppeling van warmtetarieven aan de gasprijs zou zelfs kunnen bijdragen aan de negatieve perceptie van (de prijs van) warmte (Ministerie van EZK, 2019). Dit geldt niet alleen voor de verhoging van de energiebelasting op gas, maar ook voor de momenteel historisch hoge gasprijzen (ACM, 2021a). ACM heeft de maximale verbruikstarieven voor 2022 vanwege deze hoge gasprijzen meer dan verdubbeld ten opzichte van de tarieven in 2021. Dit heeft als gevolg dat wanneer warmtebedrijven hun tarieven verhogen tot het wettelijke maximum, een doorsnee huishouden met een individuele aansluiting voor de levering van warmte in 2022 gemiddeld 2.542 euro (incl. btw) moet gaan betalen, tegenover maximaal 1.523 euro in 2021 (ACM, 2021a). Hierbij moet wel worden aangemerkt dat ACM controleert dat warmtebedrijven de hoge maximumtarieven niet aangrijpen om winsten onredelijk op te stuwen (ACM, 2021a).

²⁵ Dit is het advies van onderzoeksbureau Oxera, dat in opdracht van het ministerie van EZK verschillende opties voor tariefsystematiek heeft onderzocht.

Dat de NMDA-referentie niet prikkelt om over te stappen op een warmtenet is een knelpunt voor zowel eindgebruikers als warmtebedrijven. Voor eindgebruikers is betaalbaarheid belangrijk. Als verhoging van de energiebelasting op gas leidt tot hogere warmtetarieven, kan dit ervoor zorgen dat minder eindgebruikers bereid zijn om aan te sluiten op een warmtenet. Dit kan leiden tot een knelpunt voor warmtebedrijven als dit betekent dat zij hierdoor hun businesscase niet rond kunnen krijgen.

Dit knelpunt wordt (deels) met het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening weggenomen. Het voornemen is dat in de nieuwe Wet collectieve warmtevoorziening de tariefsystematiek niet langer gebaseerd is op de NMDA-referentie maar op de onderliggende kosten (Ministerie van EZK, 2020f). In de vorige alinea beschreven we dat dit bijdraagt aan de investeringszekerheid van warmteleveranciers. Het afschaffen van het NMDA-principe zorgt er namelijk voor dat de warmtetarieven de werkelijke kosten reflecteren. Dit kan er echter wel toe leiden dat afnemers méér voor warmte moeten betalen dan op basis van de NMDA-referentie. In dat geval zorgt afschaffing van de NMDA-referentie niet voor een prikkel om op een warmtenet over te stappen. Zoals Ecorys en Innoforte in 2016 al stelden, bestaat er dus een “direct spanningsveld tussen het creëren van een solide businesscase voor investeerders in warmteprojecten en de betaalbaarheid van warmte voor afnemers (en daarmee het vertrouwen van afnemers in de warmtemarkt)” (Ecorys & Innoforte, 2016b)

De overstap naar een kostengebaseerde tariefsystematiek kan nieuwe knelpunten veroorzaken. Warmtetarieven zijn momenteel redelijk gelijkmatig voor afnemers van verschillende warmtenetten in Nederland, maar met een kostengebaseerde tariefsystematiek kunnen er grote verschillen in warmtetarieven ontstaan. In het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening staat dat gemeenten per kavel een warmtebedrijf mogen aanwijzen dat in het betreffende gebied verantwoordelijk wordt voor de warmtelevering. Het lijkt er dus op dat de warmtetarieven op projectbasis zullen worden vastgesteld, wat als gevolg kan hebben dat zelfs binnen een gemeente grote verschillen ontstaan in de warmtetarieven van verschillende warmtenetten. Verschillen in warmtetarieven ontstaan onder andere door verschillen in dichtheid van de bebouwing of door andere warmtebronnen. Grote verschillen in warmtetarieven kunnen dan een gevaar vormen voor de maatschappelijke acceptatie van warmtenetten.

Een oplossingsrichting die bijdraagt aan het betaalbaar en vergelijkbaar houden van de kosten voor verschillende eindgebruikers, is een CAPEX-subsidie op de infrastructuur of op de exploitatie van de warmtebron. In het regeerakkoord is aangekondigd dat de onrendabele top van collectieve warmteprojecten deels zal worden gefinancierd uit een nationale subsidieregeling.

Een ander aandachtspunt is dat ook nadat het NMDA-principe is afgebouwd, de prijs van warmte in veel gevallen nog steeds gelinkt zal zijn aan de prijs van aardgas. Immers, de bron van de huidige warmtenetten is nog steeds veelal fossiel (aardgasgestookt). Ook pieken en hulpketels zijn meestal nog op gas gebaseerd. Het afschaffen van het NMDA-principe hoeft dus niet te betekenen dat er automatisch een prikkel is om over te stappen op een warmtenet. Dit komt doordat de prijs van warmte vaak inherent gelinkt is aan overige energiedragers zoals gas.

Meerdere warmtebronnen op één net zorgt voor duurzaamheid en leveringszekerheid, dus TPA moet zo goed mogelijk worden georganiseerd

De huidige warmtenetten in Nederland worden veelal gevoed door één grote - vaak fossiel gestookte - warmtebron of een beperkt aantal warmtebronnen van één eigenaar. In de toekomst zullen warmtenetten doorgaans gevoed worden door hernieuwbare warmtebronnen,

zoals aquathermie, biomassa, zonthermie of geothermie. Door meerdere warmtebronnen op een warmtenet aan te sluiten, kan de afhankelijkheid van een specifieke warmtebron afnemen. Dit draagt bij aan duurzaamheid en leveringszekerheid. Het verkleinen van de afhankelijkheid van één warmtebron kan bovendien bijdragen aan betaalbaarheid.

Als verschillende producenten hun warmte aanbieden op één warmtenet spreken we van third party access (TPA). Er zijn verschillende vormen van TPA in de warmtesector: negotiated (onderhandelde) TPA en regulated (gereguleerde) TPA. Bij negotiated TPA onderhandelen producenten van warmte met de eigenaar van een warmtenet over het invoeden van warmte op dit warmtenet. Regulated TPA gaat een stap verder dan onderhandelde toegang. Bij regulated TPA worden warmtetarieven vooraf gereguleerd. Dit systeem geeft producenten meer zekerheid dat zij hun warmte tegen redelijke tarieven kwijt kunnen en kan in theorie leiden tot concurrentie tussen producenten waarmee deze gedwongen worden om efficiënter te gaan werken. Echter als de afzetmarkt beperkt is, kan invoeding door derden ook leiden tot inefficiëntie (doordat schaalvoordelen onvoldoende uitgenut worden). Vanwege gebrek aan afzet zal regulated TPA bij kleine warmtenetten waarschijnlijk dus niet efficiënt zijn (PWC, 2015).

In de Nederlandse elektriciteits- en gassector is sprake van gereguleerde toegang tot transport- en distributienetten. Warmtenetten hebben echter een aantal technische kenmerken die ervoor zorgen dat de verwachte baten van toegangsregulering kleiner zijn dan bij elektriciteits- en gasnetwerken. In vergelijking met bijvoorbeeld de elektriciteitsmarkt is het minder waarschijnlijk dat effectieve concurrentie op het warmtenet tussen warmteproducenten van de grond kan komen. Dit komt doordat de concurrentie in de warmtemarkt aan de productiekant minder groot is dan bij elektriciteit, door de locatieafhankelijkheid van de bronnen versterkt door het lokale karakter van de warmtenetten (PWC, 2015). Ook kan gedetailleerde regulering voor warmtenetten resulteren in substantiële kostenstijgingen doordat er kosten komen kijken bij het afstemmen van het aanbod van de nieuwe toetreders op het warmtenet (Ecorys & Innoforte, 2016a). PWC, (2015) stelt ook dat gereguleerde TPA kan leiden tot technische problemen en economische inefficiëntie, omdat het openen van de keten voor meerdere partijen hogere kosten met zich meebrengt.

In de huidige Warmtewet hebben netwerkeigenaren een onderhandelingsplicht: in artikel 21 staat dat netbeheerders met producenten van warmte in overleg moeten treden wanneer een producent toegang wil tot het warmtenet. In het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening zijn de regels over derdentoegang tot een warmtenet overgenomen uit de huidige Warmtewet (Ministerie van EZK, 2020g). Door meerdere warmtebronnen toegang te bieden op één warmtenet kunnen kleine, duurzame warmtebronnen worden geëxploiteerd. Dit komt ten goede aan duurzaamheid en leveringszekerheid. Het is daarom van belang dat TPA zo goed mogelijk wordt georganiseerd. Daarbij is het van belang dat een partij het systeem integraal aanstuurt. In het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening staat dat het warmtebedrijf dat door de gemeente voor een kavel wordt aangewezen, integrale ketenverantwoordelijkheid krijgt.

Als meerdere warmtebronnen niet op één netwerk kunnen worden aangeboden, leidt dit tot knelpunten voor eindgebruikers (betaalbaarheid, betrouwbaarheid, leveringszekerheid).

Businesscase warmtenetten is voor investeerders niet aantrekkelijk genoeg om hier op grote schaal in te investeren

Uit de evaluatie van de Warmtewet door Ecorys&Innoforte, (2016a) blijkt dat de businesscase van warmtenetten niet aantrekkelijk genoeg is voor investeerders om hier op grote schaal in te investeren. Dit zorgt voor spanning met het oog op het kunnen realiseren van

de warmteambities. Er zijn verschillende redenen waardoor de businesscase voor warmtenetten niet aantrekkelijk genoeg is. Een belangrijke reden is dat warmtebedrijven, in tegenstelling tot gasbedrijven, te maken hebben met relatief hoge vaste kosten. Met name bij het nieuw aanleggen van een warmtenet zijn de vaste kosten hoog. Deze vaste kosten worden pas over een langere termijn terugverdiend. Dat geeft spanning op de investeringsbereidheid van partijen om met warmtenetten aan de slag te gaan. Een andere belangrijke onzekerheid rondom de businesscase van warmtenetten is het volloopprijs (Ecorys & Innoforte, 2016a). Dit is het risico dat de warmtevraag achterblijft bij de verwachte afzet. Voor een haalbare businesscase is namelijk voldoende draagvlak/deelname van afnemers nodig.

Voorals warmtebedrijven worden geraakt door dit knelpunt, want zij kunnen hun businesscase moeilijker rond krijgen als zij hun vaste kosten pas over een langere termijn terug kunnen verdienen.

Volgens Ecorys&Innoforte, (2016a) kunnen publieke investeringen bijdragen aan het wegnemen van dit probleem en kan publiek eigendom als een instrument gebruikt worden om investeringen van de grond te krijgen. Wanneer de exploitatie van een warmtenet wordt overgelaten aan (semi)publieke partijen als gemeenten of netbeheerders, zorgt dit voor commitment en investeringszekerheid bij afnemers en aanbieders van warmte. Ook PWC, (2015) stelt dat overheidsaandeelhouderschap de reguleringsonzekerheid voor warmtebedrijven vermindert (en bovendien de sturingsmogelijkheden voor de overheid vergroot). Er zijn echter ook verschillende nadelen verbonden aan publiek eigendom van warmtenetten. Bij een marktontwerp op basis van publieke netten is er bijvoorbeeld geen concurrentie meer bij het exploiteren van warmtenetten, wat ten koste kan gaan van de doelmatigheid en daarmee van de betaalbaarheid voor afnemers (Ecorys & Innoforte, 2016a).²⁶ Tevens worden financiële risico's overgeheveld naar publieke investeerders (al dan niet in de vorm van aandeelhouderschap), waarbij de vraag is of publieke investeerders de benodigde expertise en capaciteit in huis hebben om deze risico's te beheersen. Er zijn al verschillende warmtenetten waar een gemeente (mede-)aandeelhouder is van het transport-/distributienet (Hengelo, Zaandam), aandeelhouder zijn in een leverancier van warmte (Amsterdam) of aandeelhouder zijn in een leverancier van warmte (Stadsverwarming Purmerend, Warmtestad Groningen) (Energie-Nederland, 2019).

In plaats van publiek eigendom van warmtenetten, kan commitment ook worden gerealiseerd door heldere keuzes te maken en duidelijkheid te geven over de gebieden waar warmtenetten gerealiseerd dienen te worden (Ecorys & Innoforte, 2016a). In het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening komt dit punt prominent naar voren. Het ministerie van EZK voorziet een marktordening waarbij gemeenten in staat worden gesteld een warmtekavel vast te stellen en een warmtebedrijf aan te wijzen dat een warmtenet voor een bepaalde tijd (20-30 jaar) mag aanleggen en exploiteren. Op deze manier hebben warmtebedrijven meer zekerheid over inkomsten (Ministerie van EZK, 2019, Ministerie van EZK, 2020b).

²⁶ We merken hierbij op dat de ontwikkeling van een effectief concurrerende warmtemarkt ook wanneer warmtenetten niet in publiek eigendom zijn, niet aannemelijk is. Dit komt door het doorgaans beperkte aanbod van lokale warmtebronnen.

Geen tariefbescherming bij aansluitingen groter dan 100 kW kan bedreiging vormen voor draagvlak

De Warmtewet is van toepassing op afnemers met een aansluiting tot 100 kW of verhuurders of VvE's met een aansluiting van meer dan 100 kW die warmte doorleveren aan hun huurders of leden. Bij warmte vormt de gebondenheid van afnemers aan één warmteleverancier een belangrijke reden om hen te beschermen. Afnemers met een aansluiting groter dan 100 kW (grootverbruikers) worden momenteel niet beschermd door de Warmtewet. Voor hen is het niet altijd transparant waarop het tarief dat zij betalen gebaseerd is. Als de gasaansluitplicht in de toekomst gaat vervallen, kan het voorkomen dat ook verbruikers met een aansluiting groter dan 100 kW geen reëel alternatief hebben voor warmte en daarmee een zwakke onderhandelingspositie richting de warmteleverancier. Volgens Ecorys&Innoforte, (2016a) kan het implementeren van (enige mate van) bescherming voor afnemers met een aansluiting groter dan 100 kW de bereidheid van deze groep afnemers om aan te sluiten op een warmtenet kunnen vergroten. Dit kan het draagvlak voor warmtenetten vergroten en daarmee bijdragen aan de benodigde groei in warmtenetten.

In het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening is de tariefregulering niet alleen van toepassing op kleinverbruikers, maar ook op grootverbruikers. In het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening worden grootverbruikers als volgt gedefinieerd: afnemers van collectieve warmte met een (centrale leverings-) aansluiting van groter dan 100 kW. Van de definitie van grootverbruikers zijn uitgezonderd: de levering van warmte voor industriële of productieprocessen en de levering van warmte die niet hoofdzakelijk geleverd wordt ten behoeve van ruimteverwarming en warmtapwater. Voor warmtelevering aan grootverbruikers moeten de tarieven de werkelijke kosten reflecteren. De berekeningsmethode en de tarieven moeten transparant en non-discriminatoir zijn en uitgaan van redelijk rendement. Op verzoek van een verbruiker zal ACM toetsen of de berekeningsmethode aan deze eisen voldoet.²⁷ In het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening worden kleinverbruikers gedefinieerd als afnemers met een aansluiting tot 100 kW, met uitzondering van huurders of VvE-leden die warmte doorgeleverd krijgen van de verhuurder of VvE (overeenkomstig met de bestaande situatie: huurders worden al beschermd door het huurrecht en leden van een VvE door de organisatiestructuur van de VvE).

Lozing restwarmte is toegestaan onder huidige Warmtewet

Restwarmte is warmte die vrijkomt bij (industriële) processen en niet opnieuw in het proces gebruikt wordt. Restwarmte komt beschikbaar uit de industrie, datacenters en andere bedrijven, zoals koelingen van supermarkten. Deze warmte blijft meestal onbenut, maar kan ingevoerd worden in warmtenetten, met een afname in het verbruik van fossiele brandstoffen als gevolg. Restwarmte van industriële processen met een temperatuur van >70°C kan direct worden ingezet voor ruimteverwarming en tapwater. Restwarmte met een lager temperatuurniveau (afkomstig van bijvoorbeeld supermarkten en datacenters) moet meestal met een warmtepomp worden opgewaardeerd, enkel in nieuwbouw is deze warmte direct toe te passen. De kostprijs van restwarmte is over het algemeen lager dan de kostprijs van andere warmtebronnen (NPRES, 2020).

Wanneer restwarmte onbenut blijft, kan dit zorgen voor een knelpunt bij warmtebedrijven als zij hun warmtenet willen verduurzamen.

In een kamerbrief over de voortgang van het wetstraject Warmtewet 2 (Ministerie van EZK, 2019) staat dat het ministerie van EZK overweegt om een zogenoemd ophaalrecht voor

²⁷ Zie [artikel 7.9 van het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening](#).

warmte op te nemen in de Wet collectieve warmtevoorziening. Het ophaalrecht is het recht voor warmtebedrijven om restwarmte van een industrie, datacenter of andere warmteloozer tegen uitkoppelkosten te benutten. In artikel 6.1 van de concept Wet collectieve warmtevoorziening staat dat een producent van restwarmte die deze warmte loost deze ter beschikking stelt aan een warmtebedrijf voor zover die daarom heeft verzocht en indien dit feitelijk mogelijk is gemaakt door het warmtebedrijf”.²⁸

Aanscherping van wettelijke normen nodig voor kwaliteit en leveringszekerheid van warmte

De huidige levering van aardgas aan eindgebruikers is erg betrouwbaar.²⁹ Voor het draagvlak van de warmtetransitie is het van belang dat de betrouwbaarheid ook bij nieuwe warmtevoorzieningen wordt geborgd. Daarom stelt ACM (2021h) dat aanscherping nodig is van de wettelijke normen voor de kwaliteit van de geleverde warmte, de storingsregistratie en de kwaliteit van de dienstverlening. Dit zou eraan bij moeten dragen dat afnemers van warmte gemakkelijker aan kunnen aantonen dat de kwaliteit van de geleverde warmte niet voldoet aan de afgesproken normen, bijvoorbeeld als de geleverde warmte niet de temperatuur heeft die in de leveringsovereenkomst staat.

Naast kwaliteit van de warmtelevering is ook leveringszekerheid een aandachtspunt. Voor gas en elektriciteit is leveringszekerheid in sterke mate geborgd in wet- en regelgeving. Echter ook verbruikers van warmte moeten kunnen rekenen op een ongestoorde en betrouwbare levering van warmte, ook wanneer het warmtebedrijf failliet gaat (ACM, 2021h). Zulke waarborgen dragen bij aan het vertrouwen van consumenten in aardgasvrije warmte-technieken en -bronnen en zorgen daarmee voor draagvlak voor de warmtetransitie.

Geen verdere aanscherping van wettelijke normen kan ertoe leiden dat eindgebruikers in de knel komen, bijvoorbeeld doordat zij niet kunnen aantonen dat de kwaliteit van de geleverde warmte achterblijft bij de afgesproken normen.

4.5 Samenhang van energiesysteem in relatie tot regulering

Tot slot hebben we gekeken naar de samenhangende knelpunten die in het energiesysteem tot uitdrukking komen uitgaande van de huidige tariefstelsels.

Integrale knelpunten

Tabel 8 toont de integrale knelpunten die gelden voor zowel gas, elektriciteit als warmte.

²⁸ [Internetconsultatie warmtewet2](#)

²⁹ We hebben het hier over de transport van gas uit gasopslagen naar gebruikers. We moeten hierbij echter wel aanmerken dat de marktlevering (de vraag of er voldoende gas is in de winter) steeds verder onder druk komt te staan nu Nederland in toenemende mate afhankelijk is van gaslevering uit andere landen, zoals Rusland. Ook nemen we hierbij storingen van de cv-ketel in de woning niet mee.

Tabel 8 - Integrale knelpunten

Integrale knelpunten	Waar knelt het?	Urgentie
Betaalbaarheid voor eindgebruikers staat op gespannen voet met transitie naar duurzaam.	Eindgebruikers	1
Onzekerheid in richting en tempo van de transitie, waardoor effectiviteit, betaalbaarheid en leveringszekerheid beïnvloed wordt. Onzekerheid komt voort uit weifelend beleid, marktontwikkelingen en keuzes in de vrije markt.	Allen	1
Er is meer maatschappelijk draagvlak als de eindgebruiker een eigen oplossing kan kiezen, maar het in stand houden van infrastructuur voor deze vrije keuze leidt tot hogere maatschappelijke kosten.	Allen	2
ACM geeft beperkt inzicht in de exacte afweging tussen beleidsdoelen in de tarief-regulering.	Allen	2
Een integrale afweging in totale systeemkosten tussen energiedragers en bijbehorende infrastructuur is nu niet de basis van (lokaal) beleid.	Allen	1
Het meewegen van vermeden infrastructuurkosten voor de businesscase van een andere verduurzamingsrichting is niet mogelijk in de huidige tariefregulering.	Allen	2
Minder uniformiteit in de mate van consumentenbescherming door verscheidenheid in warmtetechnieken kan leiden tot minder draagvlak	Aangeslotenen	2

Betaalbaarheid voor eindgebruikers staat op gespannen voet met transitie naar duurzaam

De energietransitie kan resulteren in additionele kosten bij eindgebruikers. In het Klimaat-akkoord (Rijksoverheid, 2019) staat dat woonlastenneutraliteit het uitgangspunt is in de warmtetransitie naar een aardgasvrije gebouwde omgeving. Aardgas was altijd en is nu ook nog vaak voor eindgebruikers de goedkoopste optie om in hun warmtebehoefte te voorzien. Dit betreft niet alleen de levering van aardgas³⁰ maar ook de instandhouding van het bestaande netwerk. Additionele investeringen zijn nodig in netwerken voor warmte, uitbreiding van gasnetwerken (voor invoeding van groengas en waterstofgas) en het verzwaren van elektriciteitsnetwerken. Dit resulteert in hogere netkosten. Hier ontstaat dus een afruil tussen duurzaamheid en betaalbaarheid. De ACM, (2021h) stelt bovendien dat een duidelijke en transparante invulling van het begrip betaalbaarheid nodig is om onzekerheid in de wijkaanpak te voorkomen.

Ook voor bedrijven kan de overstap van aardgas naar duurzamere energiedragers resulteren in hogere kosten. Er is echter nog veel onzekerheid over de prijsontwikkelingen van energiedragers en het beleid van de overheid. Met effectief klimaatbeleid, o.a. via het ETS, zullen verduurzamingsmaatregelen in de toekomst vaker lagere kosten kennen in vergelijking met de huidige fossiele technieken.

De betaalbaarheid die onder druk staat raakt de eindgebruikers, zowel de klein- als grootverbruikers.

³⁰ In het najaar van 2021 is de prijs van marktlevering van gas en elektriciteit zeer sterk toegenomen.

Leveringsprijzen zijn hiermee verdubbeld. Hiermee is het prijsverschil tussen hernieuwbare bronnen en fossiele energie behoorlijk verkleind.

Onzekerheid in richting en tempo van de transitie, waardoor effectiviteit, betaalbaarheid en leveringszekerheid beïnvloed wordt. Onzekerheid komt voort uit weifelend beleid, marktontwikkelingen en keuzes in de vrije markt

De richting van de energietransitie wordt bepaald door de betaalbaarheid en haalbaarheid van de verschillende alternatieven. Consumenten, bedrijven en de Nederlandse overheid zullen over het algemeen de verduurzamingsrichting kiezen die het meest voordelig is en haalbaar is. De keuzes van individuele eindgebruikers zijn echter onzeker. Er zijn in de toekomst meer onzekere factoren, zoals de prijzen van energiedragers en technieken en onduidelijkheid over het overheidsbeleid.

Voor de netbeheerder is het daarom lastig om te voorspellen hoe de vraag naar energiedragers en -infrastructuur zich gaat ontwikkelen. Daardoor is het lastig voor de netbeheerder om prognoses te maken over de ontwikkelrichting en vooraf en efficiënt te verzwaren. Daardoor kan het zijn dat de ontwikkelingen bij eindgebruikers niet overeenkomen met de tijdige realisatie van de infrastructuur. Daarmee komt het tempo van de energietransitie en in verdere extreme zelfs de leveringszekerheid in gevaar. Het kan daarnaast voorkomen dat de infrastructuur niet efficiënt wordt gerealiseerd, bijvoorbeeld doordat de elektriciteitsinfrastructuur een tweede keer verzaamd dient te worden. Of dat er wordt geïnvesteerd in de gasinfrastructuur, terwijl op korte termijn elektrificatie plaats zal vinden.

De onzekerheid in de transitie raakt alle actoren: de overheid, de netbeheerders en de aangesloten. De overheid kan sturen met beleid. De aangesloten bepalen mede de richting. De netbeheerder dient te faciliteren.

Er is meer maatschappelijk draagvlak voor de energietransitie als de eindgebruiker een eigen oplossing kan kiezen, maar het in stand houden van infrastructuur voor deze vrije keuze leidt tot hogere maatschappelijke kosten

In een onderzoek in opdracht van Netbeheer Nederland stelt CE Delft, (2017a) dat het streven naar louter de laagste kosten voor energie-infrastructuur het draagvlak voor de energietransitie kan beperken. Draagvlak is essentieel, want om de energietransitie te laten slagen moeten alle energiegebruikers maatregelen treffen. Meer capaciteit in de netten en/of het gasnet handhaven geeft eindgebruikers meer mogelijkheden om eigen oplossingen te kiezen (CE Delft, 2017a). Tegelijkertijd leidt dit waarschijnlijk tot hogere kosten. Een voorbeeld is het in stand houden van gasnetten voor hernieuwbare gassen naast een warmtenet. In de toelichting van het voorstel voor de Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie staat bijvoorbeeld dat het in stand houden van het aardgasnet voor een kleine groep ‘achterblijvers’ kan leiden tot substantieel extra kosten, namelijk nagenoeg 1 tot ruim 5 miljard euro aan additionele maatschappelijke kosten tot 2050 (Ministerie van EZK, 2021a, Netbeheer Nederland, 2021).

Het in stand houden van meerdere energie-infrastructuren zorgt voor een afruil tussen kosteneffectiviteit en keuzevrijheid (en daarmee het creëren van draagvlak dat nodig is voor het slagen van de energietransitie). Het voorstel voor de Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie kan ervoor zorgen dat gasnetten niet onnodig in stand worden gehouden (zie onderstaand kader). Een alternatieve oplossingsrichting zou kunnen zijn: het desocialiseren van de kosten van aardgasnetten. Met dit alternatief worden de kosten beter gereflecteerd en betalen de gebruikers die op het gasnet aangesloten willen blijven zelf de daarmee gepaard gaande kosten.

Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie

Het voorstel voor de Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie kan ervoor zorgen dat een gasnet niet onnodig in stand wordt gehouden. Dit wetsvoorstel moet gemeenten de bevoegdheid geven om te regelen welke wijken op termijn overstappen op een duurzaam alternatief voor aardgas. Deze wet moet leiden tot wijzigingen in de Omgevingswet en de Gaswet. Het wetsvoorstel vloeit voort uit afspraken die in het Klimaatakkoord zijn gemaakt. Met het wetsvoorstel kunnen gemeenten keuzes voor een duurzaam alternatief maken, mits dit gebeurt in een zorgvuldig en democratisch proces. Ook mogen woning- en gebouweigenaren altijd zelf kiezen met welk duurzaam alternatief ze hun woning of gebouw willen verwarmen. Wel kan de gemeente indien er een goed en betaalbaar duurzaam alternatief is, bepalen dat de netbeheerder na een bepaalde datum geen aardgas meer transporteert naar een bepaalde wijk. Een gasnet in stand houden of vernieuwen wanneer er slechts enkele huishoudens op zijn aangesloten, terwijl er een goed alternatief is, leidt namelijk tot onnodige CO₂-uitstoot en tot hogere (maatschappelijke) kosten. De geplande ingangsdatum van de Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie is 1 januari 2024.

De keuzevrijheid van de eindgebruiker raakt de eindgebruiker doordat het mogelijk diens keuzevrijheid beperkt. Het raakt de netbeheerder doordat het bepaalt welke en hoeveel infrastructuur er gerealiseerd en onderhouden dient te worden.

ACM geeft beperkt inzicht in de exacte afweging tussen beleidsdoelen in de tariefregulering

Uit dit onderzoek concluderen wij dat de toelichting van ACM beperkt is over welke afwegingen zij maken. In Paragraaf 3.5 hebben we deze afweging uitgewerkt. In de toelichting op de methodebesluiten van ACM staat kort toegelicht tussen welke beleidsdoelstellingen afwegingen gemaakt worden, maar worden keuzes niet of beperkt onderbouwd. Uit de notulen van klankbordgroepen hebben we meer informatie kunnen halen, maar dit is vaak ook nog summier en niet eenvoudig te begrijpen en te verkrijgen voor het grote publiek. Een duidelijkere onderbouwing die geschikt is voor een groter publiek kan het draagvlak voor keuzes van ACM en de tariefsystematiek in het algemeen vergroten. Een keuze zoals het verhogen van de WACC en daarmee de tarieven krijgt steeds meer maatschappelijke aandacht.

Het beperkte inzicht raakt de verschillende actoren in het energiesysteem, zowel de aangeslotenen als de netbeheerders.

Een integrale afweging in totale systeemkosten tussen energiedragers en bijbehorende infrastructuur is nu niet altijd de basis van (lokaal) beleid

In beleidsafwegingen van de Nederlandse overheid worden de daadwerkelijke infrastructuurkosten nu vaak niet meegenomen. Infrastructuurkosten zijn vaak lastig te kwantificeren. Daarnaast worden vaak de eindgebruikerskosten vaak meegenomen. Die bestaan uit netwerktarieven en niet uit de daadwerkelijke investeringen. Een integrale analyse van de daadwerkelijke kosten kan bijdragen aan een kosteneffectieve energietransitie. De meest kosteneffectieve keuzes worden dan gemaakt.

Dit knelpunt raakt alle partijen in het systeem: de overheid omdat zij het beleid vormen, de netbeheerders omdat het impact heeft op de infrastructuur en de aangeslotenen omdat het de infrastructuur en de kosten beïnvloed.

Het meewegen van vermeden infrastructuurkosten voor de businesscase van een andere verduurzamingsrichting is niet mogelijk in de huidige tarief-regulering

Het investeren in de infrastructuur van één energiedrager kan betekenen dat investeringen in andere infrastructuur niet meer vereist is. Als er bijvoorbeeld een warmtenet wordt aangelegd, hoeft de elektriciteitsinfrastructuur wellicht niet meer verzwakt te worden door de elektriciteitsvraag van warmtepompen. Echter is er nu een harde splitsing tussen de verschillende energiedragers (elektriciteit, warmte en gas) waardoor een onderlinge toekenning en uitwisseling van kosten en baten niet mogelijk is. De harde splitsing bestaat omdat kostenoriëntatie per energiedrager vastligt in Europese regelgeving en onder meer kruissubsidiering moet voorkomen. Daarnaast zijn vermeden infrastructuurkosten lastig om te definiëren en waarderen. Het meewegen van de vermeden kosten raakt de netbeheerder omdat het keuzes in de infrastructuur en de kosten beïnvloed. Het raakt de aangeslotenen omdat het hun businesscase beïnvloedt.

Het is echter de vraag in hoeverre vermeden kosten meegenomen moeten worden in de tarieven. In de afsluitende bijeenkomst met externen werd duidelijk dat vermenging van kosten tussen tariefstelsel moet worden voorkomen. Het meewegen van vermeden kosten is daarmee eerder relevant in de beleidskeuzes *voorafgaand aan* het aanleggen van specifieke infrastructuren uit oogpunt van laagste maatschappelijke kosten.

Minder uniformiteit in de mate van consumentenbescherming door verscheidenheid in warmtetechnieken kan leiden tot minder draagvlak

Op basis van de Gaswet zijn alle consumenten met een gasaansluiting in hoge mate en op dezelfde manier beschermd. Een element uit deze wet is dat de consument kan overstappen naar een andere gasleverancier. Dat kan niet bij alle alternatieven voor gas. Met de warmtetransitie zullen steeds meer huishoudens overstappen op uiteenlopende warmtetechnieken en -bronnen als alternatief voor gas. Op deze warmtetechnieken en -bronnen zijn verschillende wetten (de Warmtewet en de Elektriciteitswet) van toepassing. De ACM, (2021h) stelt dat het beschermingsniveau voor de consument zoveel mogelijk gelijk moet zijn, onafhankelijk van de warmtebron die de consument krijgt als alternatief op aardgas en ongeacht of de consument een huurder of eigenaar-bewoner (met of zonder VvE) is. Daarom moeten de verschillende wetten en de regels binnen deze wetten volgens ACM, (2021h) zoveel mogelijk uniform zijn. Verschillen in kosten en voorwaarden zijn niet altijd te vermijden, maar deze moeten wel begrijpelijk en transparant zijn voor de consument. Als verschillen in bescherming niet objectief gerechtvaardigd zijn en de gemaakte keuzes niet goed zijn onderbouwd en uitgelegd, kan dit leiden tot minder draagvlak voor de warmtetransitie. Het is daarom van belang dat de regels uit verschillende wetten goed op elkaar aansluiten.

In het kader van de energietransitie worden de Gaswet, Elektriciteitswet en de Warmtewet aangepast. Echter ook binnen het wetvoorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening kunnen verschillen in bescherming ontstaan. Deze verschillen kunnen ontstaan door de soort warmtebron, de grootte van het net, de woonplaats en eigendomsstatus (koop of huur). Grote verschillen in bescherming bij een collectief warmtenet zorgen volgens de ACM, (2021h) voor minder draagvlak voor de warmtetransitie onder consumenten.

De mindere uniformiteit raakt de aangeslotenen, voornamelijk kleinverbruikers.

4.6 Conclusies

Elektriciteit

De energietransitie in Nederland heeft belangrijke gevolgen voor de wijze waarop energienetten geopereerd zullen worden. Een sterke toename van de hoeveelheid duurzame energie en verdere elektrificatie van de vraag leiden ertoe dat de rol van elektriciteit als energiedrager toeneemt. Dit resulteert in een sterke toename van investeringen in netten, met name bij elektriciteit. Op dit moment is er een tekort aan netcapaciteit en een tekort aan uitvoeringscapaciteit om de capaciteit voldoende uit te breiden. Het tekort aan netcapaciteit is een zeer belangrijk knelpunt in de energietransitie. Financiering van netverzwaringen (zowel tarieven als investeringsbehoefte) is van belang, maar slechts één van de knelpunten waarom er nog onvoldoende netverzwaring gerealiseerd kan worden.

Nettarieven dienen primair kostenreflectief en non-discriminatoir te zijn. Eindgebruikers maken met kostenreflectieve tarieven keuzes die onderliggende kosten weerspiegelen en dus vanuit economisch oogpunt optimaal zijn. Op dit moment zijn echter de tarieven niet altijd kostenreflectief. Zo betalen producenten geen transportafhankelijk tarief waardoor zij lagere kosten kennen dan afnemers. Het huidige capaciteitstarief voor kleinverbruikers is ook niet langer kostenreflectief door de steeds grotere verschillen tussen huishoudens. Daarnaast krijgen grootverbruikers nu nog kortingen en zorgt één enkele piek bij grootverbruikers tot hogere tarieven, terwijl dit niet noodzakelijkerwijs tot hogere kosten leidt.

Naast kostenreflectiviteit, kunnen nettarieven ook ingezet worden als een instrument om het gedrag van netgebruikers te sturen en daarmee het energiesysteem betaalbaar te houden. Nettarieven kunnen helpen bij het voorkomen van netcongestie, en uitstellen of verminderen van noodzakelijke investeringen. Nettarieven zijn echter niet het enige sturingsinstrument om de doelen in de energietransitie te bereiken. Er kan er ook voor gekozen worden dat kosten voor de eindgebruiker gelijk/betaalbaar blijven via flankerend beleid, zoals subsidies aan of financiering voor nieuwe infrastructuur (warmte of waterstof) of bepaalde opwektoepassingen. Daarnaast kunnen knelpunten die gerelateerd zijn aan coördinatie, onzekerheid van beleid en langetermijnrichting van de energietransitie niet met nettarieven opgelost worden, ook al hangen ze er deels wel mee samen. Dat geeft duidelijk aan dat er grenzen zijn aan de mogelijkheid met nettarieven de beoogde energietransitie in goede banen te leiden of wellicht te versnellen. Belangrijk voor een efficiënte transitie is dat er zekerheid komt over waar en wanneer verzwaringen nodig zijn. Dit zorgt ervoor dat netverzwaringen zoveel mogelijk tijdig gerealiseerd en in één keer goed gerealiseerd worden. Daarmee worden er geen onnodige kosten gemaakt en hoeven de tarieven minder toe te nemen.

De hoogte van de prijselasticiteit van het netgedrag vormt daarin een belangrijke factor. Afhankelijk van de hoogte van de prikkel (en de prijselasticiteit van de afnemers en producenten) zullen eindgebruikers hun netgebruik aanpassen, bijvoorbeeld door minder vermogen te vragen of vermogen in de tijd te schuiven. In beide gevallen kan congestie op het net voorkomen worden.

Tarieven kunnen tijds- en of plaatsafhankelijk worden vormgegeven. Aangezien de prijselasticiteit van de vraag beperkt is, dienen de financiële prikkels die geboden worden om beoogd gedrag effectief te stimuleren aanzienlijk in omvang te zijn. Daarmee is het ook de vraag of dit nog wel voldoet aan voorwaarden (kostenveroorzaking, non-discriminatoir, etc). Zowel bij grootverbruikers als kleinverbruikers zal nader onderzoek moeten plaatsvinden naar de effectiviteit van deze sturende nettarieven (bijv. door pilots met netgebruikers).

Gas

Voor gaspen geldt dat er onzekerheid is over wanneer aardgas vervangen zal worden door nieuwe gaspen (groengas of waterstof) of door nieuwe infrastructuur (all-electric of warmte). Naar verwachting zal in sommige gebieden gas dominant blijven en andere gebieden zullen elektrificeren. Doordat het onduidelijk is per netgebied of /en wanneer een overstap wordt gemaakt en daarbij de uiteindelijke keuze voor de te transporteren energiedrager (groengas, waterstof) nog onzeker is, kan de netbeheerder niet efficiënt en effectief de beoogde uitbreiding en instandhouding van de gasinfrastructuur realiseren. Daarnaast dient ook de grootschalige transportinfrastructuur naar de relevante gebieden tijdig gerealiseerd te worden.

In gebieden waar een overstap van aardgas naar waterstof wordt voorzien is er nog het vraagstuk hoe dat in de praktijk te organiseren, met behoud van leveringszekerheid.

Warmte

Met de transitie naar een aardgasvrije gebouwde omgeving zullen warmtenetten in een steeds groter deel van de warmtevraag voorzien. Warmtenetten kunnen een relatief betaalbaar alternatief vormen voor veel wijken. Een van de meest urgente knelpunten tussen de warmtetarieven en de energietransitie is de gasreferentie (het NMDA-principe). De gasreferentie is steeds minder gekoppeld aan de onderliggende kosten voor de warmtelevering naarmate er meer gebruik wordt gemaakt van duurzame warmtebronnen. Warmtebedrijven kunnen hun businesscase voor een warmtenet dan niet altijd rondkrijgen. Met de huidige hoge gasprijzen is dit probleem naar verwachting wel minder urgent. Bovendien wordt dit knelpunt met het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening grotendeels weggenomen.

Een ander knelpunt dat samenhangt met de koppeling van het warmtetarief aan de aardgasprijs is dat de extra energiebelasting op gas ook in het warmtetarief terechtkomt, terwijl de hogere belasting op aardgas juist bedoeld is om mensen te prikkelen van het gas af te gaan. Van een hogere aardgasprijs (bijv. door een hogere belasting op aardgas) gaat dus geen directe prikkel uit naar afnemers om over te stappen naar collectieve warmte, wat kan zorgen voor vertraging in de groei van warmtenetten. De gasreferentie wordt met de nieuwe wetgeving weliswaar weggenomen, dit hoeft niet te betekenen dat afnemers zo maar op een warmtenet overstappen. Het kostengebaseerde alternatief kan er namelijk ook toe leiden dat afnemers méér moeten gaan betalen dan op basis van het NMDA-principe. Ook kan het kostengebaseerde alternatief grote verschillen tussen tarieven van verschillende warmtenetten veroorzaken. Dit komt waarschijnlijk niet ten goede aan het maatschappelijk draagvlak voor warmtenetten.

Integrale knelpunten

Aardgas is momenteel in veruit de meeste situaties voor eindgebruikers de goedkoopste optie om in hun warmtebehoefte te voorzien. Dit betreft niet alleen de leveringsprijs van aardgas maar ook kosten voor de instandhouding van het bestaande netwerk. Additionele investeringen zijn nodig in netwerken voor warmte, aanpassingen of aanleg van gasnetwerken (voor invoeding van groengas en waterstofgas) en het verzwaren van elektriciteitsnetwerken. Dit resulteert in hogere netkosten. Hier ontstaat dus een afruil tussen duurzaamheid en betaalbaarheid. Een duidelijke en transparante invulling van het begrip betaalbaarheid vanuit de eindgebruiker is nodig om onzekerheid in de wijkaanpak te voorkomen.

Er is meer maatschappelijk draagvlak voor de energietransitie als de eindgebruiker een eigen oplossing kan kiezen, maar het in stand houden van infrastructuur voor deze vrije keuze leidt tot hogere maatschappelijke kosten. Het in stand houden van meerdere energie-infrastructuren zorgt voor een uitruil tussen kosteneffectiviteit en keuzevrijheid. Het voorstel voor de Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie kan ervoor zorgen dat gasnetten niet onnodig in stand worden gehouden.

5 Conclusies en aanbevelingen

In dit hoofdstuk trekken we de conclusies van deze studie over het functioneren van de tariefsystematiek. Deze worden onderverdeeld in de periode tot 2020 en de periode vanaf 2020. Voor deze laatste periode blikken we vervolgens vooruit en geven we een beschouwing op de opgaven vanuit de klimaatambities en energietransitie. We geven aan wat de (on)mogelijkheden zijn van het huidige tariefstelsel om te sturen op de knelpunten in de energietransitie. Tenslotte formuleren we aanbevelingen voor het tariefstelsel op basis van de geconstateerde knelpunten.

5.1 Conclusies

Periode tot 2020 - huidige tariefregulering

- De regulerings- en de tariefsystematiek bij gas en elektriciteit heeft in de jaren tot ca. 2020 gunstige gevolgen gehad voor de netkosten (betaalbaarheid). Binnen de tarief-systematiek heeft de nadruk gelegen op prikkels om netbeheerders tot een doelmatig netbeheer te dwingen. Publieke doelen zoals leveringszekerheid en duurzaamheid zijn daarbij eveneens van belang, maar hebben minder centraal gestaan binnen het toezicht op de tariefstelsels van energie.
- Voor warmte is het minder duidelijk of het netbeheer efficiënt heeft plaatsgevonden omdat er binnen de systematiek geen expliciete relatie ligt met de onderliggende kosten van de warmteketen. (Maximale) warmtetarieven zijn op de eerste plaats afhankelijk van de ontwikkeling van gasprijzen, en daarom kan niet geconcludeerd worden dat de warmtemarkt doelmatig wordt gereguleerd³¹. Hierin is de mate van gerealiseerde efficiëntie uiteindelijk afhankelijk van de prijs van een alternatieve energiedrager (gas). In tijden van hoge gasprijzen (zoals op dit moment) is de prikkel tot doelmatig netbeheer en levering van warmte minder dan in periode met zeer concurrerende gasprijzen. Hogere gasprijzen betekenen wel dat warmteleveranciers meer financiële ruimte hebben voor de benodigde investeringen in nieuwe warmtenetten of in het uitbreiden van bestaande warmtenetten. Op grond van de deze alternatieve reguleringsmethode verwachten wij dat er minder efficiëntiewinst is gerealiseerd dan bij gas en elektriciteit.
- Er is in algemene zin een trade-off tussen een doelmatig netbeheer en betaalbare tarieven aan de ene kant, en de bedrijfszekerheid van netten (voorkomen uitval) aan de andere kant. Geconstateerd is dat er in de periode tot globaal 2020 er voldoende is geïnvesteerd in netzekerheid. De kwaliteit van de regionale elektriciteits- en gasnetwerken is niet verslechterd. Sterker, de kwaliteit van de energienetwerken in Nederland is hoog in internationaal perspectief.
- Het is zeker niet uit te sluiten dat het sterk sturen op efficiënte kosten ertoe heeft geleid dat bepaalde investeringen met enige vertraging zijn gedaan of in andere gevallen zelfs geheel achterwege zijn gebleven. Ook is niet uit te sluiten dat de efficiëntieprikkel in het tariefstelsel uiteindelijk heeft geleid tot een minder grote financiële

³¹ De andere vorm van tariefbescherming is de Rendementsmonitor en is bedoeld om de transparantie van de markt te vergroten en om te voorkomen dat bedrijven op basis van de maximumtarieven onredelijk hoge rendementen behalen.

buffer om grote opgaves zoals de energietransitie vorm te geven. Aansluiting van nieuwe (hernieuwbare) productie is op dit moment in veel gebieden niet mogelijk en ook de stijgende vraag naar elektriciteit kunnen de netbeheerders met name in stedelijke gebieden niet meer aan. Het huidige tekort aan netcapaciteit zou mogelijk kleiner zijn geweest als eerder was geïnvesteerd in netverzwaring. De inzichten dat er zeer veel verzwaring nodig is, is echter nog relatief recent. Door de prikkel gericht op benuttingsefficiëntie (benchmark) hebben netbeheerders de voorkeur om overcapaciteit aan transport te vermijden boven tekorten aan transportcapaciteit te voorkomen. Concreet en hard bewijsmateriaal voor deze oorzakelijke relatie is echter binnen de studie niet gevonden.

- Wij analyseren de periode van regulering tot 2020 als een relatief stabiele periode qua netontwikkelingen waarin de verschillende doelen van het tariefgebouw binnen het energiedomein goed te combineren zijn geweest. Investerings in betrouwbaarheid en duurzaamheid zijn niet in aanzienlijke mate ten koste gegaan van betaalbaarheid en efficiency, ook al zijn er mogelijkheden om de doelmatigheid verder te verbeteren. Andersom heeft het sturen op efficiënte kosten niet betekend dat dit ten koste is gegaan van leveringszekerheid en duurzaamheid. Noodzakelijke investeringen ter verbetering van de energienetwerken konden grotendeels door netbeheerders worden gedaan. Daarmee was het tariefgebouw ook in de praktische uitwerking consistent met de doelen ervan.

Periode vanaf 2020: relatie met energietransitie

- In de periode vanaf 2020 zien we in toenemende mate dat borging van de doelen tegelijkertijd lastig wordt naarmate de netinvesteringen ten behoeve van de energietransitie toenemen en naarmate er steeds meer variërende hernieuwbare energie moet worden ingepast binnen de netten. Dit laatste betekent dat er eerder schaarse netcapaciteit en congestie ontstaan, of dat aanvullende uitbreidingen of flexibiliteitsdiensten nodig zijn om deze problemen op te lossen.
- De energietransitie in Nederland heeft belangrijke gevolgen voor de wijze waarop energienetten geopereerd zullen worden. Ten eerste vergt de energietransitie ten opzichte van vroeger veel grotere en snellere aanpassingen in het elektriciteitsnet. Een sterke toename van de hoeveelheid duurzame energie en verdere elektrificatie van de vraag leiden ertoe dat de rol van elektriciteit als energiedrager toeneemt. Ook op het vlak van alternatieve energiedragers zoals warmte, waterstof en groengas zijn nieuwe netinvesteringen hard nodig. Dit resulteert in een sterke toename van investeringen in de netten: de komende 30 jaar gaat het – volgens PwC, (2021) – om ruim 100 miljard euro in het gas- en elektriciteitsnetwerk, met name bij elektriciteit.
- Op dit moment is er een tekort aan netcapaciteit en een tekort aan uitvoeringscapaciteit om de capaciteit voldoende uit te breiden. Het tekort aan netcapaciteit is een zeer belangrijk knelpunt in de energietransitie, maar kent tegelijkertijd een groot aantal oorzaken en netbeheerders staan daarbij voor grote uitdagingen. Te denken valt aan het grote gebrek aan technisch geschoold personeel, het tijdig rond krijgen van vergunningen, verkrijgen van de vereiste ruimte en weerstand vanuit lokale omwonenden. Al deze knelpunten dragen eraan bij dat het vereiste tempo van verzwaringen achterblijft. Financiering van netverzwaringen (zowel tarieven als investeringsbehoefte) is van belang, maar slechts één van de knelpunten waarom er nog onvoldoende netverzwaring gerealiseerd kan worden. Daarnaast zijn er al verschillende stappen ondernomen om de financiële knelpunten te verkleinen of op te lossen (zie Hoofdstuk 4, knelpuntenanalyse).

5.2 Beschouwing: (on)mogelijkheden tariefstelsels in energietransitie

Via tarieven sturen op efficiënt netgebruik beperkt mogelijk

- De rol van het tariefstelsel in het sturen op netgedrag moet in het juiste perspectief worden geplaatst. Nettarieven en de wijze waarop hier toezicht op wordt gehouden is daarin zeker niet het enige knelpunt en daarmee ook niet de enige oplossingsrichting om gesignaleerde knelpunten op te lossen of te beperken. Een mogelijke keuze is dat kosten voor de eindgebruiker gelijk/betaalbaar blijven via flankerend beleid, zoals financieringsconstructies en subsidies op de nieuwe infrastructuur of bepaalde opwek-toepassingen. Tarieven kunnen gedrag van eindgebruikers en locaties van vraag en opwek sturen. Echter zijn er andere mogelijkheden om dit te doen. Niet alleen tarieven kunnen hiervoor ingezet te worden, maar ook andere beleidsopties. Daarnaast dienen knelpunten die gerelateerd zijn aan coördinatie, onzekerheid van beleid en lange-termijnrichting van de energietransitie weggenomen te worden, omdat deze knelpunten raken aan het functioneren van de tariefsystematiek en daarmee het tempo van de transitie extra kunnen vertragen. Nettarieven dragen eraan bij de beoogde energietransitie efficiënt in goede banen te leiden, maar er zijn ook duidelijke grenzen aan in welke mate de tarieven hieraan kunnen bijdragen.
- De wens om efficiënt gebruik van het net uit te lokken met nettarieven is begrijpelijk, maar slechts in beperkte mate haalbaar. Een tarief is immers geen prijs waarmee op capaciteitschaarste gestuurd kan worden. Een nettarief dient in de eerste plaats kostenreflectief te zijn. Tarieven dienen er dus voor te zorgen dat eindgebruikers en overheden de feitelijke netkosten die netgebruikers veroorzaken meewegen in netkeuzes en investeringsbeslissingen. Op dit moment zijn de tarieven niet kostenreflectief voor alle invoeders en afnemers. Producenten betalen slechts een gedeelte van het tarief, grootverbruikers krijgen soms hoge kortingen en het capaciteitstarief doet geen recht aan de grote diversiteit van verschillende type kleinverbruikers. Wij pleiten daarom voor aanpassingen in de tariefstructuren zodat deze kostenreflectiever worden.
- De effectiviteit van tariefprikkel voor gedragsverandering moet niet worden overschat. Tarieven zijn een beperkt deel van de energiekosten maar wel een kostencomponent die gedeeltelijk beïnvloed kan worden door het eigen gedrag. De hoogte van de prijselasticiteit van het netgedrag is in het algemeen beperkt, maar verschilt wel per type eindgebruiker. Afhankelijk van de hoogte van de prikkel (gebaseerd op de vormgeving van het tarief) en de prijselasticiteit van de afnemers en producenten zullen eindgebruikers hun netgebruik aanpassen, bijvoorbeeld door minder vermogen te vragen of vermogen in de tijd te schuiven. In beide gevallen kan congestie op het net voorkomen worden. Wij komen tot de conclusie dat tariefsturing zeker een rol kan spelen indien aangetoond kan worden dat flextarieven onderliggende kosten reflecteren (kostenreflectief), fair en voldoende sturend zijn. Zowel bij grootverbruikers als kleinverbruikers zal nader onderzoek moeten plaatsvinden naar de effectiviteit van deze sturende nettarieven (pilots met netgebruikers). Zie verder aanbevelingen.
- Een voorbeeld van een knelpunt zijn de kleinverbruikers in de categorie tot en met 3x25A (huishoudens). Zij betalen met het huidige *vaste capaciteitstarief* allemaal hetzelfde bedrag, ondanks de grote verschillen in aansluitwaarde. Daarmee voldoet het tarief niet meer aan enkele belangrijke netwerkstariefprincipes: het is niet eerlijk en het biedt geen incentives voor efficiënt netgebruik. Bovendien verhoudt dit zich slecht met het kostenveroorzakingsprincipe. Eerlijk betekent in dit geval dat zware gebruikers meer gaan betalen voor de belasting van het net dan lichte gebruikers. Daarmee kunnen onnodige verzwaringen worden voorkomen en kan de tariefstijging worden beperkt.

De oplossing kan liggen in een bandbreedtemodel, waar een klant in verschillende banden wordt afgerekend op zijn piekverbruik (kostenveroorzaking).

Tarieven geen instrument om coördinatieprobleem op te lossen voor netverzwaring/nieuwe netten

- Belangrijk voor een efficiënte transitie is dat er zekerheid komt over waar en wanneer netverzwaringen en nieuwe netten (warmte, gas en elektriciteit) nodig zijn. Dit zorgt ervoor dat netverzwaringen zo veel mogelijk tijdig gerealiseerd worden en in één keer goed gerealiseerd worden. Daarmee worden er geen onnodige kosten gemaakt en hoeven de tarieven minder toe te nemen. Dat vereist een hogere mate van zekerheid en coördinatie van netinvesteringen ten behoeve van de energietransitie dan nu het geval is.
- Tariefstelsels zijn geen instrument om zekerheid af te dwingen over waar en wanneer netverzwaringen nodig zijn. Oplossingsrichtingen die hiervoor meer voor de hand liggen zijn beleid gericht op regie en coördinatie (strategische visie) om de infrastructuurinvesteringen in goede banen te leiden, zoals bijvoorbeeld in gang is gezet in MIEK (Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat).
- Investeringsplannen worden door netbeheerders opgesteld op basis van scenario's die de verwachte vraag naar transportcapaciteit laten zien. Toezichthouder ACM toetst de investeringsplannen en vervolgens moet de netbeheerder de in het plan opgenomen investeringen uitvoeren. Als dat proces op orde is, kan transportcapaciteit tijdig worden uitgebreid en hoeft er in principe geen wachtrij te ontstaan voor nieuwe aansluitingen. Op dit moment schiet de investeringscapaciteit tekort ten opzichte van robuuste behoeften van verschillende transitie-scenario's. Duidelijk is dat de verhoogde klimaatambities in 2030 en 2050 nog niet verwerkt zijn in de ingediende investeringsplannen. Het is niet exact duidelijk hoe groot het gat is tussen benodigde en beschikbare netcapaciteit naar verwachting zal zijn.
- Het investeringstekort bij elektriciteit kan naar verwachting worden verminderd als netbeheerders vanuit de tariefstelsels een duidelijkere prikkel krijgen om grootschalig en waar mogelijk proactief te investeren. Dat betekent dat op een andere manier moet worden getoetst in hoeverre de kosten als efficiënt kunnen worden aangemerkt. In het huidige Methodebesluit worden tarieven gebaseerd op basis van de uitgaven in de jaren ervoor. Methodebesluiten kennen een periode van vijf jaar, waardoor de tarieven aan het einde van zo'n periode gebaseerd zijn op uitgave van enkele jaren geleden³². De *timelag* kan dan zomaar oplopen tot zeven jaar. De uitgaven nemen nu erg sterk toe, waardoor sturing gebaseerd op historische uitgave mogelijk onwenselijk is. Meer ruimte zal moeten worden geboden aan *benodigde investeringen* ten behoeve van de energietransitie in plaats van historische investeringen. Daarnaast kunnen er sterkere prikkels worden gegeven om netbeheerders aan te sporen een actieve rol te pakken bij het realiseren van de energietransitie. Wij concluderen dat de huidige inzet op inkomstenregulering, waarin de regionale netbeheerders sterk worden afgerekend op de benuttingsefficiëntie, op gespannen voet staat met de uitdaging om tijdig te investeren in de aanpassing van het energienetwerk.

³² De vergoedingen voor periode 2022-2026 worden bepaald op basis van de kosten van benchmarkjaren 2018-2020

Afwegingen in tarieven over betaalbaarheid, leveringszekerheid en duurzaamheid komen niet transparant tot stand

- Nettarieven vormen een wezenlijk aandeel van de energierekening. Met de toename van de benodigde netinvesteringen nemen ook de tarieven voor eindgebruikers toe. Dat roept ook de vraag op of de door de netbeheerder aangedragen investeringen legitiem, noodzakelijk en doelmatig zijn. Binnen het huidige model vindt die toetsing plaats door de toezichthouder.
- Elke vijf jaar legt ACM in het Methodebesluit vast hoe netbeheerders hun tarieven mogen bepalen. In het Methodebesluit en toetsing van netinvesteringen wordt de afweging tussen betaalbaarheid, leveringszekerheid en duurzaamheid vaak impliciet gemaakt. Een voorbeeld betreft de toepassing van nominale WACC bij gas of de reële WACC-plus bij elektriciteit. Hierin worden afwegingen over hoe kosten worden verdeeld over de tijd impliciet gemaakt (de totale kosten zelf veranderen niet). Netbeheerders ontvangen met een nominale WACC hun inkomsten eerder, hetgeen hen meer prikkelt in de benodigde netcapaciteit en de rekening dus ook eerder in de tijd neerlegt. Een ander voorbeeld is de keuze om de kosten voor het verwijderen van een gasaansluiting niet in rekening te brengen bij de eigenaar van die aansluiting, maar bij alle andere aangesloten te laten landen. Deze voorbeelden geven aan dat, zeker met de benodigde toename van netinvesteringen en de gevolgen voor de eindgebruiker, er een noodzaak is deze afwegingen explicieter te maken, en daarover meer verantwoording af te leggen.

5.3 Aanbevelingen tariefstelsels voor wegnemen barrières energietransitie

- Infrastructuur is een cruciale randvoorwaarde voor de energietransitie, tijdige realisatie is enorm belangrijk om de overheidsdoelen op het gebied van klimaat, economie en woningbouw te behalen. De overheid en de netbeheerders kunnen het kip-ei-probleem doorbreken en daadwerkelijk het tempo van de realisatie van infrastructuur verhogen. Daarvoor moet het huidige investeringstempo sterk opgevoerd worden. Specifiek is het daarbij van belang dat:
 - Het elektriciteitsnetwerk zo snel mogelijk verzaaid wordt.
 - Voor infrastructuur van warmte en waterstof dient consumentenbescherming gewaarborgd te worden. Een vorm van tariefregulering is ook voor deze nieuwe infrastructuur van belang.
 - Bij warmte is een vorm van flankerend beleid nodig zoals CO₂-prijsprikkels, normering en subsidies voor het aanleggen van nieuwe warmtenetten.Alles wat nodig is in tarieven, moet gefaciliteerd worden om de energietransitie betaalbaar, haalbaar en efficiënt te realiseren. De oplossing ligt echter maar voor een deel bij de tarieven en veel meer beleid is vereist.
- Gegeven de verdubbeling van de investeringsopgave verwachten wij binnen de huidige rekenmethodiek dat de tekortschietende investeringen verder zullen toenemen indien de huidige systematiek niet veranderd wordt. Ten opzichte van de huidige systematiek is meer ruimte nodig voor netbeheerders om investeringen te doen en de kosten daarvan door te belasten in de nettarieven. Daarbij is ook voldoende ruimte voor innovatie noodzakelijk. Het vooruitkijken naar benodigde en robuuste investeringen in de energietransitie zal in het toetsingsproces van de toezichthouder een grotere rol moeten krijgen. ACM kan investeringsplannen beoordelen en de kans minimaliseren dat burgers en bedrijven met te hoge kosten worden opgezadeld. De *timelag* voor vergoedingen voor investeringen door netbeheerders is nu te groot. De nieuwe systematiek kan

bijvoorbeeld elementen uit het RIIO-model overnemen³³. Het RIIO-model uit het Verenigd Koninkrijk heeft als een van de expliciete doelen om netbeheerders aan te sporen tot het oppakken van een actieve rol bij het realiseren van de energietransitie. Binnen het RIIO-model ligt minder nadruk op de sectorbenchmark, en bestaat er meer ruimte voor differentiatie per netbeheerder voor de gewenste output, afhankelijk van de wensen van de gebruikers in het verzorgingsgebied.

- Wij pleiten voor een *sobere rol van de energietariefstelsels* in het oplossen van het gesignaleerde tekort aan capaciteit van de energienetten. Veel van de geconstateerde problemen vinden hun oorzaak in andere factoren zoals vergunningen, arbeidsmarkt-knelpunten, financiering van netbeheerders, beschikbaarheid van ruimte en gebrek aan zekerheid voor de realisatie van de vereiste infrastructuur. Oplossingsrichtingen moeten daarbij ook op de betreffende terreinen worden gezocht en daarmee een kosten-effectieve transitie.
- Belangrijk uitgangspunt is dat tarieven onderliggende (efficiënte) kosten dienen te reflecteren. Dit is zowel uit oogpunt van welvaart voor eindgebruikers als uit oogpunt van goede afwegingen van beleid en investeringen cruciaal. Dat dit uitgangspunt kan betekenen dat energie integraal duurder wordt voor de eindgebruiker, is dan een uitkomst van het tariefstelsel. Dergelijke problemen met betaalbaarheid dienen met flankerend beleid aangepakt kan worden, zoals CO₂-prijsbeleid en subsidies.
- Daarbinnen kan verder over flextarieven nagedacht worden, zolang deze kunnen blijven voldoen aan het principe van kostenreflectiviteit. Wijzigingen in het tariefstelsel voor elektriciteit die gewenst zijn uit een maatschappelijk perspectief:
 - **Veranderen van het huidige *uniforme capaciteitstarief* naar een *bandbreedte-model*.** In het bandbreedtemodel worden eindgebruikers afgerekend op piek-verbruik. Bij een incidentele overschrijding van deze vermogensgrens, wordt de duur en de hoogte van deze overschrijding in rekening gebracht naast het basis-bedrag voor de bandbreedte (zie afbeelding). Bij een meer structurele overschrijding wordt een hogere bandbreedte, met een hoger basisbedrag, voordeliger. De wijzigingen kunnen door netbeheerders en toezichthouder nader worden uitgewerkt.
 - **Tarieven voor flextoepassingen.** In een toekomstig energiesysteem is flexibiliteit essentieel voor het in balans houden van vraag en aanbod en congestie in het netwerk te voorkomen. Flexibele toepassingen (zoals batterijen, elektrolyse, flexibele opwek en flexibele afname) dragen bij aan het elektriciteitssysteem en resulteren, mits goed ingezet, in lagere maatschappelijke kosten van instandhouding in plaats van hogere kosten. Daarom dienen tarieven ontworpen te worden met een flexibel karakter die 1) flexibele applicaties aanzetten tot gewenst netgebruik en 2) lagere kostenreflectieve tarieven kent. Netbeheerders experimenteren al met flexibele tarieven, zoals ongegarandeerde netcapaciteit.
 - **Producententarief** zodat producenten ook voor alle netkosten betalen. Producenten betalen nu geen transportafhankelijk tarief waardoor de relatieve kosten voor netgebruik veel liggen zijn dan voor afnemers. Daardoor maken producenten inefficiënte keuzes en wordt subsidie anders toegekend dan wanneer er wel gelijke tarieven zouden zijn. Voor een efficiënt systeem is een producententarief gewenst, maar dit vereist wel aanpassingen aan Europese en Nederlandse wetgeving. Hierdoor is de doorlooptijd van deze wijziging lang.

³³ Zo is het Verenigd Koninkrijk in 2013 (gas) en 2015 (elektriciteit) overgegaan op het model van revenue = incentives + innovation + outputs (RIIO) voor de regulering van regionale netbedrijven (Hensgens et al., 2021).

- Het Europese Hof van Justitie heeft recent een uitspraak gedaan waardoor de rol van de overheid in de vormgeving van de tarieven beperkter is geworden. In de komende periode dient daardoor de rolverdeling rond de tariefstructuur opnieuw gevormd te worden, onder andere in de nieuwe Energiewet. Een groter gedeelte van de verantwoordelijkheden zal bij ACM liggen.
- Een grotere rol van investeringen vraagt ook een andere manier van toetsen en verantwoording afleggen over de investeringen. De impact op nettarieven zal aanzienlijk zijn. Er zal een duidelijkere, niet-technische manier moeten worden ontwikkeld door ACM om verantwoording af te leggen ten aanzien van de gemaakte keuzes en investeringen.
- Tot 2012 bestaat er een goed beeld van het functioneren van het tariefstelsel. Vanaf 2012 ontbreekt het zicht op het functioneren van het tariefstelsel in de praktijk, de doeltreffendheid, en doelmatigheid. Het is wenselijk dat het ministerie van EZK nieuw evaluatieonderzoek uit laat voeren naar het tariefstelsel om het beeld te completeren.

6 Literatuur

- ACM, 2016. Netcode elektriciteit : Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 21 april 2016, kenmerk ACM/DE/2016/202153, houdende de vaststelling van de voorwaarden als bedoeld in artikel 27 van de Elektriciteitswet 1998 (Tarievenscode elektriciteit). Den Haag, Rijksoverheid.
- ACM, 2017. Beleidsregel ACM beoordeling doelmatige kosten van niet-reguliere uitbreidingsinvesteringen. Den Haag, Rijksoverheid.
- ACM. 2019. *Herziene warmtewet in werking getreden* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/herziene-warmtewet-werking-getreden#:~:text=Herziene%20warmtewet%20in%20werking%20getreden.%20Op%201%20juli,vaststellen%20die%20samenhangen%20met%20de%20levering%20van%20warmte.> [Accessed 12 november 2021].
- ACM. 2020a. *ACM heeft de rendementen van warmteleveranciers laten onderzoeken* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/acm-heeft-de-rendementen-van-warmteleveranciers-laten-onderzoeken> [Accessed 9 november 2021].
- ACM, 2020b. Besluit tot vaststelling van het meettarief voor kleinverbruikers : elektriciteit per 1 januari 2021. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM, 2020c. Rapportage Toetsing investeringsplannen netbeheerders elektriciteit en gas 2020 Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM, 2020d. Tarievenbesluit GTS 2021. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM. 2020e. *Tarievenbesluit Liander elektriciteit 2021* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/tarievenbesluit-liander-elektriciteit-2021> [Accessed 28 oktober 2021].
- ACM, 2020f. Tarievenbesluit Liander gas 2021. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM. 2020g. *Tarievenbesluit TenneT 2021* [Online]. ACM. Available: <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/tarievenbesluit-tennet-2021.pdf> [Accessed 2021].
- ACM, 2020h. Tarievenbesluit Warmte 2021. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM. 2021a. *ACM waarschuwt warmteleveranciers tarieven niet onnodig te verhogen* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/acm-waarschuwt-warmteleveranciers-tarieven-niet-onnodig-te-verhogen> [Accessed 6 januari 2022].
- ACM, 2021b. Methodebesluit GTS 2022-2026. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt.

- ACM, 2021c. Methodebesluit regionaal netbeheer elektriciteit 2022 - 2026. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM, 2021d. Methodebesluit regionaal netbeheer gas 2022 - 2026. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM, 2021e. Methodebesluit Tennet Net op zee 2022-2026. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM, 2021f. Methodebesluit Transporttaken TenneT 2022-2026. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM. 2021g. *Uitspraak Europees hof heeft gevolgen voor de energietaken van de ACM* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/uitspraak-europees-hof-heeft-gevolgen-voor-de-energietaak-van-de-acm> [Accessed 9 maart 2022].
- ACM, 2021h. Waarborgen voor consumenten in de wijkgerichte aanpak. Den Haag, Autoriteit Consument & Markt (ACM).
- ACM. 2022. *Warmteleveranciers blijven gemiddeld 18% onder maximumtarieven, van misbruik lijkt geen sprake* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/warmteleveranciers-blijven-gemiddeld-18-procent-onder-maximumtarieven-van-misbruik-likt-geen-sprake> [Accessed 20 april 2022].
- ACM. lopend-a. *De Autoriteit Consument & Markt ; de organisatie* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/organisatie/onze-organisatie/de-autoriteit-consument-en-markt> [Accessed 17 januari 2022].
- ACM. lopend-b. *Hoe kan ik een aansluiting op een warmtenet krijgen of opzeggen* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/afnemers-van-energie/warmte/hoeveel-kost-een-nieuwe-aansluiting-op-een-warmtenet> [Accessed 12 november 2021].
- ACM. lopend-c. *Hoe stelt de ACM de warmtetarieven vast?* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/afnemers-van-energie/warmte-informatie-voor-zakelijke-afnemers/hoe-stelt-acm-warmtetarieven-vast> [Accessed 13 december 2021].
- Atriensis. 2021. *ACM duidt positie netbeheerder bij warmtenetten* [Online]. Available: <https://www.atriensis.nl/nieuwsbericht-projecten/acm-duidt-positie-netbeheerder-bij-warmtenetten> [Accessed 18 november 2021].
- Berenschot, 2012. Tariefregulering in retrospectief : Inventariserend en structurerend feitenonderzoek.
- CBS. 2021. *Statline: Aardgas en elektriciteit, gemiddelde prijzen van eindverbruikers* [Online]. Available: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/81309NED/table?dl=56025> [Accessed 16 november 2021].

- CE Delft**, 2009. Warmtenetten in Nederland: overzicht van grootschalige en kleinschalige warmtenetten in Nederland. Delft, CE Delft.
- CE Delft**, 2015. Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050. Delft, CE Delft.
- CE Delft**, 2017a. Net voor de Toekomst: Achtergrondrapport. Delft, CE Delft.
- CE Delft**, 2017b. Socialiseren van netkosten van warmtenetten : gevolgen voor lasten huishoudens en economische argumenten. Delft, CE Delft.
- D-Cision, ECN & TU Delft**, 2013. De tariefsystematiek van het elektriciteitsnet. Zwolle, D-CISION B.V., ECN, TU DELFT.
- EC**, 2009. Verordening (EG) nr. 715/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor de toegang tot aardgastransmissienetten en tot intrekking van Verordening (EG) nr. 1775/2005 (Voor de EER relevante tekst). *Publicatieblad van de Europese Unie*, L 211, 36-54.
- EC**. 2021. *Gasnetwerken - herziening van de EU-regels inzake markttoegang* [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12911-Gasnetwerken-herziening-van-de-EU-regels-inzake-markttoegang_nl [Accessed 5 november 2021].
- Ecorys & Innoforte**, 2016a. Evaluatie Warmtewet en toekomstig marktontwerp warmte. Rotterdam, Ecorys Nederland B.V.
- Ecorys & Innoforte**, 2016b. Evaluatie Warmtewet en toekomstig marktontwerp warmte, p. 99. Rotterdam, Ecorys Nederland B.V.
- Energie-Nederland**, 2012. Rapport Tariefadvies voor de levering van warmte aan kleinverbruikers 2013. Den Haag, Energie-Nederland.
- Energie-Nederland**, 2019. Voor een transparante, toekomstbestendige organisatie van warmtenetten: Mogelijkheden binnen bestaande regelgeving en toekomstige inrichting. Den Haag, Energie-Nederland.
- EU**, 2010. Verordening (EU) nr. 838/2010 van de Commissie van 23 september 2010 betreffende de vaststelling van richtsnoeren met betrekking tot het vergoedingsmechanisme voor elektriciteitsstromen tussen transmissienetbeheerders en een gemeenschappelijke regelgevingsaanpak voor de transmissietarifiering Voor de EER relevante tekst. *Publicatieblad van de Europese Unie*, L 250, 5-11.
- EU**, 2017. Verordening (EU) 2017/460 van de Commissie van 16 maart 2017 tot vaststelling van een netcode betreffende geharmoniseerde transmissietariefstructuren voor gas (Voor de EER relevante tekst.). *Publicatieblad van de Europese Unie*, L 72, 29-56.
- EU**, 2019. Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (Voor de EER relevante tekst.). *Publicatieblad van de Europese Unie*, L. 158, 54-124.



Hakvoort & Huygen, 2012. Sturen op gebruik van lokale energienetten. Zwolle ; Delft, D-Cision B.V. ; TNO.

Hensgens, Nillesen & Wessels, 2021. Energietransitie vergt aanpassing regulering netbeheerders. *ESB*, 106, 578-581.

Hof van Justitie. 2021. *Arrest van het Hof 2021:662* [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/HTML/?uri=CELEX:62018CJ0718&from=nl> [Accessed 16 november 2021 2021].

Kalavasta & Berenschot, 2021. Een essay over de financiering van de Energietransitie tussen 2020 en 2050. Lochem, Kalavasta.

Ministerie van EZ, 2017. Wijziging van de Warmtewet (wijzigingen naar aanleiding van de evaluatie van de Warmtewet) Kamerstuknr: 34 723, nr. 3 Memorie van Toelichting. Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.

Ministerie van EZ Landbouw en Innovatie, 2014. Regeling van de Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie van 16 november 2010, nr. WJZ/10167427, houdende regels voor de meettarieven van netbeheerders van elektriciteits- en gasnetten (Regeling meettarieven). Den Haag, Rijksoverheid.

Ministerie van EZK, 2019. Kamerbrief d.d. 20 december 2019 m.b.t. Voortgang wetstraject Warmtewet 2 Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.

Ministerie van EZK, 2020a. Besluit van 1 december 2020 tot wijziging van het Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas (uitvalsituaties hoogspanningsnet). *Staatsblad van het Koninkrijk der Nederlanden*, 2020.

Ministerie van EZK, 2020b. Kamerbrief d.d. 14 december 2020 over resultaten internetconsultatie Wet Collectieve warmtevoorziening. Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.

Ministerie van EZK, 2020c. Kamerbrief over de kosten die verband houden met het beëindigen van de gasaansluiting. Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.

Ministerie van EZK, 2020d. Memorie van toelichting : Wet collectieve warmtevoorziening internetconsultatie. Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.

Ministerie van EZK, 2020e. Memorie van toelichting : Wet collectieve warmtevoorziening internetconsultatie, p.7. Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.

Ministerie van EZK, 2020f. Warmtetarieven 2020 en tariefregulering in Warmtewet 2 (10 februari 2020). Den Haag, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

Ministerie van EZK, 2020g. Wet collectieve warmtevoorziening. Den Haag, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

- Ministerie van EZK, 2021a.** Kamerbrief d.d. 10 december over ordening en ontwikkeling waterstofmarkt en antwoorden op Kamervragen over 'waterstofmiljarden'. Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.
- Ministerie van EZK, 2021b.** Kamerbrief d.d. 1 november 2021 over toezegging Commissiedebat mogelijkheden onder huidige Warmtewet om warmtetarieven los te koppelen van de aardgasprijs Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.
- Ministerie van EZK, 2021c.** Kamerbrief d.d. 5 juli 2021 m.b.t. de Voortgang Wet collectieve warmtevoorziening (5 juli 2021). Den Haag, Tweede Kamer der Staten Generaal.
- Ministerie van EZK, 2022.** Introductiedossier: Kennismaking met inhoudelijke onderwerpen. Den Haag, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.
- Netbeheer Nederland, 2021.** Een betaalbare energietransitie: De noodzaak van een volledig uitgevoerde wijkaanpak. Den Haag, Netbeheer Nederland.
- Nieuwsuur, 2021.** *Sprong in het duister met waterstofmiljarden* [Online]. Available: <https://nos.nl/nieuwsuur/artikel/2402564-sprong-in-het-duister-met-waterstofmiljarden> [Accessed 18 januari 2022].
- NMa, 2010a.** Onderzoek effect Warmtewet op warmteprijs en bedrijfsrendement. Den Haag, Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa).
- NMa, 2010b.** Zorgen voor optimale energiedistributienetwerken. Visie van de toezichthouder op het reguleringskader. Den Haag, Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa).
- NMa, 2012.** Evaluatie Elektriciteitswet 1998 en Gaswet Den Haag, Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa).
- NPRES, 2020.** Factsheet Warmte: Achtergrondinformatie per warmtebron. Nationaal Programma Regionale Energie Strategie (NPRES).
- Overlegtafel Energievoorziening, 2018.** *Belemmeringen in nettarieven* [Online]. Available: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/OTE_Rapport_Belemmeringen_in_nettarieven_127.pdf [Accessed].
- PBL, 2017.** Toekomstbeeld klimaatneutrale warmtenetten in Nederland. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL, 2020.** Conceptadvies SDE++ 2021 Waterstofproductie via Elektrolyse. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PWC, 2015.** De mogelijkheden voor TPA op warmtenetten. Amsterdam, PricewaterhouseCoopers Advisory.
- PwC, 2021.** De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders. Amsterdam, PricewaterhouseCoopers Advisory.



Reijn. 2020. Wat kost een halve eeuw klimaatbeleid? *de Volkskrant*, 29 mei 2020.

Rijksoverheid, 2021. Wetsvoorstel Energiewet (UHT). Den Haag, Rijksoverheid.

Rijksoverheid, 1998a. Gaswet Wet van 22 juni 2000, houdende regels omtrent het transport en de levering van gas (Gaswet). Den Haag, Rijksoverheid.

Rijksoverheid, 1998b. Wet van 2 juli 1998, houdende regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet 1998). 's Gravenhage, Rijksoverheid.

Rijksoverheid, 2019. Klimaatakkoord. Den Haag, Rijksoverheid.

Rijksoverheid. 2020. *Kabinet schetst visie op ontwikkeling van gas* [Online]. Available: <https://www.klimaatakkoord.nl/actueel/nieuws/2020/03/31/kabinet-schetst-visie-op-ontwikkeling-van-gas> [Accessed 5 november 2021].

RVO. 2020. *Wet- en regelgeving warmte* [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/duurzame-energie-opwekken/verduurzaming-warmtevoorziening/wet-en-regelgeving> [Accessed 2021].

SEO, 2014. Beleidsdoorlichting Energiebeleid 2007-2012 : Evaluatie van artikel 14 van het ministerie van Economische Zaken:

een doelmatige en duurzame energievoorziening. Amsterdam, SEO Economisch Onderzoek.

TenneT, 2021. Investeringsplannen 2022 - 2030. Arnhem, TenneT.

TNO, DNV, MSG Sustainable Strategies & TKI Energie en Industrie, 2021. Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie Routekaart Elektrificatie in de Industrie. TKI Energie en Industrie.

VEMV. 2021. *Afnemer die gasaansluiting laat verwijderen betaalt daar niet langer voor* [Online]. Available: <https://www.vemw.nl/Nieuwsoverzicht/2021-03-02-Verwijderingskosten-socialisatie-gasaansluiting.aspx> [Accessed 17 november 2021].

WarmtelinQ. 2021. *Veelgestelde vragen* [Online]. Available: <https://www.warmtelinq.nl/veelgestelde-vragen> [Accessed 18 november 2021].

Woonbond. 2021. *Warmtetarieven blijven ongeveer gelijk* [Online]. Available: <https://www.woonbond.nl/nieuws/warmtetarieven-blijven-ongeveer-gelijk> [Accessed 14 december 2021].

A Fiches

A.1 Elektriciteit

Fiche | Netwerktarieven elektriciteit



MARKTORDENING EN ACTOREN

De **marktordening** van elektriciteit wordt vormgegeven door de definitie van verschillende actoren in de wetgeving. Gas is een landelijke markt met een internationaal karakter door internationale handel en connecties met andere landen. Er bestaat een splitsing tussen de verantwoordelijke voor de infrastructuur (netbeheerder), de levering van energie (leveranciers) en toezichthouder op de markt. Netbeheerders zijn semipublieke organisaties aangewezen voor specifieke gebieden en zijn daardoor natuurlijke monopolisten. Er is geen vrije markt. Netbeheerder bevinden zich binnen het gereguleerde domein waardoor er onafhankelijk toezicht is op hun functioneren door de toezichthouder. De toezichthouder houdt ook toezicht op de tarieven van de netbeheerders. Deze tarieven zijn gebaseerd op gemiddelde kosten op nationale schaal, waardoor de tarieven grotendeels gelijk is voor vergelijkbare afnemers. Leveranciers zijn expliciet losstaand van de netbeheerders en wel actief in het publieke domein. De regulering van de leveranciers is geen onderdeel van dit fiche.

De **landelijke netbeheerder** (LNB of TSO - Transmission System Operator) elektriciteit is TenneT. TenneT beheert sinds 1998 het landelijke hoogspanningsnetwerk en sinds 2008 ook het hoogspanningsnetwerk van de regionale netwerkbedrijven. De Staat is de enige aandeelhouder van TenneT in Nederland. TenneT Holding omvat naast de Nederlandse tak ook het Duitse TenneT, beheerder van een deel van het elektriciteitsnetwerk in Duitsland. De taken van de netbeheerders zijn vastgesteld in hoofdstuk 3 van de Elektriciteitswet (Rijksoverheid, 1998b).³⁴

Daarnaast kent Nederland verschillende **regionale elektriciteitsnetbeheerders** (RNB of DSO - Distribution System operators). In Nederland zijn dit Enexis, Liander, Stedin en de kleinere Coteq, RENDO, Enduris en Westland Infra. De aandeelhouders van de regionale netbeheerders zijn gemeenten en provincies. Vaak beheren deze regionale netbeheerders ook het regionale gasnetwerk. Eindegebruikers aangesloten op het netwerk van de regionale netbeheerders zijn indirect ook verbonden met de hogere netvlakken en betalen ook gedeeltelijk netwerkkosten hiervoor.

De **Autoriteit Consument en Markt (ACM)** is de tariefregulator en toezichthouder in Nederland. ACM stelt periodiek de netwerktarieven in Nederland vast en controleert de netbeheerders. De doelstelling van ACM is om misbruik van de monopoliepositie van netbeheerders te voorkomen en eindgebruikers daartegen te beschermen. Deze rol vloeit voort uit het natuurlijke monopolie dat het beheren van energienetwerken kenmerkt. Daarnaast heeft ACM als doel om de netbeheerders efficiënter te laten werken terwijl de geboden kwaliteit behouden blijft.

Het **ministerie van EZK** is in de huidige wetgeving namens de Staat verantwoordelijk voor het beleid betreffende tariefregulering. Het ministerie stelt de wettelijke kaders vast waarbinnen de toezichthouder de

³⁴ [Hoofdstuk 3 in de Elektriciteitswet](#)

tariefregulering vaststelt³⁵. Daarnaast kan het ministerie wijzigingen aanbrengen aan de taken van de regulator en netbeheerders. De Elektriciteitswet bepaalt welke regels worden geborgd in wetgeving (Ministeriële Regelingen of Algemene Maatregelen van Bestuur) die worden vastgesteld door het ministerie en welke in codes die worden vastgesteld door ACM. Voor het vaststellen van beleid is de Rijksoverheid gebonden aan de Europese wetgeving waar randvoorwaarden voor de tarieven, richtingen en beperkingen in zijn opgenomen.

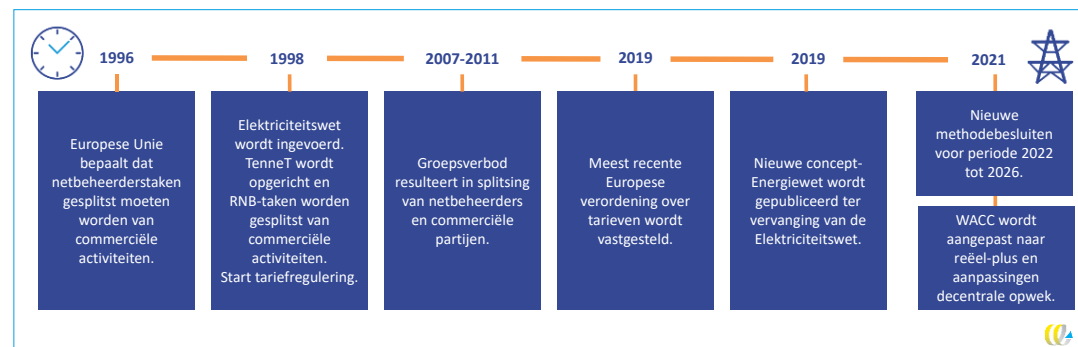
Op 2 september 2021 heeft het Europese Hof van Justitie een belangrijke uitspraak gedaan over de rol van het ministerie in de tariefregulering (Hof van Justitie, 2021). Met de uitspraak heeft het Hof duidelijk gemaakt dat inmenging van lidstaten in de tarieven niet meer aan de orde kan zijn. ACM dient op dat terrein onafhankelijk te kunnen optreden én zich te richten het Europese regelgevend kader. Feitelijk speelt het ministerie van EZK geen enkele rol meer bij de vaststelling van de tarieven. Dit dient geïmplementeerd te worden in de nieuwe (concept) Energiewet. Deze wijzigingen zijn echter nog niet gepubliceerd. In dit fiche beschrijven we de geldende wetgeving.

HOE IS HET REGULERINGSKADER VORMGEGEVEN?

Historische context: Sinds de Elektriciteitswet uit 1998 zijn de activiteiten van de netbeheerder en commerciële energiebedrijven gesplitst als onderdeel van de liberalisering van de energiemarkt. Met deze wet is daarnaast TenneT als beheerder van het landelijk transportnet opgericht. In de wetgeving was opgenomen dat een groepsverbod zou worden ingevoerd als de leveringszekerheid in het gedrang zou komen, bijvoorbeeld doordat energiebedrijven internationaal gingen opereren.

In 2007 is dit groepsverbod ingesteld, wat betekent dat de nutsbedrijven per 2011 geen onderdeel mochten zijn van dezelfde holding als een energiebedrijf. In de Elektriciteitswet is ook de eerste aanzet gedaan voor de regulering van tarieven op basis van inkomsten en het maatstafprincipe. In 1998 kreeg de Energiekamer deze taak. In 2005 werd de Energiekamer ondergebracht bij de NMa en in 2013 ontstond ACM uit een fusie met de Consumentenautoriteit en OPTA.

Figuur 15 - Tijdslijn belangrijke ontwikkelingen in tariefregulering elektriciteit



Europees Kader: De tariefregulering voor het energienetbeheer is gebaseerd op het beleid van de Europese Unie (EU) om te komen tot een concurrerende interne markt voor energie. In 1996 heeft de EU bepaald dat netbeheer moest worden afgesplitst van commerciële activiteiten (levering). Het Europees kader met betrekking tot de netwerktarieven is opgenomen in Verordening 2019/943 (EU, 2019). In de paragraaf 'Wat zijn de doelen?' wordt de inhoud van de Verordening 2019/943 verder toegelicht.

³⁵ [Elektriciteitswet, Artikel 29, lid2, lid 4 en 6](#)

Nederlandse implementatie in wetgeving: De tarieven in Nederland zijn op verschillende niveaus in de wet en regelgeving opgenomen. Ten eerste in de Elektriciteitswet in Artikel 40 en 41. Een verdere uitwerking van de structuur vindt plaats in het methodebesluit. Een methodebesluit geldt voor één reguleringsperiode van 3 tot 5 jaar vaststelt. Ieder jaar stelt ACM in een tarievenbesluit de maximale netwerktarieven vast op basis van het geldende methodebesluit. Deze methodiek lichten we verder toe in de paragraaf ‘Welke instrumenten worden ingezet om de doelen te halen?’

Werking op hoofdlijnen: ACM stelt de inkomsten van de landelijke netbeheerder vast gebaseerd op maatstaf-regulering en omzetregulering. De inkomsten van de regionale netbeheerders is volledig gebaseerd op maatstafregulering. Maatstafregulering betekent dat de omzet gebaseerd is op een vergelijking (maatstaf) met andere netbeheerders. De omzetregulering verzekert TenneT dat een vooraf gestelde omzet wordt behaald, wat vereist is omdat de volumes die via de netwerken van TenneT worden getransporteerd zeer verschillen. Jaarlijks mag TenneT het verschil tussen de vooraf vastgestelde omzet en de gerealiseerde omzet verrekenen. De maximale inkomsten van de regionale netbeheerders zijn gebaseerd op het maatstafprincipe. ACM controleert of met deze tarieven en het verwachte volume de inkomsten lager zijn dan de maximaal toegestane inkomsten. Als de verwachte totale inkomsten hoger zijn dan de maximale inkomsten, verlaagt ACM de tarieven van de netbeheerder.

De netbeheerders stellen, gebaseerd op de kosten in de verschillende netvlakken, uniforme tarieven voor aan ACM die voor alle eindgebruikers per netvlak gelijk zijn. De netvlakken die de Tarieencode Elektriciteit, artikel 3.2.3, identificeert zijn: extra hoogspanning (EHS), hoogspanning (HS), tussenspanning (TS), transformator HS+TS naar MS, middenspanning (MS), transformator MS naar LS en laagspanning (LS). ACM controleert of met deze tarieven en het verwachte volume (aantal aangeslotenen per categorie) de inkomsten lager zijn dan de maximaal toegestane inkomsten. Als de verwachte totale inkomsten hoger zijn dan de maximale inkomsten, verlaagt ACM de tarieven van de netbeheerder. Een uitgebreide beschrijving van deze methodiek is opgenomen in de paragraaf ‘Welke instrumenten worden ingezet om deze doelen te halen?’.

WAT ZIJN DE DOELEN?

De **doelen van netwerktarieven** zijn volgens de ACM, (2021f)³⁶ dat:

- de tarieven die netgebruikers betalen voor de uitvoering van de wettelijke taken door netbeheerders de verwachte efficiënte kosten inclusief een redelijk rendement weerspiegelen;³⁷
- een netbeheerder voldoende ruimte heeft om te investeren in (i) doelmatige transportkwaliteit, (ii) voorzieningszekerheid en (iii) duurzaamheid.³⁸

Daarnaast bestaan er randvoorwaarden waar de tarieven aan moeten voldoen. De EU definieert als randvoorwaarden dat de tarieven non-discriminatoir, kostendekkend, kostenreflectief, transparant en handel en concurrentie bevorderend zijn.³⁹ In de Elektriciteitswet is opgenomen dat de tarieven objectief, transparant, niet-discriminatoir zijn en de kosten weerspiegelen.⁴⁰

De tarieven in Nederland zijn gesocialiseerd. Socialisatie van kosten betekent dat de kosten eerlijk en gelijk worden verdeeld over alle aangesloten partijen. De kosten worden niet in rekening gebracht op het moment van afsluiten, maar verdeeld over de maatschappij. Als de kosten voor een individuele eindgebruiker hoger zijn dan de gemiddelde kosten per gebruiker, worden deze niet direct aan die specifieke gebruiker doorgerekend. Denk daarvoor bijvoorbeeld aan de aansluiting van een woning in een dunbevolkt plattelandsgedebied. Een stadsaansluiting en plattelandsaansluiting betalen hetzelfde aansluittarief. Als gevolg socialisatie van netkosten heeft iedereen betaalbare toegang tot het elektriciteitsnetwerk.

De **doelen van de tariefregulering** zijn volgens de definitie van ACM “... de doelmatigheid van de bedrijfsvoering en de meest doelmatige kwaliteit van de uitvoering van deze taken te bevorderen” (ACM, 2021f).⁴¹

Dit vertalen we naar twee taken:

- Het beschermen van eindgebruikers tegen de monopoliepositie van de regionale en landelijke netbeheerders;
- Het verhogen van de efficiency van de netbeheerders met behoud van kwaliteit.

WAT ZIJN DE VERSCHILLENDE TARIEFCOMPONENTEN?

De jaarlijkse elektriciteitstarieven bestaan uit drie componenten: een meettarief, een periodiek aansluittarief en een transporttarief. Daarnaast bestaat er een eenmalig aansluittarief, voor de realisatie van een nieuwe aansluiting. Afnemers van elektriciteit betalen het aansluittarief, meettarief, transportonafhankelijk tarief en transportafhankelijk tarief. Producenten van elektriciteit betalen het aansluittarief, meettarief en transportonafhankelijk tarief maar geen transportafhankelijk tarief. De Europese wetgeving beperkt het gemiddelde transmissietarief voor producenten (ook wel producententarief) van 0,50 €/MWh.⁴² In Nederland is er op dit moment geen producententarief op grond van artikel 29, tweede lid, van de Elektriciteitswet. In de huidige Elektriciteitswet is opgenomen dat een AMvB (Algemene Maatregel van Bestuur) hier verandering in kan brengen.⁴³ Partijen die zowel stroom afnemen als produceren, zoals prosumers⁴⁴, betalen alle tariefcomponenten. De netkosten zijn overeenkomstig voor deze partijen met de normale systematiek en dus alleen afhankelijk van de netaansluiting of maximale belasting gedurende één jaar.

³⁶ [Methodebesluit TenneT Transport, punt 34, pagina 13](#)

³⁷ [Artikel 18, lid 2 van VERORDENING \(EU\) 2019/943](#)

³⁸ [Elektriciteitswet, Artikel 41, lid 1a en 1b](#)

³⁹ [Artikel 18, lid 1 en Artikel 18, lid 7 van VERORDENING \(EU\) 2019/943](#)

⁴⁰ [Elektriciteitswet, Artikel 27, lid 3; Elektriciteitswet, Artikel 28, lid 3](#)

⁴¹ [Methodebesluit TenneT Transport, alinea 3.3.1, pagina 12](#)

⁴² Dit zijn alle tarieven excl. periode aansluitvergoeding, tarieven voor ondersteunende diensten en tarieven voor systeemverliezen. [Verordening 838:2010, Bijlage B, Lid 1](#)

⁴³ [Elektriciteitswet, Artikel 29, lid 2](#)

⁴⁴ Prosumer is een individu die zowel energie produceert en gebruikt, oftewel levert en afneemt van het netwerk. Een voorbeeld is een huishouden met zonnepanelen.

Meettarief: De regionale netbeheerder kent als wettelijke taak om ‘... zorg te dragen voor het beheer en onderhoud van de bij afnemer geïnstalleerde meetinrichting.’ (Rijksoverheid, 1998b).⁴⁵ Daarvoor mag het een tarief in rekening brengen voor het beheer van de meetinrichtingen en verschaffen van toegang tot de meetgegevens. De Regeling Meettarieven geeft de methodiek vorm in detail (Ministerie van EZ Landbouw en Innovatie, 2014). Grootverbruikers met een aansluiting boven de 10 MVA⁴⁶ kennen geen meettarief maar dienen een commercieel meetbedrijf te contracteren.

Periodiek aansluittarief: Een vast jaarlijks bedrag voor het behoud en beheer van de aansluiting. De grootte van de aansluiting bepaalt dit tarief. Dit tarief noemt men ook wel het vastrecht aansluiting of aansluitdienst.

Transporttarief: Het transporttarief bestaat uit verschillende componenten. Dit zijn:

- Vastrecht transport: Een vast jaarlijks bedrag dat de operationele kosten bij de netbeheerder dekt voor het transport van energie.
- Transportafhankelijk tarief: Het transporttarief weerspiegelt de kosten voor het transport van elektriciteit door de verschillende netvlakken. Dit bedrag reflecteert de kosten van het netwerk zoals jaarlijkse afschrijvingen, een redelijk rendement op geïnvesteerd vermogen en overige kapitaallasten (Overlegtafel Energievoorziening, 2018). Het transportafhankelijke tarief is de grootste component. De tariefmethodiek verschilt voor kleinverbruikers en grootverbruikers:
 - Kleinverbruikers: Voor kleinverbruikers (aansluiting kleiner dan 3x80A) geldt een vast capaciteitstarief afhankelijk van de afsluitingscapaciteit. De reken capaciteit om per type aansluiting het tarief te bepalen is gebaseerd op de gemiddelde effectieve kosten (€/kW) vermenigvuldigd met een rekenfactor. Deze rekenfactor is ongeveer de gemiddelde verwachte piekbelasting per type aansluiting. Voor een aansluiting tot 3x25A is dit bijvoorbeeld nu 4 kW. De totale netkosten worden verdeeld gebaseerd op het rekenvermogen per type aansluiting.
 - Grootverbruikers: Het transportafhankelijke tarief is afhankelijk van het netgebruik en gebaseerd op twee parameters: het maximale afgenomen vermogen per maand en per jaar. Dit noemt men ook wel kWmax-contracten.

In de paragraaf ‘Transportafhankelijk tarief: in detail en per eindgebruiker’ lichten we de methodiek verder toe.

Eenmalige aansluittarief: De toezichthouder stelt de maximale eenmalige aansluittarief/ aansluitvergoeding vast per type standaardaansluiting. Aansluitingen groter dan 10 MVA zijn maatwerkaansluitingen en kennen geen gereguleerde tarieven. Deze partijen mogen hun netaansluiting laten realiseren door de netbeheerder of een commerciële partij.

Een afnemer betaalt additionele kosten per meter als de nieuwe aansluiting verder dan 25 meter van het openbare net ligt. Een nieuwe aansluiting ver van het netwerk kost dus wel meer. Naast dat de netbeheerders verplicht zijn partijen aan te sluiten is er ook een maximale aansluittermijn. Deze termijn is nu 18 weken voor aansluitingen onder de 10 MVA, daarna dient de netbeheerder een boete te betalen aan de aanvrager.

Er is beperkte interactie tussen de energietransitie en het meettarief, de periodieke aansluitvergoeding en het eenmalige aansluittarief. De kosten zullen beperkt veranderen door de energietransitie. Vooral het transportafhankelijke tarief wordt beïnvloed door de energietransitie.

TRANSPORTAFHANKELIJK TARIEF: IN DETAIL EN PER EINDGEBRUIKER

Toerekenen kosten netvlakken aan eindgebruikers: Elektriciteitsnetwerken zijn met elkaar verbonden. In ons huidige systeem wordt veel elektriciteit centraal opgewekt en decentraal gebruikt, oftewel in de lagere netvlakken. De kosten in de verschillende netvlakken dienen eerlijk en kostenreflectief toegerekend te worden.

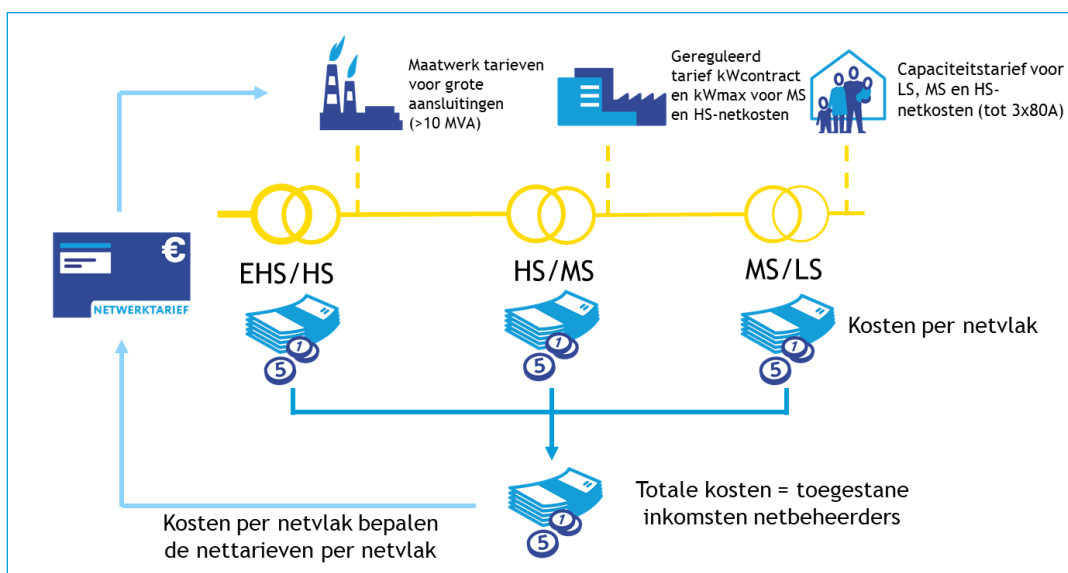
⁴⁵ Elektriciteitswet, Artikel 16: [Elektriciteitswet, Artikel 16](#)

⁴⁶ MVA betekent Mega Volt Ampère en is ongeveer gelijk aan 10 MW, afhankelijk van de status van het netwerk.

In Nederland gebeurt dat door middel van cascadering. Figuur 17 op pagina 84 geeft het cascaderingsprincipe weer. De netvlakken die de Tarievencode Elektriciteit, artikel 3.2.3, identificeert zijn: extra hoogspanning (EHS), hoogspanning (HS), tussenspanning (TS), transformator HS+TS naar MS, middenspanning (MS), transformator MS naar LS en laagspanning (LS) (ACM, 2016).⁴⁷

De kosten gemaakt in een netvlak, worden verdeeld over de afgenomen energie binnen het netvlak en de getransporteerde energie naar onderliggende netvlakken. De toedeling van kosten in de netvlakken hoger dan MS is gebaseerd op de kWmax. De verdeelsleutel voor het MS- en LS-niveau gebeurt op verbruik (kWh) basis. Als 80% van de energie die in het MS-netwerk naar lagere netvlakken wordt getransporteerd, rekent de netbeheerder de kosten ook voor 80% door aan de eindgebruikers in deze lagere netten. Een aangesloten partij op het MS-transportnetwerk betaalt dus kosten voor het eigen netvlak en de hoger gelegen netvlakken: het EHS-, HS-, en TS-netvlak. In 2012 werd geschat dat ongeveer 60% van het tarief voor aangesloten op het laagspanningsnetwerken bestond uit kosten voor hogere netvlakken (Hakvoort & Huygen, 2012).⁴⁸ Figuur 16 toont een vereenvoudigde visualisatie van hoe de kosten voor de netbeheerder doorwerken naar de tarieven voor gebruikers in verschillende netvlakken.

Figuur 16 - Visualisatie doorwerking netwerkkosten naar netwerkstarieven



De tariefmethodiek kent verschillende **tariefdragers** om de kosten toe te kennen aan eindgebruikers. Er zijn drie tariefdragers: maximum vermogen (kW max) wat kan vormgegeven worden per maand of week, maximum vermogen per jaar (kW gecontracteerd) en verbruik (kWh per jaar). De verdeling van de netbeheerderskosten over deze tariefcomponenten verschilt per netvlak. Bij de lagere netvlakken worden de kosten vooral toegerekend gebaseerd op het verbruik, namelijk 84%. De toerekening van de kosten in het HS-netvlak naar HS-aangeslotenen is 50% voor de kW max en 50% voor de kW gecontracteerd component. De tarieven voor aansluitingen onder de 3x80A zijn hier een uitzondering op. Voor deze aansluitingen is het tarief niet direct gekoppeld aan deze tariefdrager maar is het tarief een vast bedrag gebaseerd op de capaciteit.

Verschillen in tariefmethodiek tussen groepen gebruikers: In de tariefsystematiek bestaat een onderscheid tussen aansluitingen tot 3x80 Ampère, tussen de 3x80A en 10 MVA en groter dan 10 MVA. Aansluitingen onder de 3x80A kennen dus een capaciteitstarief: het tarief is volledig afhankelijk van de capaciteit van de aansluiting. Grootverbruikers tot 10 MVA kennen een transporttarief dat afhankelijk is van hun maandelijkse en jaarlijkse

⁴⁷ [Artikel 3.2.3 van de Tarievencode Elektriciteit](#)

⁴⁸ [Pagina 96 van het rapport](#)

maximale belasting, waarbij de tarieven gereguleerd zijn. Verbruikers met een aansluiting groter dan 10 MVA kennen dezelfde tariefcomponenten en hebben ook geregleerde tarieven. De aansluitkosten zijn echter gebaseerd op werkelijke kosten, de aansluiting wordt daarom ook uitbesteed en kan door een andere partij dan de netbeheerder worden uitgevoerd. Voor grootgebruikers bestaat er ook een lager netwerktarief voor eindgebruikers die minder dan 600 uur per jaar gebruikmaken van het netwerk. Daarnaast bestaat er een regeling waardoor partijen met meer dan 50 GWh verbruik een hoge korting tot 90% kunnen krijgen op het transporttarief.

Tabel 9 geeft de nettatarieven weer voor drie type aansluitingen. Een huishoudens met 3x25A aansluiting, een utiliteitsaansluiting van 1 MW en een industriële aansluiting van 100 MW. We gaan ervan uit dat de utiliteitsaansluiting 2.340 vollasturen heeft (5 dagen per week 9 uur) en de industrie 8.000 vollasturen.

De tarieven zijn gebaseerd op de tarieven voor 2021 van Liander (ACM, 2020e) en TenneT (ACM, 2020g). Het transportafhankelijk tarief is slechts een beperkt aandeel van de volledige tarieven. Verder valt het op dat de nettatarieven per hoeveelheid energie sterk verschillen, voornamelijk door een intensiever gebruik van de aansluiting.

Tabel 9 - Illustratief voorbeeld nettatarieven elektriciteit voor huishouden en utiliteit (ACM, 2020e) en industrie (ACM, 2020g)

Type aansluiting	Aansluitcapaciteit	Energiegebruik	Transportonafhankelijk tarief	Transportafhankelijk tarief	Totaal nettatarief per aansluitcapaciteit	Nettarief per energie
Eenheid	kW	kWh/jaar	€/jaar	€/jaar	€/kW/jaar	€/kWh/jaar
Huishouden	4	2750	€ 29	€ 158	€ 47	€ 0,0678
Utiliteit	1.000	2.340.000	€ 8.913	€ 60.210	€ 69	€ 0,0295
Industrie	100.000	800.000.000	€ 2.760	€ 5.384.000	€ 54	€ 0,0067

WELKE INSTRUMENTEN WORDEN INGEZET OM DE DOELEN TE HALEN?

De netbeheerders stellen de tarieven voor de eindgebruikers per netvlak voor aan ACM. ACM controleert de tarieven aan de hand van de reguleringsmethodiek en stelt deze waar nodig naar beneden bij. Dit doet het jaarlijks in haar tariefencode. Per reguleringsperiode van 3 - 5 jaar stelt ACM de methodiek vast in methodebesluiten. ACM geeft zelf aan met deze methode van regulering *‘een goede balans te vinden tussen duurzaamheid, betaalbaarheid en leveringszekerheid ... op de korte en lange termijn’*.⁴⁹ Er wordt dus niet met één instrument gestuurd op één van de doelen, maar met het methodebesluit worden verschillende doelen tegelijkertijd gediend. Een voorbeeld van een afweging tussen de doelen is dat ACM meer investeringen kan toestaan om bij te dragen aan het doel duurzaamheid. Dit resulteert echter wel tot hogere tarieven en gaat dus in tegen het doel betaalbaarheid.

Methodebesluit: Voor één reguleringsperiode stelt ACM een methodebesluit vast. ACM heeft in 2021 de methodebesluiten van 2022 - 2026 vastgesteld. ACM beslist voor welke periode de methode wordt vastgesteld.⁵⁰ Jaarlijks geeft ACM concreter invulling aan het methodebesluit in een tariefbesluit die de toezichthouder vaststelt per netbeheerder. Voor elektriciteit bestaan vier methodebesluiten: regionale netbeheerders, TenneT Net op Zee, TenneT Systeemtaken en TenneT Transporttaken (op land). ACM stelt de methodebesluiten zelf vast, in overleg met een klankbordgroep van belanghebbenden en een publieke consultatie in lijn met de uniforme openbare voorbereidingsprocedure.

⁴⁹ Methodebesluit TenneT Transport 2022 - 2026, Noot vooraf, pagina 2: [link](#)

⁵⁰ In de eerste klankbordgroep voor het Methodebesluit 2022 - 2026 is uitgebreid gesproken over de lengte van de reguleringsperiode. Dit geeft inzicht in de argumentatie voor en tegen een lengte van 3 tot 5 jaar. [Agendapunt twee](#)

Het **methodebesluit 'regionale netbeheerders'**⁵¹ bepaalt de methode van de tariefregulering van de netbeheerders. Drie parameters zijn de basis voor de toegestane inkomsten uit de transporttarieven per netbeheerder bepalen (ACM, 2021d): de rekenvolumes, x-factor en q-factor.

De x-factor, q-factor en rekenvolumes worden voor de regionale en landelijke netbeheerders één maal per reguleringsperiode vastgesteld in een **x-factorbesluit**.⁵² Deze parameters zijn:

- **Rekenvolumes:** Dit zijn het totaal aantal eenheden dat ACM verwacht dat de netbeheerder zal transporteren en afzetten. Volumes zijn uitgedrukt in het aantal aangeslotenen per netvlak en hun geschat netwerkgebruik. Deze schatting is gebaseerd op de volumes van de afgelopen drie jaar. De rekenvolumes voor de regionale netbeheerder staan vast voor de reguleringsperiode.
- **X-factor:** De x-factor is de jaarlijkse reële verandering van de toegestane inkomsten van de netbeheerder. De x-factor wordt bepaald aan de hand van de toegestane inkomsten in het begin en eindjaar van de reguleringsperiode. De inkomsten zijn gebaseerd op het volume en de gemiddelde effectieve kosten binnen de sector, oftewel het maatstafprincipe.
- Een x-factor van 3% betekent dat de inkomsten van die netbeheerder in de komende periode met 3% moeten dalen ten opzichte van de inkomsten uit de achterliggende periode. Een negatieve x-factor, bijvoorbeeld - 2%, betekent dat de tariefinkomsten van de netbeheerder in kwestie met 2% mogen stijgen. Dat kan voorkomen als de inkomsten van een netbeheerder onder het niveau liggen dat ACM voor een efficiënte netbeheerder verantwoord acht.
- **Q-factor:** De q-factor is de kwaliteitsterm die ACM vaststelt per netbeheerder. Deze factor wordt vermenigvuldigt met de toegestane inkomsten. Voor iedere netbeheerder wordt een kwaliteitsmeting uitgevoerd en de waardering van de afnemers voor kwaliteit bepaald. De meting is gebaseerd op de energieonderbrekingen en de economische waardering van de onderbreking, die afhankelijk is van het type aangeslotenen. Het verschil tussen de kwaliteitsprestatie en de gemiddelde sectorprestatie bepaalt het percentage van de q-factor: een hogere kwaliteitsprestatie dan gemiddeld betekent een positieve percentage en hogere toegestane inkomsten. De beter dan gemiddeld presterende netbeheerder mag additionele inkomsten genereren terwijl de slechter presterende netbeheerder minder inkomsten mag genereren.

De maximale inkomsten van de regionale netbeheerders zijn gebaseerd op het maatstafprincipe.

ACM controleert of met deze tarieven en het verwachte volume de inkomsten lager zijn dan de maximaal toegestane inkomsten. Als de verwachte totale inkomsten hoger zijn dan de maximale inkomsten, verlaagt ACM de tarieven van de netbeheerder.

Methodebesluiten landelijke netbeheerder: Het methodebesluit TenneT Net op zee bepaalt welke kosten TenneT mag rekenen voor haar infrastructuur op zee. Deze kosten worden logischerwijs gecascadeerd naar aangeslotenen op andere netvlakken. Het methodebesluit TenneT Transport bepaalt welke netwerkkosten TenneT mag doorberekenen voor haar netwerk op het land. Het methodebesluit systeem bepaalt welk tarief TenneT in rekening mag brengen voor haar systeemtaken. Deze taken zijn het balanceren van het vraag en aanbod naar energie, garanderen van leveringszekerheid en oplossen van storingen. De jaarlijkse kosten voor deze taken schat ACM en worden toegerekend aan de EHS-netten, welke ook worden gecascadeerd. In totaliteit bepalen de drie methodebesluiten de totale jaarlijkse inkomsten van TenneT. ACM bepaalt de rekenvolumes en x-factor in het x-factorbesluit. De methodiek voor de landelijke netbeheerder kent geen q-factor.

De maatstaf systematiek in de methodebesluiten voor TenneT komt op hoofdlijnen overeen met die van de regionale netbeheerder. ACM vergelijkt TenneT voor het net op land echter met geselecteerde landelijke netbeheerders in het buitenland (ACM, 2021f)⁵³. Voor het net op zee kan geen vergelijking gemaakt worden met

⁵¹ Het methodebesluit ligt de berekening van de x-factor, q-factor en rekenvolumes uitgebreid toe [in Hoofdstuk 7, 8 en 9 respectievelijk](#)

⁵² Zie als voorbeeld het [x-factorbesluit voor Liander 2017-2021](#)

⁵³ De methodiek wordt beschreven in [Paragraaf 6.4 van het Methodebesluit TenneT Transport](#)

andere landen dus wordt ervan uitgegaan dat de kosten efficiënt zijn (ACM, 2021e)⁵⁴. Naast de maatstaf-regulering kent TenneT ook omzetregulering. Dit betekent dat de omzet van TenneT zekerheid heeft over haar inkomsten, onafhankelijk van het daadwerkelijke volume. In de praktijk betekent dit dat TenneT jaarlijks het verschil tussen de vooraf vastgestelde omzet en de gerealiseerde omzet mag verrekenen. Als er in jaar t door een lager volume 100 miljoen euro te weinig omzet is gegenereerd, mag TenneT in jaar t+1 100 miljoen inkomsten genereren. De inkomsten worden dus in het daaropvolgende jaar alsnog verworven. Dit is vereist omdat het volume dat wordt getransporteerd via de netwerken van TenneT erg onzeker is.

Een ander belangrijk verschil tussen TenneT en de regionale netbeheerders is dat TenneT de jaarlijkse kosten (en daarmee de tarieven) jaarlijks gecorrigeerd kunnen worden als er een 'doelmatige niet-reguliere investering' plaats vindt. Als CM een investering als doelmatig beoordeelt betekent dit dat de netbeheerder het daaropvolgende jaar de investering in de tarieven mag doorrekenen. Alleen de landelijke netbeheerders kunnen investeringen aandragen als 'niet-reguliere doelmatige' investeringen. ACM beoordeelt per niet-reguliere investering of deze doelmatig is volgens de geldende beleidsregel (ACM, 2017). TenneT heeft met deze goedkeuring dus vooraf zekerheid dat een investering doorwerkt in de tarieven en ontvangt hier eerder de baten voor. De kosten voor de regionale netbeheerders worden alleen vastgesteld aan het begin van een reguleringsperiode. Gedurende een reguleringsperiode ontvangt een regionale netbeheerder dus geen rendement op tussentijds gemaakte investeringen.

Tarievenbesluit: In de jaarlijkse tarievenbesluiten stelt ACM vast welke inkomsten de netbeheerders mogen verdienen gebaseerd op het methodebesluit en x-factorbesluit. De netbeheerder stellen hun tarieven voor en ACM controleert deze. Als ACM verwacht dat de inkomsten uit de tarieven groter zijn dan de toegestane inkomsten, stelt ACM de tarieven naar beneden bij.

De **compensatieregeling** is vastgesteld door ACM in de Netcode Artikel 8.8 (ACM, 2016). Deze regeling is een andere methode waarmee de netbeheerders worden geprikkeld om haar doelen te behalen. Als er een stroomstoring plaatsvindt, moet de netbeheerder een compensatiebedrag uitkeren aan alle eindgebruikers. ACM beslist, losstaand van de reguleringsmethodiek, over wijzigingen in codes op eigen initiatief of op verzoek van de netbeheerders. Daarmee ontstaat een financiële prikkel om de kwaliteit van het netwerk te verzekeren of verhogen. Daarnaast bestaan er **technische codes** met voorschriften over het inrichten en beheren van het netwerk.

Sinds 2020 moeten de landelijke en regionale netbeheerders **ontwerp investeringsplannen** indienen bij ACM.⁵⁵ Dit dient iedere twee jaar te gebeuren. In de investeringsplannen nemen de netbeheerders op wat de noodzakelijke investeringen zijn in uitbereiding en vervanging van het netwerk. ACM toetst of de investeringen redelijk en noodzakelijk zijn. ACM heeft in de eerste ronde beoordeeld dat er geen niet-noodzakelijke investeringen voorgedragen zijn maar dat sommige investeringen wel te laat zijn. De investeringsplannen moeten wel beter (ACM, 2020c).

Rendement van de netbeheerder: De netbeheerder kan binnen de tariefregulering een redelijk rendement maken. Er bestaan twee manieren waarop de netbeheerder een hoger rendement kan maken. Het eerste is de uitvoeringsefficiëntie, oftewel de efficiëntie van de aanleg, onderhoud en beheer van het netwerk. Als dit tegen lager dan de gemiddelde kosten, de maatstaf, gedaan wordt neemt het rendement toe. Het tweede is de benuttingsefficiëntie, oftewel hoeveel transport is mogelijk via de gerealiseerde infrastructuur. Als er meer volume over het netwerk verplaatst kan worden dan gemiddeld, behaalt de netbeheerder een hoger rendement. Daarmee is het voor de netbeheerder het voordeligst om ten opzichte van de maatstaf met zo laag mogelijk investeringen zoveel mogelijk klanten aan te sluiten. Investeringsplannen in netwerken waar (nog) een beperkt aantal klanten aangesloten zijn, zal dus resulteren in een daling van het rendement.

⁵⁴ [Paragraaf 8.3.1 van het Methodebesluit TenneT Net op zee](#)

⁵⁵ Dit is geborgd in de [Elektriciteitswet, Artikel 21](#)

RELAVANTE ONTWIKKELINGEN IN TARIEVEN EN TARIEFREGULERING

In 2013 is een wijziging doorgevoerd waardoor grootverbruikers met meer dan 50 GWh verbruik per jaar een korting krijgen op hun transporttarief. Met een formule gebaseerd op de bedrijfstijd wordt de korting berekend, die maximaal 90% is.⁵⁶ Hiermee wilde de Nederlandse overheid de concurrentiepositie van enkele elektriciteitsintensieve industrieën beschermen.

In 2021 is een nieuwe AMvB (de zogenaamde AMvB n-1) ingegaan waardoor netbeheerders ook reservecapaciteit van het netwerk mogen gebruiken voor het transport van duurzame energie. Het hoogspanning elektriciteitsnetwerk is redundant aangelegd; er zijn overal reserververbindingen. Deze worden normaal niet gebruikt, maar alleen bij storingen of werkzaamheden ingezet. Deze reservecapaciteit mag nu ingezet worden voor transport van duurzame energie (Ministerie van EZK, 2020a).

De prominente wijzigingen in het methodebesluit 2022-2026 elektriciteit:

- De inkoopkosten voor transport van de regionale netbeheerders bij TenneT mogen eerder in rekening gebracht worden. Eerst mocht dit pas 2 jaar na dato en moesten regionale netbeheerders dit voorfinancieren, waardoor zij minder investeringsruimte hadden.
- De volumes van decentrale invoeding worden na gecalculeerd zodat kosten voor invoeding goed worden berekend zodat netbeheerders een vergoeding krijgen voor de daadwerkelijk gebruikte transportcapaciteit. Dit heeft invloed op de volumes die tussen de netvlakken uitgewisseld worden. Origineel werden de decentrale productievolumes alleen geschat.
- De investeringen die de regionale netbeheerders doen om inpassing van lokale opwek mogelijk te maken, worden niet meer op historische cijfers berekend maar geprognostiseerd. Daardoor worden de kosten die de regionale netbeheerders moeten doen om de sterke groei te realiseren beter gewaardeerd in de toegestane inkomsten.
- Verhoging van de WACC van de reële WACC naar de reël-plus WACC voor de regionale netbeheerders. Daarmee geeft ACM de netbeheerder meer ruimte om te investeren in het elektriciteitsnetwerk om bij te dragen aan het doel duurzaamheid. Een hogere WACC betekent dat de kosten van gemaakte investeringen in de eerste jaren na de investering hoger worden doordat de vergoeding van inflatie niet alleen meer aan het einde van de periode wordt uitgekeerd⁵⁷.

Daarnaast zijn relevante wijzigingen opgenomen in de concept Energiewet die de Elektriciteitswet en Gaswet zal vervangen:

- De aansluittermijn van 18 weken vervalt en de wettekst wordt verandert naar ‘een redelijke termijn’. In lagere wetgeving wordt verder invulling gegeven aan deze termijn.
- Er wordt een grondslag gelegd voor meer dynamische tarieven waarin niet de capaciteit (zoals het beschreven vaste capaciteitstarief voor de kleinverbruikers) maar de relatieve benutting bepalend is voor de tarieven.
- De netbeheerders krijgen de mogelijkheid om een nieuwe aansluitingsaanvraag te weigeren als er congestie in het netwerk is. De aansluitplicht is nu nog absoluut.
- De wet laat enkele codes vervallen en waarborgt deze in AMvB's (Algemene Maatregel van Bestuur). Effectief verschuift daarmee de zeggenschap van ACM naar het ministerie van EZK. Een recente uitspraak van het Europese Hof van Justitie beslist echter dat de exclusieve recht om de voorwaarden voor aansluiting en transport te bepalen bij de toezichthouder ligt (Hof van Justitie, 2021). Naar verwachting betekent dit dus dat er een wijziging in de concept Energiewet zal worden doorgevoerd.

⁵⁶ [Besluit van Eerste Kamer](#) over deze beleidsaanpassing en in [Elektriciteitswet, Artikel 29, lid 7](#)

⁵⁷ Met een nominale WACC vergoeden de tarieven de inflatie direct, waardoor de tarieven relatief hoger zijn en in de toekomst dalen.

TRENDS ENERGIEDRAGERS TOT 2030 EN 2030-2050

Robuuste trend in de energietransitie: Elektrificatie⁵⁸ is een belangrijke verduurzamingsstrategie voor de verschillende sectoren. Elektrificatie resulteert in een sterke groei in de elektriciteitsvraag en (piek)vermogens die via het elektriciteitsnetwerk verplaatst moeten worden. Naar verwachting zal minimaal 60% van de industrie elektrificeren in 2050 (TNO et al., 2021). In 2030 stijgt de elektriciteitsvraag door elektrificatie al met 21% als het Klimaatakkoord wordt uitgevoerd, en mogelijk zelfs met maximaal 42%. Elektriciteit wordt de primaire energiedrager, waarbij de gemiddelde CO₂-emissies rap verminderen. Naast dat we veel meer elektriciteit gaan gebruiken, wordt elektriciteit ook gebruikt voor de productie van groene waterstof en synthetische brandstoffen.

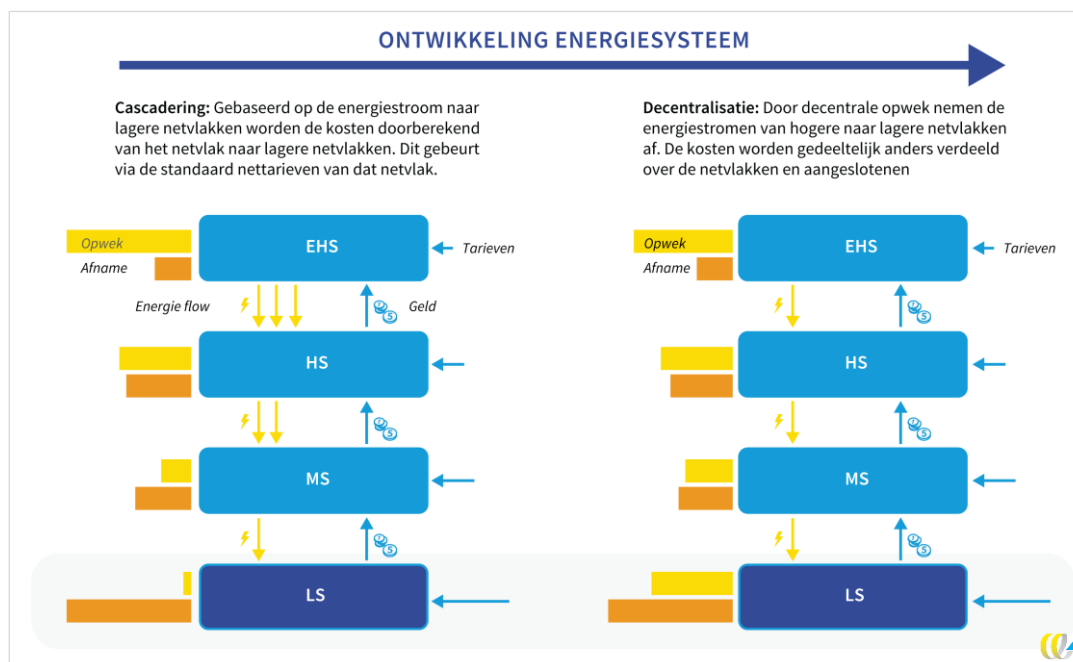
Deze nieuwe vraag resulteert daarmee in nieuwe (piek)belasting in het netwerk. Bijvoorbeeld door het gelijktijdig laden van elektrische voertuigen (EV) na thuiskomst of warmtepompen die op winterse dagen gelijktijdig ingeschakeld worden. Op dit moment zijn er beperkte prikkels in de tarieven om gedurende het jaar of op momenten van overbelasting, piekbelasting te voorkomen.⁵⁹ Dit geldt zeker voor kleinverbruikers waar capaciteitstarieven gelden. De tarieven hebben met de kW-tariefcomponenten wel (beperkte) prikkels om hun piekbelasting te verlagen. Door de beperkte prikkels ontstaat er netwerkcongestie (overbelasting, oftewel meer transport dan mogelijk is) en netwerkinvesteringen welke mogelijk deels voorkomen kunnen worden. Deze elektrificatietechnieken kennen ook mogelijkheden om flexibel te opereren en daarmee het elektriciteitsstelsel te ondersteunen. Een voorbeeld is het slim aansturen van batterijen in elektrische auto's om netbelasting te verminderen en/of voorkomen.

Om elektrificatie mogelijk te maken is het vereist dat de huidige elektriciteitsproductie verduurzaamt en de totale elektriciteitsproductie groeit. In Nederland zetten we in op productie uit wind op zee en wind en zon op land. Het energiesysteem ontwikkelt zich van een centraal systeem (opwek in grote centrales) naar een decentraal systeem. In dit decentrale systeem wordt elektriciteit ook lokaal opgewekt en zo veel mogelijk lokaal gebruikt. Theoretisch resulteert meer decentrale opwek erin dat er minder stroom van hoger gelegen netwerken naar lagere netwerken stroomt. Met de cascaderingsystematiek betekent dit dat er, in ieder geval in relatieve zin, in de toekomst minder kosten worden doorgerekend naar lagere netvlakken. Partijen aangesloten op hogere netvlakken zullen daardoor in deze situatie mogelijk meer kosten dragen. Tegelijk vereist de invoering van lokale opwek in significante investering in de lagere netvlakken, waardoor de absolute netkosten toenemen. Figuur 17 geeft het cascaderingsprincipe weer en de het effect van de energietransitie daarop.

⁵⁸ Elektrificatie de overstap van andere (fossiele) energiedragers naar elektriciteit. Denk aan warmtepompen en elektrische boilers (gebouwde omgeving), elektrisch vervoer (transport) en elektrische boilers en warmtepompen (industrie).

⁵⁹ We bedoelen hier specifiek prikkels in tarieven. Er bestaan andere financiële prikkels om belasting te verschuiven zoals de congestiemarkt, maar deze vallen buiten de scope van dit fiche.

Figuur 17 - Visualisatie cascadering en doorontwikkeling energiesysteem



Deze decentrale bronnen zijn weersafhankelijk waardoor de productie varieert over tijd. Om te zorgen dat er op ieder moment de gevraagde hoeveelheid elektriciteit geleverd wordt, zijn flexibiliteitsoplossingen aan de vraag- en aanbodkant nodig. De flexibele aansturing van vraag, opslag en grootschalige energiecentrales op groengas en waterstof zijn nodig om een robuust systeem te creëren. Ook in dit nieuwe energiesysteem blijft de functie van het netwerk om het aanbod fysiek met de vraag te verbinden en ervoor te zorgen dat binnen het systeem op elk moment vraag en aanbod (inclusief opgeslagen energie) aan elkaar gelijk zijn. Ook centrale bronnen en import spelen daarbinnen een belangrijke rol in het systeem.

Het elektriciteitsnetwerk dient binnen deze duurzame energievoorziening de beoogde elektrificatie mogelijk te maken. Op alle niveaus in het netwerk dienen verzwaringen plaats te vinden om de groei in vraag mogelijk te maken. Daarnaast zullen de netbeheerders, voornamelijk TenneT, een grotere opgave krijgen aan het in balans houden van het systeem. Dit doen zij door balanshandhaving mogelijk te maken en deels in te kopen, waarna marktpartijen de balans creëren. Vraag en aanbod dienen gestuurd te worden om zowel overbelasting te voorkomen als het systeem in balans te houden.

Investerings in de netwerken door de energietransitie: Tot en met 2050 moeten de netbeheerders (regionaal en landelijk, gas en elektriciteit) naar verwachting 102 miljard euro investeren in hun netwerken (PwC, 2021). De jaarlijkse investeringen in het elektriciteitsnetwerk verdubbelen in het komende decennia ten opzichte van de afgelopen tien jaar. In de periode na 2030 blijven deze investeringen naar verwachting minimaal gelijk. TenneT investeert in Nederland tot 2030 7,8-8,7 miljard in het netwerk op land en 6,0-7,2 miljard in het netwerk op zee (TenneT, 2021). De regionale netbeheerders presenteren alleen verwachte investeringen voor de aankomende drie jaar.

De netwerktarieven nemen in de tijd toe door de stijgende investeringen, al is er een vertragend effect door de werking van de tarieven. Aangezien de tarieven zijn gebaseerd op de kosten tellen niet de investering maar de kapitaallasten en afschrijvingen mee. Omdat netwerkcomponenten lange afschrijftermijnen kennen van ongeveer 40 jaar, werken investeringen vertraagd door in de tarieven. Tot 2050 is de prognose dat de elektriciteitstarieven van de regionale netbeheerders in reële termen met 54% stijgen en het aantal aansluitingen

met 19% (PwC, 2021) toeneemt. Het PBL becijfert dat het verwacht dat de nettarieven voor een bedrijf met een aansluiting op het tussenspanningsnetwerk tot 2030 met 8% zullen stijgen (PBL, 2020).

Een belangrijk punt in deze discussie is hoe investeringen door de netbeheerders worden terugverdiend over de tijd. Dit komt tot uiting in de WACC (Weighted Average Cost of Capital). Met een hogere WACC, verdient een netbeheerder een groter gedeelte van de investering zich terug in de eerste jaren. De netbeheerder kan deze investering dus voor een groter gedeelte terugverdienen via de tarieven en kan sneller eventuele extra investeringen doen. De kosten voor de eindgebruiker zijn dan echter in het begin relatief hoger dan aan het einde van de afschrijftermijn van de investering. De WACC vaststellen is dus een afweging tussen de verschillende doelen van de tarieven, met name betaalbaarheid en duurzaamheid. De WACC voor de regionale netbeheerders is recent verhoogd. De netbeheerders zien graag een hogere WACC, ACM en eindgebruikers origineel een WACC gelijk aan de huidige. Uiteindelijk is in het methodebesluit 2022 - 2026 voor een middenweg gekozen door ACM.

Fiche | Netwerktarieven gas



MARKTORDENING EN ACTOREN

De **marktordening** van gas wordt vorm gegeven door de definitie van verschillende actoren in de wetgeving. Gas is een landelijke markt met een internationaal karakter door internationale handel en connecties met andere landen. Er bestaat een splitsing tussen de verantwoordelijke voor de infrastructuur (netbeheerder), de levering van energie (leveranciers) en toezichthouder op de markt. Daarnaast bestaat in de gas marktordening de actor 'shippers' die gas transporten via het gasnetwerk. Netbeheerders zijn semipublieke organisaties aangewezen voor specifieke gebieden en zijn daardoor natuurlijke monopolisten. Er is geen vrije markt. Netbeheerder bevinden zich binnen het gereguleerde domein waardoor er onafhankelijk toezicht is op hun functioneren door de toezichthouder. De toezichthouder houdt ook toezicht op de tarieven van de netbeheerders. Deze tarieven zijn gebaseerd op gemiddelde kosten op nationale schaal, waardoor de tarieven grotendeels gelijk is voor vergelijkbare afnemers. Leveranciers zijn expliciet losstaand van de netbeheerders en wel actief in het publieke domein. De regulering van de leveranciers is geen onderdeel van dit fiche.

De **landelijke netbeheerder** (LNB of Transit System Operator -TSO) gas is Gasunie Transport Services (GTS) en verantwoordelijk voor het landelijk transport van aardgas. GTS is een dochter van de Nederlandse Gasunie. Gasunie is 100% eigendom van de Nederlandse Staat en bestaat sinds 1963. GasTerra is verantwoordelijk voor gaslevering en -handel.⁶⁰ Tot 2005 was GasTerra ook een dochter van Gasunie, maar GasTerra is gesplitst van Gasunie in verband met de splitsingswet. GTS voert de activiteiten uit binnen het gereguleerde domein. De holding Gasunie kan, o.a. via dochterondernemingen, activiteiten ondernemen buiten het gereguleerde domein. Recente voorbeelden zijn bijvoorbeeld op het gebied van productie en infrastructuur van andere gassen, zoals groengas en waterstof, en warmte.

Artikel 10 van de Gaswet bepaalt de wettelijke taken van de landelijke netbeheerder: de transporttaak, de aansluitaak, de balanceringsaak en de kwaliteitsconversietaak. De balanceringsaak betekent dat de leveringszekerheid altijd gegarandeerd moet zijn, o.a. door het leveren van piek- en nood-levering. De kwaliteitsconversietaak betekent dat GTS verplicht is te zorgen dat de gaskwaliteit (laag- en hoogcalorisch) voldoet aan de gestelde eisen.

Daarnaast kent Nederland verschillende **regionale gasnetbeheerders** (RNB) gas. In Nederland zijn dit Enexis, Liander, Stedin en de kleinere Coteq, RENDO, Enduris en Westland Infra. De aandeelhouders van de regionale netbeheerders zijn gemeenten en provincies. Vaak - maar niet overal - beheren deze regionale gasnetbeheerders ook het regionale elektriciteitsnetwerk in hetzelfde geografisch gebied. Artikel 10 van de Gaswet bepaalt de wettelijke taken van de regionale gasnetbeheerder: de transportaak, de meetaak en de aansluitaak.

De Autoriteit Consument en Markt (**ACM**) (is de tariefregulator en toezichthouder in Nederland. ACM stelt de netwerktarieven in Nederland vast en controleert de netbeheerders. De doelstelling van ACM is om misbruik van de monopoliepositie van netbeheerders te voorkomen en eindgebruikers daartegen te beschermen. Daarnaast heeft ACM als doel om de netbeheerders efficiënter te laten werken terwijl de kwaliteit behouden blijft. Dit fiche licht de reguleringsmethodiek van ACM in nader detail toe.

Het **ministerie van EZK** is namens de Staat verantwoordelijk voor het beleid betreffende tariefregulering. Het ministerie stelt de wettelijke kaders vast waarbinnen de regulator de tariefregulering vormgeeft. Daarnaast kan

⁶⁰ De Staat is voor 10% direct aandeelhouder en indirect via EBN voor 40% aandeelhouder van GasTerra.

het wijzigingen aanbrengen aan de taken van de regulator en netbeheerders. De Gaswet bepaalt welke regels worden geborgd in regelgeving die het ministerie vaststelt (Ministeriële Regelingen of Algemene Maatregelen van Bestuur) en welke in codes die ACM vaststelt⁶¹. Voor het vaststellen van beleid is de Rijksoverheid gebonden aan de Europese wetgeving waarvoor de tarieven o.a. randvoorwaarden, richtingen en beperkingen in zijn opgenomen. Daarnaast geeft de Europese wetgeving gedeeltelijk invulling aan de marktordening.

Op 2 september 2021 heeft het Europese Hof van Justitie een belangrijke uitspraak gedaan over de rol van het ministerie in de tariefregulering (Hof van Justitie, 2021). Met de uitspraak van 2 september 2021 heeft het Hof duidelijk gemaakt dat inmenging van lidstaten in de tarieven niet meer aan de orde kan zijn. ACM dient op dat terrein onafhankelijk te kunnen optreden én zich te richten op het Europese regelgevend kader. Feitelijk speelt het ministerie van EZK geen enkele rol meer bij de vaststelling van de tarieven. Dit dient geïmplementeerd te worden in de nieuwe (concept) Energiewet. Deze wijzigingen zijn echter nog niet gepubliceerd. In dit fiche beschrijven we de geldende wetgeving.

Shippers zijn een unieke actor in de gasmarkt. Shippers zijn de transporteurs van gas op het netwerk van de landelijke netbeheerder. Shippers nemen fysieke transportcapaciteit af bij het invoeden (entry) en afnemen (exit) van het gas. Dit kan zijn bij een eindgebruiker, aan de landsgrenzen of naar het netwerk van een regionale netbeheerder. Sinds 2009 hoeven shippers niet zelf hun gas te produceren, maar mogen ook handelaren deelnemen aan de markt.

HOE IS HET REGULERINGSKADER VORMGEGEVEN?

Historische context: In 1998 werd in de Gaswet besloten om productie, handel en levering van gas te splitsen van het transport en distributie van gas. Sinds 2005 is dit geformaliseerd en valt gastransport en -distributie onder het stelsel van tariefregulering. Vanaf 2005 was de NMa verantwoordelijk voor de tariefregulering, tot in 2013 ACM ontstond uit een fusie tussen de NMa, Consumentenautoriteit en OPTA. Het eerste methodebesluit gold van 2006 tot 2009. In 2010 vernietigde het College van Beroep (CvB) voor het bedrijfsleven het methodebesluit voor GTS voor de periode 2009-2012. De reden hiervoor was dat er geen wettelijke grond was voor omzetregulering, maar alleen voor tariefregulering per afzonderlijke taak.⁶² Daarnaast was de waardering van de netwerken volgens het CvB te hoog en was er geen efficiëntiefactor opgenomen. Het ministerie van EZ heeft een nieuw reguleringskader ontwikkeld. De NMa heeft in 2011 een nieuw methodebesluit moeten vaststellen over de periode 2006-2009 en 2010-2013.

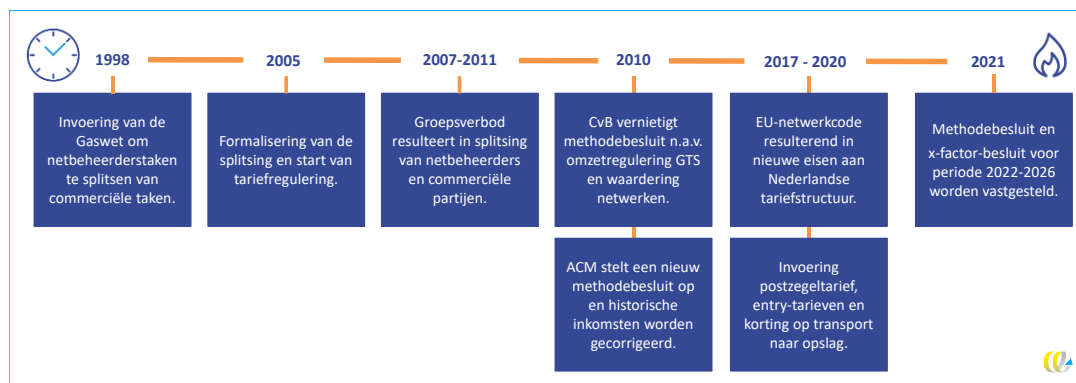
In 2017 harmoniseerde de EU de gastarievenstructuren voor landelijke netbeheerders in de 'Networkcode on harmonised Transmission Tariff Structures' (EU, 2017). Dit betekende in Nederland dat het "postzegeltarief" werd ingevoerd. Een postzegeltarief betekent dat dezelfde prijs dient te worden betaald, ongeacht de locatie waar gas ingevoegd of afgenomen wordt. Deze Europese netwerkcode is in Nederland geïmplementeerd door een wijziging in de tarievencode.⁶³ Daarnaast zijn er in deze code lagere tarieven op dag-, kwartaal- en maandproducten in de winter opgenomen en een hogere korting voor gasopslag vastgesteld.

⁶¹ [Gaswet, Artikel 12, lid 1 en Artikel 12a en Artikel 12 b](#)

⁶² Omzetregulering betekent dat een vaste omzet wordt gegarandeerd, onafhankelijk van de hoeveelheid volume. Tariefregulering betekent dat er een tarief wordt vastgesteld gebaseerd op de efficiënte kosten en die de totale inkomsten bepalen.

⁶³ Meer informatie is beschikbaar op de [website van ACM](#)

Figuur 18 - Tijdslijn belangrijke ontwikkelingen tariefregulering gas



Europees Kader: De tariefregulering voor het energienetbeheer is gebaseerd op het beleid van de Europese Unie (EU) om te komen tot een concurrerende interne markt voor energie. In 1996 heeft de EU bepaald dat netbeheer moest worden afgesplitst van commerciële activiteiten (levering). In Verordening 715/2009 en de daaruit volgende Verordening 2017/460 zijn de richtlijnen voor de vaststelling van nettarieven van de transmissienetbeheerder (oftewel de landelijke netbeheerder van het hogedruknetwerk) opgenomen (EC, 2009, EU, 2017). Deze Verordening 2017/460 is niet van toepassing op de regionale netbeheerders waardoor er alleen nationale wetgeving geldt. De reden hiervoor is dat de diversiteit in type regionale netbeheerders gas enorm groot is waardoor uniforme Europese regels zeer complex en wellicht onnodig zijn.

Nederlandse implementatie in wetgeving: De grondslag van tariefregulering in de Nederlandse wet is vastgelegd in artikel 80 van de Gaswet en uitgewerkt in artikel 81 voor de regionale netbeheerders en 82 voor de landelijke netbeheerder. Regels met betrekking tot de tariefstructuur worden volgens de huidige Gaswet vastgesteld in algemene maatregelen van bestuur of ministeriële regelingen. ACM stelt de in detail uitgewerkte methode tot het vaststellen van de tarieven vast in overleg met de netbeheerders en de partijen op de gasmarkt, dit zijn de methodebesluiten. De Gaswet schrijft voor dat de tarieven jaarlijks worden vastgesteld in de tariefbesluiten van ACM.⁶⁴

Methode op hoofdlijnen: ACM stelt de inkomsten van de landelijke netbeheerder vast gebaseerd op maatstafregulering en garandeert deze met omzetregulering. De inkomsten van de regionale netbeheerders zijn volledig gebaseerd op maatstafregulering. Maatstafregulering betekent dat de toegestane efficiënte kosten per volume gebaseerd is op een vergelijking (maatstaf) met andere netbeheerders. Deze kosten per eenheid (bijv. aantal aansluitingen) en het volume bepaalt de totale inkomsten.

De toegestane inkomsten worden voor GTS in een jaar ook bepaald aan de hand van tariefregulering. Daarnaast verzekert omzetregulering GTS dat de vooraf gestelde omzet wordt behaald. Hiervoor is ondertussen door aanpassing in de wetgeving een wettelijke basis. Omzetregulering is vereist omdat de volumes die via de netwerken van GTS worden getransporteerd zeer verschillen. Daardoor zou het kunnen dat de financiële positie van Gasunie, en daarmee de infrastructuur en leveringszekerheid, in gevaar komt als de transportvolumes veel lager zijn in een jaar. De kosten zullen dan namelijk niet in dezelfde verhouding afnemen. Jaarlijks mag GTS het verschil tussen de vooraf vastgestelde omzet en de gerealiseerde omzet verrekenen. Een verdere uitwerking van de methode volgt in de paragraaf 'Wat zijn de verschillende tariefcomponenten?'

⁶⁴ [Gaswet, Artikel 81c](#)

WAT ZIJN DE DOELEN?

De **doelen van netwerkstarieven** voor de landelijke en regionale netbeheerders (gas en elektriciteit) zijn volgens ACM dat (ACM, 2021d)⁶⁵:

- “de tarieven die netgebruikers betalen voor de uitvoering van de wettelijke taken door GTS de verwachte efficiënte kosten inclusief een redelijk rendement weerspiegelen;
- een redelijk rendement een rendement is dat in het economisch verkeer gebruikelijk is;
- de netbeheerder voldoende ruimte heeft om te investeren in (i) doelmatige transportkwaliteit, (ii) voorzieningszekerheid en (iii) duurzaamheid.”⁶⁶

De tarieven dienen dus niet *alle kosten* van de netbeheerder maar alleen de *efficiënte kosten* van de netbeheerder te vergoeden. De tarieven dienen daarnaast te voldoen aan verschillende randvoorwaarden. De tarieven dienen objectief, non-discriminatoire en transparant te zijn en bij te dragen aan het doelmatig handelen op de gasmarkt (Rijksoverheid, 1998a).⁶⁷

De nettatarieven in Nederland zijn gesocialiseerd. Socialisatie van kosten betekent dat de kosten gelijk worden verdeeld over alle aangesloten partijen. De kosten worden niet in rekening gebracht op het moment van afsluiten, maar verdeeld over de maatschappij. Als de kosten voor een individuele eindgebruiker hoger zijn dan de gemiddelde kosten per gebruiker, worden deze niet direct aan die specifieke gebruiker doorgerekend. Denk daarvoor bijvoorbeeld aan de aansluiting van een woning in een dunbevolkt plattelandsgedebied. Een stadsaansluiting en plattelandsaansluiting betalen hetzelfde aansluittarief. Eén uitzondering daarop is het aansluittarief, wat afhankelijk is van de afstand tot het bestaande netwerk.

De **doelen van de tariefregulering** zijn volgens de Gaswet “... *doelmatigheid van de bedrijfsvoering en de meest doelmatige kwaliteit van het transport worden bevorderd en rekening houdend met het belang van voorzieningszekerheid, duurzaamheid en een redelijk rendement op investeringen* ”.⁶⁸ De wetgever heeft het noodzakelijk geacht om ex ante toezicht te houden op de tarieven omdat de netbeheerders een monopoliepositie hebben. Zonder deze controle zou de netbeheerder niet doelmatig kunnen werken of hogere tarieven hanteren dan noodzakelijk, aangezien er geen concurrentie is.

WAT ZIJN DE VERSCHILLENDE TARIEFCOMPONENTEN?

De landelijke netbeheerder heeft vier taken waarvoor tarieven in rekening gebracht worden: de transporttaak, de balanceringsstaak, de kwaliteitsconversietaak en aansluitingstaak. De regionale netbeheerder heeft een transporttaak, aansluitingstaak en meettaak.

Tarieven landelijke netbeheerder

De landelijke netbeheerder heeft vier taken waarvoor tarieven in rekening gebracht worden: de transporttaak, de balanceringsstaak, de kwaliteitsconversietaak en aansluitingstaak (ACM, 2021b).

Er bestaan entry- (invoeden van gas) en exit-tarieven (afnemen van gas). Voor de vier taken gecombineerd geldt één tarief voor entry en exit. Er zijn dus geen losse tarieven per taak zoals bij elektriciteit. De toegestane inkomsten van de netbeheerder mogen voor 40% voort komen uit entry-tarieven en 60% uit exit-tarieven.

Dit betekent dus dat er wel een leveranciertarief is in de gasmarkt, waar dit in de elektriciteitsmarkt niet bestaat. Alle tarieven zijn gebaseerd op een referentieprij voor entry en een referentieprij voor exit, beide in een jaarlijks tarief in euro's gebaseerd op de capaciteit per uur (€/kWh/uur/jaar).

⁶⁵ [Punt 37, pagina 12 van Methodebesluit GTS](#)

⁶⁶ [Artikel 81, eerste lid van de Gaswet](#)

⁶⁷ [Artikel 12f van de Gaswet](#)

⁶⁸ [Artikel 81, eerste lid van de Gaswet](#)

Een aangeslotene betaalt nettarieven aan landelijke netbeheerder voor zijn afgenomen capaciteitsproducten. Een capaciteitsproduct is het recht om een bepaalde hoeveelheid gas in te voeren of af te nemen op een locatie van het gasnet. Er bestaan jaar-, kwartaal-, maand-, dag- en within-day-capaciteitsproducten. De prijs van een entry-jaarproduct is 2,176 €/kWh/uur. De prijs van een maandproduct is 50% hoger dan 1/12 van de prijs van het jaarproduct (ACM, 2020d). Vervolgens vindt een vermenigvuldiging plaats met de seizoensfactoren, waardoor de prijs hoger is in de periodes dat er meer vraag is. Dit systeem gebaseerd op de referentieprijs is in 2020 ingevoerd. In verband met Europese regulering werd het vereist dat er één uniform tarief was voor de entry-aansluitingen en één voor de exit-aansluitingen.

Er bestaan verschillende aangepaste tarieven voor specifieke processen. Er zijn aangepaste tarieven voor transport van en naar gasopslag (een korting van 60% op de tarieven)⁶⁹ en naar de netten van de regionale netbeheerder. Daarnaast bestaat er een 'wheelingtarief' als gas van en naar twee zeer dicht bij elkaar gelegen punten wordt getransporteerd.

De landelijke netbeheerder sluit aangeslotenen aan op het gasnetwerk via een gasontvangststation (GOS) op het terrein van de aangeslotenen. Dit is een regionale netbeheerder of grote industriële klant. De aangeslotene is zelf verantwoordelijk voor het realiseren, beheren en onderhouden van dit GOS en de meetinstallatie voor het meten van zijn verbruik. De kosten voor deze aansluiting zijn dus niet gereguleerd maar onderdeel van de vrije markt.

Tarieven regionale netbeheerder

De taken van de regionale netbeheerder zijn het transporteren van gas, beheren van de meetinrichtingen en verzorgen van een aansluiting (ACM, 2021d). De tarieven van de regionale netbeheerder die de netbeheerder daarvoor in rekening mag brengen zijn een meettarief, transporttarief en een aansluitvergoeding. Daarnaast kan de netbeheerder in sommige gevallen kosten in rekening brengen voor het verwijderen van de gasaansluiting. Voor kleinverbruikers identificeert de tarieencode afnemerscategorieën waarvoor uniforme tarieven gelden. De aansluitcategorie is gelijk aan de grootte van de meter. Dit zijn aansluitingen met aansluitcapaciteit kleiner dan 10 m³/uur, 10 tot 16 m³/uur, 16 tot 25 m³/uur en 25 tot 40 m³/uur. De aansluitcapaciteit kleiner dan 10 m³/uur is gesplitst in drie categorieën gebaseerd op het verbruik (onder de 500 m³, tussen 500 en 4.000 m³ en groter dan 4.000 m³).⁷⁰

Voor grootverbruikers bestaat er in de transporttarieven onderscheid tussen profiel- en telemetrieaansluitingen, waarover hieronder meer. Profielaansluitingen kennen vijf categorieën: 40 tot 65 m³/uur, 65 tot 100 m³/uur, 100 tot 160 m³/uur, 160 tot 250 m³/uur en groter dan 250 m³/uur. Grootverbruikers dienen een commercieel meetbedrijf te contracteren voor het beheer van hun meetinstallatie.

Meettarief: Per aansluitcategorie stelt ACM een meettarief vast voor het beheer en onderhoud van de meetinstallatie. Dit is een vast bedrag per jaar wat wordt vastgesteld in een Besluit meettarieven gas (ACM, 2020b).

Transporttarief: Het transporttarief bestaat uit een transportonafhankelijk tarief en transportafhankelijk tarief:

- Het onafhankelijke transporttarief dekt de kosten voor posten zoals administratie, dataverwerking, facturatie, etc. Dit wordt ook wel het vastrecht genoemd.
- Het transportafhankelijke tarief is gebaseerd op kosten die een relatie hebben met de benodigde transportcapaciteit of -volume zoals inkoopkosten bij andere netbeheerders, kosten voor het eigen gasnetwerk en handhaving van het drukniveau. De kosten van de hoger gelegen gasnetwerken, zoals van de landelijk netbeheerder, werken dus op deze manier door in de tarieven van de regionale netbeheerder.
 - Het tarief voor kleinverbruikers wordt bepaald door één capaciteitsafhankelijk tarief vast te stellen. Dit tarief wordt uitgedrukt in euro per jaar per transportcapaciteit in m³ per uur (€/jaar/m³/uur). Het tarief per aansluitcategorie wordt bepaald door de vermenigvuldiging van dit tarief met de capaciteit. De aansluitcategorie is gebaseerd op de grootte van de gasmeter.

⁶⁹ NAM beheert de gasopslagen van Nederland, [meer informatie](#)

⁷⁰ [Artikel 2.22, lid 5 van de Tarieencode](#)

- Het tarief voor grootverbruikers is ook gebaseerd op één capaciteitsafhankelijk tarief. Er bestaan twee categorieën grootgebruikers waarvoor verschillende tarieven gelden. Voor bedrijven onder de 170.000 m³/jaar verbruik geldt een profielgrootverbruikerstarief; het tarief is afhankelijk van de maximale capaciteit en niet het gebruik. Voor bedrijven met een gebruik groter dan 170.000 m³/jaar dient een meter geplaatst te worden die het verbruik dagelijks of ieder uur kan uitmeten. Dit zijn de zogenaamde telemetriegrootgebruikers. De netbeheerder tarifeert gebaseerd op het maximale gemeten volume (m³/uur).

Eenmalige aansluitvergoeding: De aansluitvergoeding is een vast bedrag per aansluitcategorie en dekt de kosten voor het voorzien in een nieuwe aansluiting. De kosten zijn gebaseerd op de gemiddelde kosten van een standaardaansluiting. De aansluitvergoeding voor projecten met een capaciteit groter dan 1.600 m³/uur wordt gebaseerd op de specifieke projectkosten. Als de leiding langer is dan 25 meter brengt de netbeheerder additionele gereguleerde kosten in rekening.

Periodieke aansluitvergoeding: De periodieke aansluitvergoeding voorziet in het beheren en onderhouden van de aansluiting. Dit is een jaarlijks vast bedrag gebaseerd op de aansluitcategorie en geldt voor kleinverbruikers. Grootverbruikers dienen zelf een commerciële partij te contracteren die het gasgebruik meet en de meter beheert.

Kosten verwijderen gasaansluiting: De netbeheerder mag kosten in rekening brengen voor het verwijderen van een gasaansluiting als de aansluiting groter is dan 40 m³/uur. Dit doet het gebaseerd op de werkelijke projectkosten. Daarnaast kan een eindgebruiker ook verzoeken om de aansluiting fysiek af te schakelen waarna geen netwerktaarief betaald dient te worden. De kosten voor het verwijderen van de gasaansluiting voor aansluitingen onder de 40 m³/uur worden nu dus volledig gesocialiseerd in de gastarieven en betaald door de resterende aangesloten op het gasnetwerk. Dit is nieuwe regelgeving sinds maart 2021 (Ministerie van EZK, 2020c).

Tabel 10 toont de nettarieven gas voor 3 type aansluitingen. Een huishouden met een G4-meter (met een capaciteit tot 6 m³/uur), een utiliteit telemetrieaansluiting van 300 m³/uur en een industriële aansluiting van een grootschalige brouwerij. We gaan ervan uit dat de utiliteitsaansluiting 2.340 vollasturen heeft (5 dagen per week 9 uur) en de industrie 8.000 vollasturen. De tarieven zijn gebaseerd op de tarievenbesluiten voor Liander (ACM, 2020f) en GTS (ACM, 2020d).

De nettarieven zijn uitgedrukt als de relatieve kosten per aansluitcapaciteit en jaarverbruik, in zowel m³ aardgas als kWh. Dit zodat de resultaten vergelijkbaar zijn tussen de verschillende eindgebruikers en met elektriciteit. Door het nettatarief te vermenigvuldigen met het verbruik of de capaciteit komt men tot het totale nettatarief.

Tabel 10 - Illustratieve voorbeeld nettarieven huishouden, utiliteit (ACM, 2020f) en grootschalige bierbrouwer (ACM, 2020d)

	Capaciteit	Verbruik	Vastrecht	Transport-afhankelijk tarief	Totaal nettatarief per capaciteit		Netttarief per verbruik	
Eenheid	m ³ /uur	m ³ /jaar	€/jaar	€/jaar	€/m ³ /uur /jaar	€/kWh /jaar	€/m ³ /jaar	€/kWh /jaar
Huishouden	6	1.200	€ 51	€ 184	€ 39,1	€ 4,4	€ 0,195	€ 0,0222
Utiliteit	100	234.000	€ 1.352	€ 2.148	€ 35,0	€ 4,0	€ 0,015	€ 0,0017
Grootschalige brouwerij (exit-tarief)	3.000	24.000.000	€ 0	€ 67.082	€ 22,4	€ 2,5	€ 0,003	€ 0,0003

WELKE INSTRUMENTEN WORDEN INGEZET OM DE DOELEN TE HALEN?

De netbeheerders stellen de tarieven voor de eindgebruikers voor aan ACM. ACM controleert de tarieven aan de hand van de reguleringsmethodiek en stelt deze waar nodig naar beneden bij. De reguleringsmethodiek wordt vastgesteld voor een reguleringsperiode van 3-5 jaar in methodebesluiten.

Besluiten op hoofdlijnen: Primair in de tariefregulering staat het methodebesluit dat iedere 3 tot 5 jaar wordt vastgesteld door ACM. ACM beslist voor welke periode de methode wordt vastgesteld.⁷¹ Er bestaan 2 methodebesluiten voor gas: één voor de regionale netbeheerders en één voor de landelijke netbeheerder. Naast het methodebesluit wordt per reguleringsperiode een x-factor-besluit vastgesteld waarin concrete invulling wordt gegeven aan de reguleringsparameters per individuele netbeheerder. Jaarlijks stelt ACM de tarieven vast per netbeheerder in tariefbesluiten, gebaseerd op een voorstel van de netbeheerder.

Methodebesluiten landelijke netbeheerder: De inkomsten van de landelijke netbeheerder zijn gebaseerd op maatstafregulering en omzetregulering. Maatstafregulering, ook wel benchmarking genoemd, betekent dat de omzet gebaseerd is op een vergelijking (maatstaf) met andere netbeheerders. Voor de landelijke netbeheerder wordt de vergelijking gemaakt met landelijke netbeheerders in andere landen.⁷² Deze methode bepaalt wat de gemiddelde efficiënte kosten zijn van een landelijke netbeheerder, uitgedrukt in kosten per getransporteerd volume. Het rekenvolume gecombineerd met deze efficiënte kosten bepalen de toegestane inkomsten. Omzetregulering betekent dat de omzet van GTS gegarandeerd is. De totale werkelijke inkomsten zijn logischerwijs gebaseerd op de daadwerkelijke volumes. Maar er vindt een nacalculatie plaats tussen de werkelijke en toegestane inkomsten in het jaar daarna. Als GTS in het voorgaande jaar te weinig inkomsten heeft gegenereerd, wordt dit verschil bij de toegestane inkomsten in het daaropvolgende jaar bijgeteld.

Een ander belangrijk verschil met de regionale netbeheerders is dat de jaarlijkse kosten (en daarmee de tarieven) jaarlijks gecorrigeerd kunnen worden als er een 'doelmatige niet-reguliere investering' plaats vindt. Als een investering als doelmatig beoordeelt betekent dit dat GTS het daaropvolgende jaar de investering in de tarieven mag doorrekenen. Alleen TenneT en GTS kunnen investeringen aandragen als 'niet-reguliere doelmatige' investeringen. ACM beoordeelt per niet-reguliere investering of deze doelmatig is volgens de geldende beleidsregel >ACM, 2017 #15823<. GTS heeft met deze goedkeuring dus vooraf zekerheid dat een investering doorwerkt in de tarieven en ontvangt hier eerder de baten voor. De kosten voor de regionale netbeheerders worden alleen vastgesteld aan het begin van een reguleringsperiode. Gedurende een reguleringsperiode ontvangt een regionale netbeheerder dus geen rendement op tussentijds gemaakte investeringen.

Het **methodebesluit 'regionale netbeheerders'** bepaalt de tariefregulering van regionale netbeheerder en geven de tariefregulering vorm. De inkomsten van de regionale netbeheerders zijn gebaseerd op maatstafregulering, net als de landelijke netbeheerders. Echter worden de regionale netbeheerders met elkaar vergeleken.

Het **x-factor-besluit** bepaalt de hoogte van de drie belangrijkste parameters voor de volledige reguleringsperiode: de rekenvolumes, de x-factor en de q-factor. Dit wordt gedaan voor de individuele landelijke en regionale netbeheerders. Deze factoren zijn:

- **Rekenvolumes:** Dit zijn de verwachte volumes per netbeheerder. Deze worden uitgedrukt in aantal aangesloten en getransporteerde volumes. De toegestane inkomsten en de rekenvolumes bepalen het capaciteitsafhankelijke tarief.
- **X-factor:** De x-factor is de efficiëntie factor die ACM bepaalt per netbeheerder. De x-factor is gebaseerd op de efficiënte kosten in het jaar voorafgaand aan de reguleringsperiode (begininkomsten) en het laatste jaar van de reguleringsperiode (eindinkomsten). De begininkomsten zijn gebaseerd op de inkomsten in het

⁷¹ In de eerste klankbordgroep voor het Methodebesluit 2022-2026 is uitgebreid gesproken over de lengte van de reguleringsperiode. Dit geeft inzicht in de argumentatie voor en tegen een lengte van 3 tot 5 jaar [Agendapunt twee](#)

⁷² ACM beschrijft de werking en resultaten in het [Methodebesluit GTS 2022-2026, Paragraaf 7.4.3A](#)

voorgaande jaar plus de efficiënte investeringen die de netbeheerder heeft gedaan gedurende de voorgaande reguleringsperiode. De eindinkomsten zijn gebaseerd op de efficiënte kosten per eenheid output in dat jaar vermenigvuldigt met het rekenvolume. In het nieuwe methodebesluit worden de begininkomsten ook gebaseerd op de efficiënte kosten in het beginjaar. Het verschil tussen de begin- en eindinkomsten wordt vertaald naar een jaarlijkse x-factor. Als de inkomsten moeten dalen, is de x-factor bijvoorbeeld 2% en dienen de jaarlijkse kosten te dalen met deze 2%. De inkomsten voor de regionale netbeheerder worden dus niet gecorrigeerd voor investeringen die gedaan worden gedurende de reguleringsperiode.

- **Q-factor:** De q-factor is een kwaliteitsfactor. ACM heeft geconcludeerd dat er echter geen geschikte kwaliteitsindicatoren zijn om deze kwaliteitsfactor te bepalen. Daardoor is de q-factor gelijk gesteld aan nul procent in de huidige en voorgaande x-factorbesluiten.

Tarievenbesluit: De netbeheerders stellen hun tarieven jaarlijks voor aan ACM. ACM beoordeelt deze tarieven en stelt de tarieven naar beneden bij als de totale verwachte inkomsten hoger zijn dan de toegestane inkomsten. ACM stelt vervolgens jaarlijks in de tariefbesluiten de tarieven per netbeheerder vast.

De **compensatieregeling** is een andere methode waarmee de netbeheerders worden geprikkeld om de doelen te behalen.⁷³ Als er een onderbreking van de gaslevering plaats vindt, moet de netbeheerder een compensatie-bedrag uitkeren aan alle aangeslotenen. Daarmee ontstaat een financiële prikkel om de kwaliteit van het netwerk te verzekeren of verhogen. Daarnaast bestaan er **technische codes** met voorschriften over het inrichten en beheren van het netwerk en dienen de netbeheerders **ontwerpinvesteringsplannen** op te stellen.

In 2020 hebben de landelijke en regionale netbeheerders voor de eerste keer deze **ontwerpinvesteringsplannen** moeten indienen bij ACM.⁷⁴ Vanaf nu moet dit iedere twee jaar gebeuren.

In de investeringsplannen nemen de netbeheerders op wat de noodzakelijke investeringen zijn in uitbereiding en vervanging van het netwerk. ACM toetst of de investeringen redelijk en noodzakelijk zijn. ACM heeft in de eerste ronde beoordeeld dat er geen niet-noodzakelijke investeringen voorgedragen zijn maar dat sommige investeringen wel te laat zijn. De investeringsplannen moeten wel beter (ACM, 2020c).

Rendement van de netbeheerder: De netbeheerder kan binnen de tariefregulering een redelijk rendement maken, dit is de WACC die ACM vaststelt. Er bestaan twee manieren waarop de netbeheerder een hoger rendement kan maken. Het eerste is de uitvoeringsefficiëntie, oftewel de efficiëntie van de aanleg, onderhoud en beheer van het netwerk. Als dit tegen lager dan de gemiddelde kosten, de maatstaf, gedaan wordt neemt het rendement toe. Het tweede is de benuttingsefficiëntie, oftewel hoeveel transport is mogelijk via de gerealiseerde infrastructuur. Als er meer volume over het netwerk verplaatst kan worden dan gemiddeld, behaalt de netbeheerder een hoger rendement. Daarmee is het voor de netbeheerder het voordeligst om ten opzichte van de maatstaf met zo laag mogelijke investeringen zoveel mogelijk klanten aan te sluiten. Investerings in netwerken waar (nog) een beperkt aantal klanten aangesloten zijn, zal dus resulteren in een daling van het rendement.

RECENTE ONTWIKKELINGEN IN TARIEVEN EN TARIEFREGULERING

In 2020 is de Europese 'Networkcode on harmonised Transmission Tariff Structures' (NC TAR) geïmplementeerd in de Nederlandse gas tariefregulering voor GTS. Dit heeft ertoe geleid dat de tarieven in Nederland meer overeenkomen met de tarieven in andere landen. Er is onder andere een postzegeltarief ingevoerd. Een postzegeltarief betekent dat op een drukkenniveau de kosten gelijk zijn onafhankelijk van de locatie. Daarvoor golden er verschillende tarieven per locatie. Een andere belangrijke wijziging is de invoer van het entry-tarief, waaruit GTS nu 40% van haar inkomsten genereert. Dit is een soort productentarief. Enkele andere wijzigingen zijn de invoering van een gereduceerd tarief voor transport naar gasopslagen en een daling van de tarieven voor dag-, kwartaal- en maandproducten in de winter.

⁷³ [Artikel 12 van de Regeling inzake tariefstructuren en voorwaarden gas](#)

⁷⁴ Dit is geborgd in de [Gaswet, Artikel 7a](#)

Vanaf maart 2021 hoeft er voor kleinverbruiksaansluiting tot 25 m³/uur niet langer betaald te worden voor het verwijderen van een gasaansluiting (Ministerie van EZK, 2020c). Daarmee worden de kosten nu doorberekend in de tarieven van de andere aangesloten op het gasnet. Vanwege ontwikkelingen naar een klimaatneutrale verwarming neemt het aantal woningen en gebouwen zonder gasaansluiting de komende jaren sterk toe. In de Energiewet wordt een definitieve keuze gemaakt over hoe deze kosten vergoed worden.

In het methodebesluit 2022 - 2026 zijn de meest relevante wijzigingen die zijn vastgesteld:

- Verandering van de WACC voor de gasnetbeheerders van de reële naar de nominale WACC vanwege het afnemend gebruik van het gasnet. Er gelden dus verschillende WACC-cijfers voor de netbeheerders gas, de regionale netbeheerders elektriciteit en landelijke netbeheerder elektriciteit. Door de nominale WACC worden de kapitaallasten anders verdeeld over de tijd; de infrastructuur wordt sneller afgeschreven waardoor er meer kosten nu in rekening worden gebracht. ACM concludeert dat een reële WACC leidt tot een verdeling van de kosten die niet past bij een verwacht afnemend netgebruik. In het kader 'Trends energiedragers' lichten we de discussie hierover verder toe.
- Er wordt één x-factor vastgesteld voor alle taken van GTS gezamenlijk in plaats van per losse taak. Sinds 2014 is het toegestaan om met één x-factor te rekenen. ACM heeft alle taken als transmissiedienst gekwalificeerd en daardoor vervalt de noodzaak om losse x-factoren vast te stellen.⁷⁵
- Voor regionale netbeheerders worden de kosten voor het verwijderen van gasaansluitingen en gasnetten na berekend, in plaats van dat de kosten hiervan gebaseerd zijn op historische gegevens. Dit omdat de verwachting is dat het volume van te verwijderen aansluitingen zal afwijken van de huidige volumes.

Daarnaast zijn relevante wijzigingen in de concept Energiewet die de Elektriciteitswet en Gaswet zal vervangen:

- De aansluittermijn van 18 weken vervalt en de wettekst wordt veranderd naar 'een redelijke termijn'. In lagere wetgeving wordt verder invulling gegeven aan deze termijn.
- De huidige concept-Energiewet laat enkele codes vervallen en waarborgt deze in AMvB's (Algemene Maatregel van Bestuur). Effectief verschuift daarmee de zeggenschap van ACM naar het ministerie van EZK.
- Een recente uitspraak van het Europese Hof van Justitie beslist echter dat de exclusieve recht om de voorwaarden voor aansluiting en transport te bepalen bij de toezichthouder ligt (Hof van Justitie, 2021). Naar verwachting betekent dit dus dat er een wijziging in de concept-Energiewet zal worden doorgevoerd.

In september 2020 kondigde de Europese Commissie aan dat er in 2021 een nieuw regelgevingskader voor concurrerende koolstofvrije gasmarkten zou worden ontwikkeld. Daartoe heeft de Commissie op 10 februari 2021 een openbare raadpleging gestart (EC, 2021). Dit initiatief past in het streven naar koolstofvrije gasnetwerken. Voorgesteld wordt de EU-regels voor gas aldus te herzien dat de markttoegang voor hernieuwbare en koolstofarme gassen vergemakkelijkt wordt en onnodige regelgevingsbelemmeringen worden weggenomen. De Europese regelgeving zal op termijn geïmplementeerd moeten worden in de Nederlandse regelgeving.

TRENDS ENERGIEDRAGERS TOT 2030 EN 2030-2050

Het kabinet schetste in 2020 zijn visie op de ontwikkeling van gas (Rijksoverheid, 2020). Het kabinet ziet een belangrijke rol in 2050 voor broeikasgasvrij gas en mogelijk aardgas met CCS. Het aandeel van gas in de energievoorziening wordt geschat op 30 tot 50% ten opzichte van de huidige vraag. CO₂-vrij of -arm gas blijft volgens het kabinet belangrijk voor hoogwaardige warmte in de industrie, LNG-brandstof, in woningen waar andere maatregelen niet mogelijk zijn en in de elektriciteitsvoorziening. Daarmee blijft naar verwachting van het kabinet ook een groot gedeelte van de gasinfrastructuur behouden.

Trends aardgas: Richting 2050 zal aardgas (bijna) volledig uit gefaseerd zijn en dient een transitie gemaakt te worden naar elektronen of CO₂-vrije moleculen. In de transitieperiode naar 2050 blijft aardgas nodig voor aangesloten die nog niet zijn overgestapt op andere energiedragers. Gas zal een rol blijven spelen in onder

⁷⁵ [Paragraaf 6.1, punt 84 van Methodebesluit GTS 2022-2026](#)

andere het voorzien van flexibele opwek van elektriciteit. Mogelijkerwijs blijft aardgas ook na 2050 in gebruik bij de industrie en mindere mate energieopwek in combinatie met CO₂-afvang en -opslag. Echter is het niet mogelijk om alle CO₂ af te vangen en blijven er dus emissies. Naar verwachting dient aardgas dus volledig uitgefaseerd te worden om een emissiereductie van 100% te bereiken.

Trends in alternatieve gassen: De belangrijkste CO₂-vrije gassen zijn groengas en waterstof. Groengas wordt geproduceerd uit biomassa en wordt na bewerking tot dezelfde kwaliteit opgewerkt als aardgas. Groengas kan dus ook als vervanger bijgemengd worden in het aardgasnet. Een tussenstap in dit productieproces is het minder zuivere biogas wat voor sommige toepassingen ook van voldoende kwaliteit is. Waterstof wordt geproduceerd uit aardgas met CCS (blauwe waterstof) of uit elektriciteit via elektrolyse (groene waterstof, mits geproduceerd met groene stroom). Richting 2030 zijn groengas en groene waterstof schaars. Er is opschaling nodig van de productiecapaciteit van vergassers (groengas) en elektrolyzers en duurzame elektriciteitsopwek (waterstof) om voldoende CO₂-vrij gas beschikbaar te maken.

Hernieuwbaar gas zal voornamelijk ingezet worden waar elektrificatie niet haalbaar is en/of gassen veel goedkoper zijn. In de industrie worden gassen ingezet voor hoge temperatuur processen. In de gebouwde omgeving is potentie voor hernieuwbaar gas voor woningen die niet fors geïsoleerd kunnen worden of de kosten voor verzwarende van het elektriciteitsnetwerk of aanleg van een warmtenetwerk extreem hoog zijn. Duurzame gassen zullen daarnaast ingezet worden als brandstof in de mobiliteitssector, voor een aantal toepassingen na conversie naar een vloeistof.

In de elektriciteitssector hebben gassen de meeste potentie in het voorzien van flexibiliteit van de elektriciteitsproductie. Groengas en waterstof kunnen gebruikt worden voor elektriciteitsproductie in regelbare centrales. Waterstof kan daarnaast worden geproduceerd uit duurzame energie als er overschotten zijn of om het elektriciteitsnetwerk minder te belasten. Elektrolyse kan bijvoorbeeld bijdragen aan lagere investeringen in het elektriciteitsnetwerk voor het aansluiten van grootschalige wind op zee productie of door congestie op land te voorkomen.

CO₂-vrij gas en de infrastructuur: De opkomst van nieuwe gasvormig energiedragers is een kans en uitdaging voor het gasnetwerk. Het biedt potentie om de waarde van de huidige infrastructuur te behouden en kan de kosten van inzet van dure alternatieven voor aardgas voorkomen.

Er zijn echter wel aanpassingen vereist en de implementatiestrategie is nog een aandachtspunt, zeker voor waterstof.

Groengas wordt nu al bijgemengd in de huidige infrastructuur, het heeft immers dezelfde gaskwaliteit als aardgas. Een overstap van het aardgasnetwerk naar groengas is daardoor eenvoudig en brengt beperkte additionele kosten met zich mee. Groengasproductie valt, net zoals aardgasproductie nu, niet binnen het gereguleerde domein. Groengas wordt getransporteerd via het gasnetwerk en valt dus wel onder het gereguleerde domein.

Waterstof kan in kleine hoeveelheden bijgemengd worden in het bestaande gasnetwerk zonder aanpassing van installaties en infrastructuur. Van belang bij bijmenging van waterstof is dat zowel het netwerk zelf als de apparatuur bij de eindgebruiker het gasmengsel aankunnen. De transportnetwerken voor waterstof zullen parallel aangelegd worden naast het bestaande aardgasnetwerk, zoals nu in het HyWay27-project wordt gerealiseerd⁷⁶. Waar nodig kunnen ongebruikte aardgasleidingen hiervoor ingezet worden. Op lokaal niveau is het niet uitvoerbaar en te kostbaar om een waterstofnetwerk parallel aan te leggen. Op dit moment wordt er veel onderzoek gedaan naar of en hoe het distributie aardgasnetwerk omgebouwd kan worden naar een waterstofnetwerk. Dit zal mede bepalen of waterstof bijvoorbeeld in de gebouwde omgeving ingezet kan worden en tegen welke kosten. Een significante uitdaging bij de overgang van het distributienet naar waterstof is dat alle installaties bij aangesloten moeten zijn als het netwerk overgeschakeld wordt. Het HyWay27-netwerk zal niet onder het gereguleerde domein, oftewel binnen het wettelijk kader en onder de netbeheerders, vallen. Daarmee valt het dus ook niet onder de tariefregulering. In de komende jaren zal de

⁷⁶ [Meer informatie Hyway27](#)

marktordening van waterstof inclusief de eventuele rol van de netbeheerders verder uitgewerkt dienen te worden.

Kosten van de infrastructuur: Met de verduurzaming van verschillende sectoren zullen de hoeveelheden gastransport en aantal aangesloten op het gasnetwerk dalen. Nederland, zowel de Staat als commerciële bedrijven, investeren flink in de waterstof transportinfrastructuur. Deze kosten vallen echter nu niet binnen het gereguleerde terrein en zijn daardoor geen onderdeel van de tariefregulering. De infrastructurele kosten voor de inpassing van groengas vallen wel binnen het gereguleerde domein.

De daling van het aantal aangeslotenen op het gasnetwerk betekent de kosten betaald dienen te worden door minder aangeslotenen. Daarmee stijgen de netwerktarieven voor gas. PwC schat dat in 2050 het aantal aansluitingen daalt met 45% (PwC, 2021). De investeringen dalen door het lagere gasgebruik met 33% rond 2030 en nog verder richting 2050. Door het lager aantal aangesloten stijgen de kosten echter wel met 9% in 2050.

De toekomstige kosten van het gasnetwerk zijn echter onzeker omdat:

- Onduidelijk is hoeveel aangesloten er blijven op het gasnetwerk in het eindbeeld (waterstof, groengas, aardgas) en daarmee hun netwerkkosten.
- Het tempo van de transitie van aardgas naar CO₂-vrij gas bepaalt mede de kosten in de tijd en verdeling daarvan over het aantal aangesloten.
- De kosten voor grootschalige verwijdering van gasaansluiting en gasnetwerken zeer onzeker zijn. Daarnaast is nog onzeker welk gedeelte van het netwerk daadwerkelijk verwijderd dient te worden.
- De marktordening en daarmee kosten bij de netbeheerder en tariefregulering van voornamelijk waterstof nog niet is vastgesteld door de Nederlandse overheid.

De toekomstige effecten van de energietransitie op de tarieven werken nu al deels door. De wijziging naar een nominale WACC in het methodebesluit 2022-2026 heeft als doel om de tarieven in de komende jaren te verhogen. Er gelden dus verschillende WACC-cijfers voor de netbeheerders gas, de regionale netbeheerders elektriciteit en landelijke netbeheerder elektriciteit. De WACC resulteert erin dat een groter gedeelte van de investeringen nu wordt afgeschreven, terwijl er nog een groter aandeel aangesloten zijn. ACM heeft als zienswijze dat een reële WACC, en daardoor meer gelijke kostenverdeling over de tijd, niet past bij een afnemend netgebruik. Belangenorganisaties van afnemers zoals de VEMW vinden echter dat deze kosten niet in rekening gebracht mogen worden omdat ze inefficiënt zijn (VEMW, 2021). De netbeheerder mag immers alleen de kosten-effectieve kosten in rekening brengen. In de zienswijze van de VEMW worden daarom nu onterecht kosten bij aangeslotenen neergelegd.

Fiche | Tarieven warmte



MARKTORDENING EN ACTOREN

Marktordening warmte in vergelijking met gas en elektriciteit

De marktordening van de warmtesector verschilt sterk van de marktordening bij gas en elektriciteit. Dit heeft verschillende oorzaken:

- **Lokaal karakter:** collectieve warmte heeft wezenlijk andere technisch-economische kenmerken dan de gasinfrastructuur en het elektriciteitsnetwerk. In tegenstelling tot aardgas en elektriciteit kan warmte, vanwege relatief grote temperatuurverliezen, niet rendabel over lange afstanden worden getransporteerd. Daarom kent collectieve warmte een lokaal (soms regionaal) karakter (Ecorys & Innoforte, 2016a, Ministerie van EZK, 2019).
- **Verticale integratie:** binnen de warmtesector is vaak sprake van verticale integratie. Dit houdt in dat warmtebedrijven in veel gevallen niet alleen de producent, maar ook transporteur en leverancier van de warmte zijn. Hierdoor is de markt voor warmte niet alleen lokaal, maar ook gesloten. Dit heeft als gevolg dat afnemers van warmte gebonden zijn aan één enkele leverancier en niet kunnen overstappen naar een andere leverancier. Door deze monopoliepositie van de leverancier blijft marktwerking uit (Ecorys & Innoforte, 2016a).
- **Beperkt lokaal aanbod van warmtebronnen:** het aanbod van lokale warmtebronnen is doorgaans beperkt. Hierdoor is de ontwikkeling van een effectief concurrerende open markt voor warmtebronnen niet aannemelijk.
- **Warmtenetten veelal in privaat bezit:** het netbeheer in de elektriciteits- en gasmarkt is verplicht in publieke handen en de kosten van de netwerken worden gesocialiseerd (Ecorys & Innoforte, 2016a). Dit betekent dat de afnemer niet betaalt op basis van de kosten van het net waarop deze afnemer is aangesloten, maar op basis gemiddelde netkosten van een grotere groep verbruikers. Hierdoor zijn er in de gas- en elektriciteitsmarkt nauwelijks verschillen in nettarieven die worden betaald door gebruikers in verschillende regio's (CE Delft, 2017b). Warmtenetten zijn grotendeels in handen van private partijen en de kosten van warmtenetten worden niet over alle warmtenetten in Nederland gesocialiseerd (CE Delft, 2017b).

Actoren

In de markt voor warmtelevering zijn verschillende typen actoren te onderscheiden. De **producent** wekt de warmte op. De **leverancier** neemt de warmte af van de producent en is verantwoordelijk voor de levering van de warmte aan de afnemer. **Afnemers** hebben een contract met hun leverancier. In de warmtesector is, in tegenstelling tot in de gas- en elektriciteitssector, geen sprake van landelijke en regionale netbeheerders.⁷⁷ De **eigenaar** of **beheerder** van een warmtenet is meestal ook de warmteleverancier. Soms is de warmteleverancier tevens warmteproducent. **Investeerders** en **financiers** investeren in warmteactiviteiten en helpen bij het aantrekken van financiering voor warmtenetten. Dit kunnen zowel private partijen als publieke partijen (bijvoorbeeld gemeenten) zijn, of een combinatie van deze twee (in dat geval is er sprake van een publiek-private samenwerking oftewel PPS) (Ecorys & Innoforte, 2016a).

⁷⁷ In de toekomstige warmtevoorziening is dit wel mogelijk. GasUnie wordt bijvoorbeeld beheerder van WarmtelinQ, de aan te leggen warmtetransportleiding die restwarmte uit industrieën in het Rotterdamse havengebied gaat vervoeren naar de regio Den Haag (WarmtelinQ, 2021). Ook nemen huidige netbeheerders voor gas en elektriciteit inmiddels positie bij warmtenetten in door de rol als warmtenetbeheerder (Enplus is de dochteronderneming van Enexis en Firan die van Liander) (Atriensis, 2021). Netwerkbedrijven mogen netten voor warmte en koude aanleggen, maar de productie, handel en levering is niet toegestaan (ACM, 2021c).



De toezichthouder (**Autoriteit Consument en Markt - ACM**) is belast met taken ter uitvoering van de Warmtewet en ziet toe op de naleving van de wet (artikel 15 Warmtewet). Sinds 1 januari 2014 (dit is de datum van de inwerkingtreding van de Warmtewet) moeten alle leveranciers die warmte leveren aan afnemers met een aansluiting tot 100 kW zich aanmelden bij ACM (Ecorys & Innoforte, 2016a).⁷⁸ ACM stelt jaarlijks de maximumprijs vast voor de levering van warmte (artikel 5 Warmtewet) en voert elke twee jaar de Rendementsmonitor warmteleveranciers (artikel 7 Warmtewet, zie verder '*Welke instrumenten worden ingezet om de doelen te halen?*') uit. ACM rapporteert aan de minister van EZK over de uitkomsten van deze monitor (artikel 7.1 Warmtewet).

Het **ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK)** is verantwoordelijk voor de wetgeving rond tariefregulering. EZK is ook het ministerie dat aan het voorstel voor de nieuwe Warmtewet - de Wet collectieve warmtevoorziening - werkt (Ministerie van EZK, 2021c).

De Warmtewet komt, in tegenstelling tot de Gaswet en de Elektriciteitswet, niet voort uit een Europese verordening.

WAT ZIJN DE DOELEN?

De aanleiding van de Warmtewet was de behoefte om kleinverbruikers te beschermen tegen te hoge prijzen en het waarborgen van een betrouwbare levering van warmte aan kleinverbruikers. Doordat afnemers verbonden zijn aan één leverancier en meestal geen alternatief hebben, kan dit een kwetsbare positie opleveren (Ecorys & Innoforte, 2016a). Het hoofddoel van de huidige Warmtewet is nog steeds consumentenbescherming. Dit wordt vormgegeven door middel van bepalingen gericht op tariefbescherming en leveringszekerheid voor de afnemer en onafhankelijk toezicht (Ministerie van EZ, 2017).

WELKE INSTRUMENTEN WORDEN INGEZET OM DE DOELEN TE HALEN?

De twee belangrijkste instrumenten die worden ingezet ter tariefbescherming zijn:

- voorkomen dat een gemiddelde warmteafnemer niet meer betaalt dan wat een gemiddelde gasafnemer zou betalen (**Niet-Meer-Dan-Anders (NMDA)-principe**);
- door middel van periodieke monitoring (**Rendementsmonitor**) voorkomen dat warmteleveranciers onredelijk hoge rendementen behalen.

Het NMDA-principe is geïntroduceerd vanuit de gedachte dat een gemiddelde warmteafnemer niet meer mag betalen dan wat een gemiddelde gasafnemer zou betalen. In artikel 5 van de Warmtewet staat dat ACM jaarlijks de maximumtarieven vaststelt die een leverancier ten hoogste mag berekenen voor de levering van warmte. Dit maximumtarief is gebaseerd op de kosten die een verbruiker zou maken voor het verkrijgen van dezelfde hoeveelheid warmte bij het gebruik van aardgas als energiebron (Ministerie van EZK, 2021b). ACM baseert zich hierbij op de gasprijzen die de tien grootste gasleveranciers per 1 januari van dat jaar gemiddeld in rekening brengen (ACM, lopend-c).

De andere vorm van tariefbescherming is de Rendementsmonitor en is bedoeld om de transparantie van de markt te vergroten. Om te voorkomen dat bedrijven op basis van de maximumtarieven onredelijk hoge rendementen behalen staat in artikel 7.1 van de Warmtewet dat ACM de rendementen van warmteleveranciers elke twee jaar monitort. Waar nodig kan ACM de maximumtarieven van individuele warmteleveranciers aanpassen (Ministerie van EZK, 2021b). Uit de recentste Rendementsmonitor (2017-2018) blijkt dat de gemiddelde rendementen over de jaren heen zijn gestegen, maar dat het gemiddelde rendement in de sector binnen de bandbreedte van een redelijk geacht rendement valt (ACM, 2020a). ACM heeft dus nog niet hoeven ingrijpen.

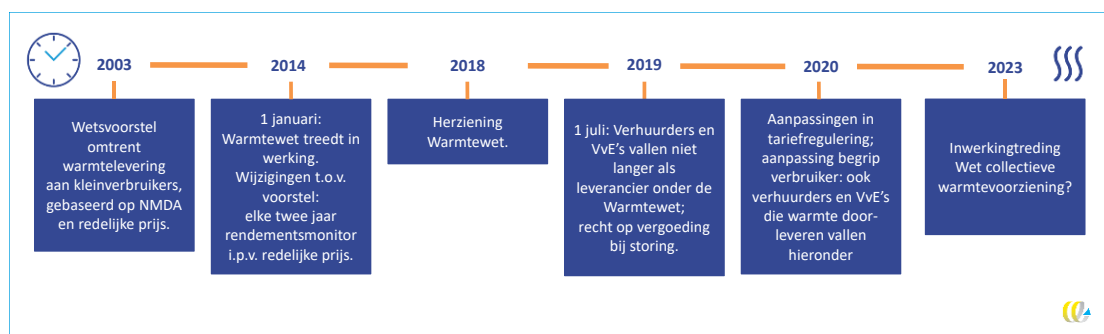
⁷⁸ [Op deze website](#) publiceert ACM de warmteleveranciers aan wie een vergunning is verleend

De rendementsmonitor geeft een beeld van het gewogen gemiddelde van de hele sector. In artikel 7.2-7.4 van de Warmtewet staat dat ACM ook bevoegd is om onderzoek te doen naar de rendementen van individuele warmteleveranciers. Als de betreffende leverancier een hoger dan het door ACM vastgestelde redelijke rendement behaalt, kan ACM ingrijpen door het maximumtarief voor de betreffende leverancier te corrigeren.

HOE IS HET REGULERINGSKADER VORMGEGEVEN?

Historische context

De volgende figuur geeft de belangrijkste ontwikkelingen en wijzigingen in de Warmtewet op hoofdlijnen weer. Hieronder gaan we in meer detail in op de historische context.



In 2003 dienden twee leden van de Tweede Kamer een wetsvoorstel in voor regels omtrent de levering van warmte aan kleinverbruikers (de oorspronkelijke Warmtewet).⁷⁹ De tariefregulering die hierin was opgenomen was tweeledig: (1) een prijsplafond gebaseerd op het zogenoemde 'Niet-Meer-Dan-Anders' (NMDA) principe, en (2) een vereiste om een redelijke prijs in rekening te brengen, gebaseerd op de door de warmteleverancier gemaakte kosten. Deze oorspronkelijke Warmtewet is in 2008 door de Tweede Kamer aangenomen en in 2009 door de Eerste Kamer.⁸⁰ Door uitvoeringsproblemen is de wet echter niet meteen in werking getreden (Ecorys & Innoforte, 2016a). Wel waren de consumententarieven voor grootschalige warmtenetten al ruim vóór de inwerkingtreding van de Warmtewet gebaseerd op het NMDA-principe. Sinds 1993 stelde Energie-Nederland namelijk jaarlijks een tariefadvies op voor de levering van warmte aan kleinverbruikers, gebaseerd op de gasreferentie (CE Delft, 2009, Energie-Nederland, 2012).

Uit onderzoek van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMA, 2010a)⁸¹ bleek dat, in tegenstelling tot de veronderstelling van de initiatiefnemers van de Warmtewet, warmteleveranciers geen hoger dan redelijk rendement behaalden. Daarom zijn een aantal wijzigingen in het wetsvoorstel aangebracht. In het gewijzigde wetsvoorstel is niet opgenomen dat de warmtetarieven redelijk moeten zijn. Wel is bepaald dat ACM iedere twee jaar de rendementen in de warmteleveringsmarkt monitort (rendementsmonitor) en mag ingrijpen op de tarieven die warmteleveranciers bij afnemers in rekening brengen. Ook bleef het prijsplafond via het NMDA-principe gehandhaafd. Het wijzigingsvoorstel is in 2013 door de Eerste en Tweede Kamer aangenomen.⁸² Op 1 januari 2014 is de Warmtewet in werking getreden.

In 2018 is de Warmtewet herzien⁸³ (RVO, 2020). De inwerkingtreding van de wet tot wijziging van de Warmtewet kent verschillende fases. Sinds 1 juli 2019 is de Warmtewet niet meer van toepassing op verhuurders en VvE's die

⁷⁹ [Parlementaire Monitor : Kamerstuknr. 29048 - wetsvoorstel Initiatiefwet Warmtewet](#)

⁸⁰ [Eerste Kamer der Staten-Generaal : kamerstuknr. 29048 Initiatiefvoorstel- Ten Hoopen en Samsom Warmtewet](#)

⁸¹ De NMA is in 2013 met de Onafhankelijke Post en Telecommunicatie Autoriteit (OPTA) gefuseerd tot ACM (ACM, lopend-a).

⁸² [Eerste Kamer der Staten Generaal : Kamerstuknr. 32839 Novelle Warmtewet](#)

⁸³ [Staatsblad van het Koninkrijk der Nederlanden : Wet van 4 juli 2018 tot wijziging van de Warmtewet \(wijzigingen naar aanleiding van de evaluatie van de Warmtewet\)](#)

warmte leveren. Huishoudens die warmte van een verhuurder of VvE krijgen, hebben namelijk al bescherming via het huurrecht of via VvE-bepalingen (ACM, 2019). Bovendien worden hiermee administratieve, organisatorische en financiële lasten voor woningcorporaties en VvE's weggenomen, bijvoorbeeld ten aanzien van het sluiten van een leveringsovereenkomst, boekhouding en facturering (Ecorys & Innoforte, 2016a). Een ander gevolg van de herziening is dat sinds 1 juli 2019 het recht op vergoeding bij een storing in de levering van warmte is opgenomen in de Warmtewet.

De onderdelen van de wet tot wijziging van de Warmtewet die betrekking hebben op tariefregulering zijn sinds 1 januari 2020 van kracht.⁸⁴ Een andere belangrijke wijziging die op 1 januari 2020 van kracht is geworden, is de aanpassing van het begrip verbruiker. Sinds 2020 zijn verbruikers niet enkel huishoudens met een warmteaan-sluiting tot 100 kW, maar is dit begrip uitgebreid naar verhuurders en VvE's met een aansluiting van meer dan 100 kW die warmte doorleveren aan hun huurders/leden. Sinds 2020 zijn ook deze verbruikers beschermd door de Warmtewet.⁸⁵

Warmtewet, warmtebesluit, warmteregeling

In de Warmtewet⁸⁶ zijn de wettelijke kaders vastgelegd voor onder meer de maximale tarieven voor de levering van warmte. Het warmtebesluit⁸⁷ dient ter uitvoering van de Warmtewet. In het Warmtebesluit is de formule vastgelegd voor het bepalen van de maximumprijs voor de levering van warmte. Een aantal parameters voor deze formule zijn vastgelegd in de warmteregeling⁸⁸. Deze ministeriële regeling wordt gemonitord door het nationaal Expertisecentrum Warmte (ECW) van de RVO, zodat deze periodiek kan worden aangepast (Ecorys & Innoforte, 2016a).

Tariefregulering in de wet tot wijziging van de Warmtewet

Sinds 1 januari 2020 zijn de onderdelen van de wet tot wijziging van de Warmtewet van kracht. Dit heeft als gevolg dat ACM sinds 2020 jaarlijks voor meerdere tariefcomponenten maximumtarieven vaststelt: voor warmtelevering op verschillende temperatuurniveaus, voor de levering van koude (koeling) in een warmtenet, voor de verhuur van verschillende afleversets en voor de aansluitbijdrage en afsluitbijdrage (ACM, 2019).

WAT ZIJN DE VERSCHILLENDE TARIEFCOMPONENTEN?

In de Warmtewet is vastgelegd dat ACM de maximumtarieven vaststelt voor:

- de warmtelevering (maximum leveringstarieven);
- het meettarief van warmteleveranciers;
- de eenmalige aansluitbijdrage;
- de afsluitbijdrage;
- de verhuur van afleversets.

Hieronder bespreken wij deze verschillende tariefcomponenten.

ACM stelt deze maximumtarieven vast op grond van de bepalingen uit de Warmtewet. De methodiek voor het vaststellen van de maximumtarieven is op hoofdlijnen vastgelegd in het warmtebesluit en de warmteregeling (ACM, 2020h). Er zijn verschillende methodieken voor het vaststellen van de maximumtarieven van de verschillende prijscomponenten. De eerste methodiek is het NMDA-principe, oftewel de gasreferentie. Het NMDA-principe

⁸⁴ [Staatsblad van het Koninkrijk der Nederlanden : Besluit van 26 maart 2019 tot vaststelling van het tijdstip van inwerkingtreding van de wet van 4 juli 2018 tot wijziging van de Warmtewet \(wijzigingen naar aanleiding van de evaluatie van de Warmtewet\) \(Stb 2018, 311\)](#)

⁸⁵ [Besluit van 26 maart 2019 tot vaststelling van het tijdstip van inwerkingtreding van de wet van 4 juli 2018 tot wijziging van de Warmtewet \(wijzigingen naar aanleiding van de evaluatie van de Warmtewet\) \(Stb 2018, 311\)](#)

⁸⁶ [BWBR0033729/2021-10-09 Hoofdstuk2. Levering van warmte](#)

⁸⁷ [BWBR0033940/2020-10-25 : Warmtebesluit](#)

⁸⁸ [BWBR0033862/2020-01-01 : Warmteregeling](#)

dient als grondslag voor het vaststellen van het maximum leveringstarief. Voor het meettarief geldt ook een gas-referentie. Hierbij baseert ACM het meettarief op het meettarief gas voor hetzelfde jaar. Voor de overige tarief-categorieën (aansluit- en afsluitkosten en huurtarieven voor afleversets) geldt een kostengebaseerde regulering. Dit houdt in dat ACM de maximumtarieven baseert op de gemiddelde werkelijke kosten (ACM, 2020h).

1. Maximum leveringstarieven

ACM berekent de maximum leveringstarieven op basis van de methodiek uit het Warmtebesluit en de parameters uit de Warmteregeling. De Warmtewet definieert warmte als *“thermische energie die ten behoeve van ruimte-verwarming of verwarming van tapwater wordt geleverd door middel van transport van water”* (artikel 1). Er wordt onderscheid gemaakt in warmte die bestemd is voor ruimteverwarming en warmte die bestemd is voor warmtapwater. Afhankelijk van de temperatuur van het warmtenet, is de warmte direct geschikt voor ruimte-verwarming en/of warmtapwater, of moet het door de afnemer nog worden opgewaardeerd tot een bruikbare temperatuur. Ook hiermee houdt ACM rekening bij het bepalen van het maximum leveringstarief voor warmte. Bij het bepalen van het maximum leveringstarief maakt ACM een onderscheid tussen het gebruiksonafhankelijke tarief (ook wel vast tarief of vastrecht genoemd) en het gebruiksfhankelijke tarief (ook wel verbruikstarief of variabel tarief genoemd). Tot slot bepaalt ACM een tarief voor de levering van koude, in het geval dat er sprake is van een systeem waarbij de afnemer niet de vrije keuze heeft om alleen koude af te nemen (ACM, 2020h).

2. Maximum meettarief

ACM bepaalt het maximum meettarief voor warmteverbruik door dit tarief gelijk te stellen aan het meettarief gas exclusief btw voor datzelfde jaar (ACM, 2020h).

3. Maximumtarieven aansluitingen

ACM stelt maximumtarieven vast voor verschillende aansluitcategorieën. De Warmtewet maakt onder meer een onderscheid tussen individuele aansluitingen⁸⁹ en centrale aansluitingen⁹⁰. Daarnaast maakt ACM een onderscheid tussen het tarief voor aansluitingen met een lengte van maximaal 25 meter en het meerlengtetarief per meter boven de 25 meter. Aansluitingen waarbij sprake is van meerlengte komen zelden voor (ACM, 2020h).

4. Maximumtarieven afsluitingen

ACM stelt maximumtarieven vast voor het afsluiten van een individuele of centrale aansluitingen. Daarbij maakt ACM onderscheid in een tijdelijke afsluiting, die binnen twee jaar weer hersteld kan worden, of een definitieve afsluiting, waarbij de gehele fysieke aansluiting wordt verwijderd. In gevallen waar de levering van koude noodzakelijk is voor de levering van warmte geldt daarnaast een apart tarief voor het afsluiten van het koudegedeelte van de afsluiting (ACM, 2020h).

5. Maximum huurtarieven afleversets

De afleverset is de installatie waarmee energieoverdracht plaatsvindt tussen een warmtenet en een binnen-installatie (individuele afleverset) of een in pandig leidingstelsel (collectieve afleverset, voor meerdere gebruikers). De warmteleverancier installeert en onderhoudt de afleverset, vandaar dat ACM een maximumtarief opstelt waarvoor een warmteleverancier een afleverset ter beschikking mag stellen. Afleversets worden gebruikt voor de levering van warmte ten behoeve van ruimteverwarming of ten behoeve van de verwarming van tapwater of een combinatie van beide. ACM stelt maximum huurtarieven vast voor de verschillende soorten afleversets (ACM, 2020h).

⁸⁹ Eén of meer leidingen en daarmee verbonden hulpmiddelen bestemd voor transport van warmte tussen een binneninstallatie van een individuele gebruiker en een warmtenet of een in pandig leidingstelsel (Warmtewet artikel 1).

⁹⁰ Leidingen bestemd voor het transport van warmte bestemd voor gebruikers aangesloten op het in pandig leidingstelsel, gelegen tussen het warmtenet en het in pandig leidingstelsel (Warmtewet artikel 1).

Bijdrage aansluitkosten (BAK) wordt niet door ACM vastgesteld

Huishoudens die willen aansluiten op een warmtenet betalen naast het tarief voor een aansluiting mogelijk ook een 'bijdrage aansluitkosten' (BAK). Met de BAK wil de eigenaar of projectontwikkelaar een deel van de investeringen in de aanleg van het warmtenet terugverdienen. ACM stelt deze kosten niet vast omdat deze kosten vaak bij de prijs of huur van een gebouw horen (ACM, lopend-b). Omdat de aanlegkosten van warmtenetten verschillen van project tot project, verschilt op dit moment ook de bijdrage aansluitkosten per project. Hierdoor betalen afnemers in elke buurt verschillende tarieven voor de aansluiting (CE Delft, 2017b).

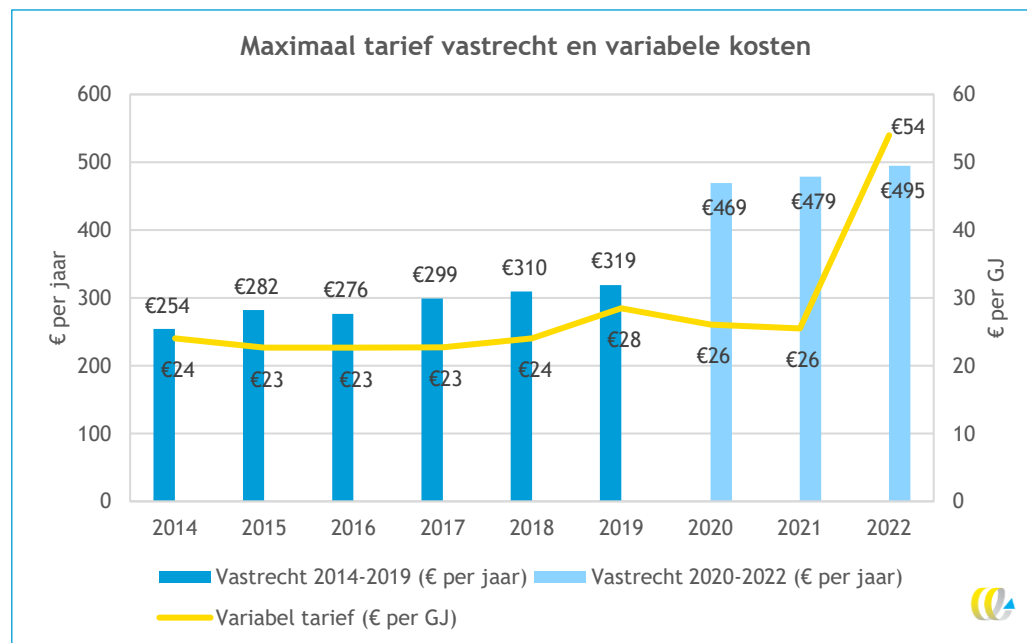
RECENTE ONTWIKKELINGEN IN TARIEVEN EN TARIEFREGULERING

Ontwikkeling in maximale tarieven

Figuur 19 geeft de ontwikkeling in de maximale tarieven van vastrecht en maximale variabele kosten voor warmtelevering in de periode 2014-2019 weer. Uit gegevens van het CBS (2021) blijkt dat de schommelingen in het variabele tarief van warmte overeenkomt met veranderingen in de aardgasprijs van huishoudens. Dit is in de figuur duidelijk te zien aan de sterke stijging in de maximale variabele warmtetarieven in 2022 als gevolg van hoge gasprijzen. In 2022 zijn de maximale tarieven voor een GJ warmte meer dan dubbel zo hoog in vergelijking met de tarieven in 2021. Sinds 2020 is het maximale vastrecht afhankelijk van het type aansluiting. De bedragen die zijn weergegeven in de figuur zijn de maximale kosten van een aansluiting voor zowel ruimteverwarming als warmtapwater.

De warmtetarieven van de vijf grote warmteleveranciers⁹¹ waren in 2021 bij een warmteverbruik van 30 GJ 4-12% lager dan de maximumtarieven. Bij deze warmteleveranciers variëren de warmtekosten voor huishoudens bij een verbruik van 30 GJ tussen 1.224 en 1.334 euro. Lokaal kunnen de tarieven echter afwijken, bijvoorbeeld door verschillen in het vastrecht. Hierdoor kunnen verschillen ontstaan in de tarieven tussen regio's (Woonbond, 2021).

Figuur 19 - Maximaal tarief vastrecht en maximale variabele kosten



Bron: ACM.

⁹¹ Dit zijn Ennatuurlijk, HVC, Vattenfall, Eneco en SVP.

TRENDS ENERGIEDRAGERS TOT 2030 EN 2030-2050

Toekomst van warmtenetten in Nederland

Met de transitie naar een aardgasvrije gebouwde omgeving zullen warmtenetten in een steeds groter deel van de warmtevraag van de gebouwde omgeving voorzien. Uit onderzoek van PBL (2017) blijkt dat warmtenetten de potentie hebben om op termijn circa de helft van de benodigde warmte te leveren. Ter vergelijking: momenteel wordt circa 4% van de nationale warmtevraag via warmtenetten geleverd (PBL, 2017). Dat betekent dat de komende jaren sterk geïnvesteerd moet worden in warmtenetten. PwC (2021) verwacht dat het aantal woningen dat op een warmtenet is aangesloten in 2030 is toegenomen tot 1,3 miljoen (ter vergelijking: in 2018 waren 0,3 miljoen woningen op een warmtenet aangesloten). Kalavasta en Berenschot (2021) hebben uitgerekend dat tot 2050 31 miljard euro aan extra investeringen nodig zijn in de infrastructuur voor warmtenetten.

De huidige warmtenetten in Nederland worden veelal gevoed door één grote - vaak fossiel gestookte - warmtebron of een beperkt aantal warmtebronnen van één eigenaar. Nieuwe warmtenetten zullen doorgaans gevoed worden door meerdere hernieuwbare warmtebronnen, zoals aquathermie, biomassa, zonthermie of bodem-energie. Tot nu toe zijn de transportleidingen en distributienetten meestal eigendom van één bedrijf. Dit zal bij toekomstige warmtenetten waarschijnlijk veranderen door het toenemende aantal warmteproducenten (en warmtebronnen) dat op warmtenetten wordt aangesloten. Een efficiënte manier om in de toekomst warmte van verschillende warmtebronnen en producenten te kunnen benutten, is verschillende producenten hun warmte te laten aanbieden op één warmtenet: third party access (TPA). Echter zodra verschillende warmteproducenten op één net opereren, wordt het vaststellen van een maximale of redelijke prijs voor warmtelevering een complexe zaak. Een van de redenen hiervoor is dat de warmteleveranciers op verschillende afstanden van de afnemers kunnen opereren (en dus een kleiner of groter deel van het transportnet nodig hebben om hun warmte te kunnen afzetten) (PBL, 2017). Een voorbeeld van een warmtenet waarop meerdere bronnen zijn aangesloten is het warmtenet in Rotterdam. Dit warmtenet wordt o.a. gevoed met restwarmte van de elektriciteitscentrale van Uniper en restwarmte van afvalenergiecentrale Rozenburg.

Wet collectieve warmtevoorziening

Het ministerie van EZK stelt dat de Warmtewet tot dusverre vooral een consumentenbeschermingswet is, met regels ten aanzien van tarieven en leveringszekerheid. Echter om de ambities uit het Klimaatakkoord rond duurzame warmte en de benodigde infrastructuur waar te maken, worden de regels aangevuld om de beoogde groei en verduurzaming van collectieve warmtesystemen te realiseren. Om de beoogde groei in warmtenetten te faciliteren, is een verandering in de rollen en verantwoordelijkheden in de warmtemarkt nodig. Deze systeemwijziging moet middels de Wet collectieve warmtevoorziening (ook wel Warmtewet 2 genoemd) worden doorgevoerd.

De vier doelen van het wetsvoorstel zijn:

- groei van collectieve warmtesystemen mogelijk maken door nieuwe spelregels (marktordening);
- meer transparantie in de tariefstelling (tariefbescherming);
- aanscherpen vereisten voor leveringszekerheid;
- zeker stellen van de verduurzaming.

Marktordening in de Wet collectieve warmtevoorziening

Het ministerie van EZK voorziet een marktordening waarbij gemeenten de regie kunnen voeren op basis van de wijkgerichte aanpak en waarbij de warmtebedrijven meer zekerheid hebben over inkomsten. De Wet collectieve warmtevoorziening moet gemeenten in staat stellen een warmtekavel vast te stellen. Een warmtekavel is een gebiedsafbakening van wijken/gebouwen waarvoor de gemeente collectieve warmte overweegt. Ook krijgen gemeenten de bevoegdheid om een warmtebedrijf aan te wijzen dat een warmtenet voor een bepaalde tijd (20-30 jaar) binnen dit kavel mag aanleggen en exploiteren (Ministerie van EZK, 2019, Ministerie van EZK, 2020b).

Tariefregulering in de Wet collectieve warmtevoorziening

De huidige tarifiering op basis van de gasreferentie (het NMDA-principe) is in de context van een energietransitie niet houdbaar (Ministerie van EZK, 2019). Dit komt doordat de gasreferentie steeds minder verband houdt met de onderliggende kosten voor de warmtelevering naarmate er meer gebruik wordt gemaakt van andere, duurzamere warmtebronnen. Bovendien komt door deze koppeling de extra energiebelasting op gas ook in het warmtetarief

terecht, terwijl de hogere belasting op aardgas juist bedoeld is om mensen te prikkelen van het gas af te gaan (Woonbond, 2021). Van een hogere aardgasprijs (bijvoorbeeld door een hogere belasting op aardgas) gaat nu dus geen directe prikkel uit naar afnemers om over te stappen naar collectieve warmte. De koppeling van warmtetarieven aan de gasprijs zou zelfs kunnen bijdragen aan de negatieve perceptie van (de prijs van) warmte (Ministerie van EZK, 2019).

De uitgangspunten voor de nieuwe tariefmethodiek zijn: prijsbescherming aan consumenten, bevordering van efficiëntie, bijdragen aan een positief investeringsklimaat en uitvoerbaarheid (Ministerie van EZK, 2019). Het ministerie van EZK voorziet een tariefsystematiek waarbij (1) kleinverbruikers de zekerheid hebben dat zij niet meer betalen dan nodig is en (2) warmtebedrijven tegelijkertijd de zekerheid hebben dat zij hun kosten inclusief een redelijk rendement kunnen terugverdienen. Warmtebedrijven krijgen de wettelijke taak om warmtenetten tegen zo efficiënt mogelijke kosten met een duurzame en betrouwbare kwaliteit te realiseren. Het voornemen is dat in de nieuwe Wet collectieve warmtevoorziening de tariefsystematiek gebaseerd is op de onderliggende kosten (Ministerie van EZK, 2020f). Een belangrijk verschil met de huidige Warmtewet is dus dat er grote verschillen kunnen ontstaan tussen warmtetarieven voor afnemers in verschillende regio's.

Het ministerie van EZK heeft onderzoek laten doen naar verschillende opties voor een tariefsystematiek, als alternatief voor de gasreferentie. Uit dit onderzoek lijkt de maatstafregulering op de lange termijn de geschiktste optie te zijn. De maximumtarieven die warmtebedrijven in rekening mogen brengen worden dan bepaald op basis van een vorm van maatstafconcurrentie. Hierbij worden de maximumtarieven berekend op basis van een model waarbij concurrentie tussen warmtesystemen wordt nagebootst (Ministerie van EZK, 2020f). Maatstafregulering lijkt dus een geschikte optie voor de lange termijn. Het advies⁹² hierbij is om deze wijziging over een langere periode (bijvoorbeeld 5 tot 10 jaar) door te voeren. De overgangperiode zou kunnen bestaan uit een kosten-gebaseerde referentieprijs, waarbij de huidige gasreferentie gecorrigeerd wordt op basis van een warmte-specifieke kostengebaseerde index (Ministerie van EZK, 2020f).

De tariefregulering in het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening is van toepassing op zowel klein- als grootverbruikers. Kleinverbruikers zijn gedefinieerd als afnemers met een aansluiting tot 100 kW, met uitzondering van huurders of VvE-leden die warmte doorgeleverd krijgen van de verhuurder of VvE (overeenkomstig met de bestaande situatie: huurders worden al beschermd door het huurrecht en leden van een VvE door de organisatiestructuur van de VvE). In het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening worden grootverbruikers als volgt gedefinieerd: afnemers van collectieve warmte met een (centrale leverings- aansluiting van groter dan 100 kW. Van de definitie van grootverbruikers zijn uitgezonderd: de levering van warmte voor industriële of productieprocessen en de levering van warmte die niet hoofdzakelijk geleverd wordt ten behoeve van ruimteverwarming en warmtapwater. Voor warmtelevering aan grootverbruikers moeten de tarieven de werkelijke kosten reflecteren. De berekeningsmethode en de tarieven moeten transparant en non-discriminatoire zijn en uitgaan van redelijk rendement. Op verzoek van een verbruiker zal ACM toetsen of de berekeningsmethode aan deze eisen voldoet.⁹³

Leveringszekerheid in de Wet collectieve warmtevoorziening

In de toelichting van de Wet collectieve warmtevoorziening staat dat "het voornemen is om warmtelevering door collectieve warmtesystemen en warmtetransportnetten, net als distributienetten voor gas en elektriciteit, aan te merken als vitaal proces" (Ministerie van EZK, 2020e). Doordat collectieve warmtesystemen in veel gevallen sterk afhankelijk zijn van één hoofdbron, is het momenteel uitdagend om de leveringszekerheid in noodsituaties te borgen. Dit komt door het lokale karakter van collectieve warmtesystemen, waardoor de mogelijkheden beperkt zijn om in zo'n situatie de warmtelevering door een ander bedrijf over te laten nemen. De huidige regels voor leveringszekerheid zijn vooral gericht op ingrijpen bij acute noodsituaties, vrijwel niet op het voorkomen daarvan. Ook is momenteel niet duidelijk wie waarop kan worden aangesproken en waar eventuele kosten van ingrijpen kunnen worden verhaald. Daarom wordt een warmtebedrijf in het voorstel voor de Wet collectieve warmte-

⁹² Dit is het advies van onderzoeksbureau Oxera, dat in opdracht van het ministerie van EZK verschillende opties voor tariefsystematiek heeft onderzocht.

⁹³ Zie [artikel 7.9 van het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening](#).

voorziening integraal verantwoordelijk voor de gehele warmteketen en moet ervoor zorgen dat de leveringszekerheid op zowel korte als lange termijn zeker gesteld is (Ministerie van EZK, 2020e).

Duurzaamheid in de Wet collectieve warmtevoorziening

In de toelichting van de Wet collectieve warmtevoorziening staat dat er een instrumentarium nodig is om ervoor te zorgen dat investeringsmomenten (bijvoorbeeld bij de aanleg, onderhoud of uitbreiding van een warmtenet) worden benut om o.a. nieuwe duurzame warmtebronnen te ontsluiten. Het uitgangspunt van dit instrumentarium is dat deze primair stuurt op CO₂-reductie. Met het voorstel voor de Wet collectieve warmtevoorziening worden warmtebedrijven verplicht om per collectief warmtesysteem te voldoen aan een minimaal haalbaar pad voor verduurzaming (van 40 kg CO₂ per GJ in 2022 met jaarlijkse stappen van ongeveer 1,9 kg CO₂ per GJ naar 25 kg CO in 2030. Vóór 2030 wordt het pad naar CO₂-vrije warmte in 2050 verder vormgegeven (Ministerie van EZK, 2020e).

Vaststelling Wet collectieve warmtevoorziening uitgesteld

In de oorspronkelijke planning zou de Wet collectieve warmtevoorziening op 1 januari 2022 in werking treden. In de zomer van 2020 heeft de internetconsultatie van het wetsvoorstel plaatsgevonden. Dit heeft geleid tot aanpassing van het wetsvoorstel. Desondanks zijn er verschillende (lokale) overheden die vinden dat de mogelijkheden om te sturen op een publieke uitvoeringspartner onvoldoende zijn. Zij willen vooraf een expliciete voorkeur kunnen uitspreken voor een type warmtebedrijf: publiek, privaat of een samenwerkingsvorm (Ministerie van EZK, 2021c). Op dit moment is niet bekend wanneer de Wet collectieve warmtevoorziening in werking zal treden. Het is de bedoeling dat het wetsvoorstel begin 2023 aan de Tweede Kamer wordt aangeboden (Ministerie van EZK, 2022).

B Validatie-interviews

Naam	Organisatie
Marga Edens	Enexis Holding
Fons Jansen	Enexis Holding
Albert van der Molen	Stedin Groep
Gerja Koldenhof	Stedin Groep
Arno van Gestel en Menno van der Horst	Vattenfall Warmte
Ron Wit	Eneco
Jos Poot	Alliander
Bas van Zuijlen	TenneT
Hans Nikkels	TenneT