

Postbus 856 | 5201 AW 's-Hertogenbosch | Nederland

Energiekamer  
t.a.v. de heer drs. F.E. Koel  
Postbus 16326  
2500 BH DEN HAAG

adres Burg. Burgerslaan 40  
5245 NH Rosmalen  
postadres Postbus 856  
5201 AW 's-Hertogenbosch  
telefoon +31 73 853 16 41  
fax +31 84 713 83 44  
Internet [www.enexis.nl](http://www.enexis.nl)

datum 21 april 2010

ons kenmerk 10-SRA-uit-009

onderwerp Zienswijze concept-methodebesluit elektriciteit

uw kenmerk 103221\_1

behandeld door drs. J.L.T. Blommaert

telefoon 06-50630361

e-mail [jos.blommaert@enexis.nl](mailto:jos.blommaert@enexis.nl)

Geachte heer Koel,

Naar aanleiding van uw schrijven van 12 maart j.l. met bovenaangehaald kenmerk gelleve u onderstaand aan te treffen de zienswijze van Enexis naar aanleiding van het gepubliceerde concept-methodebesluit elektriciteit.

Enexis heeft kennis genomen van de zienswijze die Netbeheer Nederland namens de regionale netwerkbedrijven heeft ingediend en maakt deze tot de hare.

Aanvullend op de zienswijze van Netbeheer Nederland wil Enexis graag de volgende opmerkingen op het concept-methodebesluit onder uw aandacht brengen.

Nota bene: de zin in vet bovenaan pagina 5 is van vertrouwelijke aard. Indien u deze zienswijze wenst te publiceren dient u deze zin onleesbaar te maken.

#### **Aansluitdichtheid als ORV**

Enexis is van mening dat de Energiekamer een te beperkte definitie hanteert van kabel- en lijngerelateerde kosten in verband met onderzoek naar effecten van aansluitdichtheid en wel betreffende:

- a) netverliezen;
- b) capex stations en schakelvelden; en
- c) bedrijfslasten.

Ter toelichting moge het volgende dienen.

Ad a) Er wordt geen rekening gehouden met de extra netverliezen per aansluiting die het gevolg zijn van een substantieel langer netwerk. Netverliezen in een kabel zijn evenredig met de lengte van de kabel. Omdat bij lagere aansluitdichtheid de kabellengte per klant hoger is, zijn de netverliezen ook hoger. De kosten voor de netverliezen (in 2008 bijna 30% van de OPEX elektriciteit) zijn afhankelijk van aansluitdichtheid en deze kosten zijn daadwerkelijk te bepalen. Een indicatie van de technische netverliezen in kabels en transformatoren is dat het om maximaal 3,5% van de totale getransporteerde elektriciteit gaat. De Energiekamer heeft in het CODATA Informatieverzoek "Kengetallen elektriciteitsnetten (voorheen Wijzigingen Elektriciteitsnetten) Invulmodule NE-KEN (I)-09-06" cijfermatige data verkregen over de energieverliezen over het jaar 2008. Wij verzoeken de Energiekamer deze gegevens bij de finale besluitvorming te betrekken en waar nodig om nadere informatie te vragen ter bepaling van deze kosten.

Ad b) Bij lagere aansluitdichtheid zijn meer stations en schakelvelden per aansluiting nodig. Aangezien er een relatie bestaat tussen aansluitdichtheid en het aantal stations en schakelvelden is Enexis van mening dat deze kosten eveneens meegenomen moeten worden in de bepaling van het effect van aansluitdichtheid. Deze stelling wordt onderbouwd door Enexis Noord te vergelijken met Enexis Zuid. Enexis Noord is met 109 aansluitingen per km<sup>2</sup> landelijker dan Enexis Zuid met 215 aansluitingen per km<sup>2</sup>. Vanwege de lagere aansluitdichtheid zijn in het gebied van Enexis Noord meer transformatoren nodig. Dit resulteert in het gebied van Enexis Noord tot 64 aansluitingen per transformator, versus 80 aansluitingen per transformator in het gebied van Enexis Zuid. Omdat elke transformator in een station staat, leidt een lagere aansluitdichtheid dan ook tevens tot meer stations en meer net-componenten (middenspanningsinstallaties, laagspanningsrekken etc.) per aansluiting.

Ad c) De bedrijfslasten (OPEX exclusief inkopen, bv. onderhouds- en storingskosten) zijn afhankelijk van de lengte van het netwerk. Aangezien het grootste gedeelte van de activiteit van een netbeheerder aan de aanleg en bedrijfsvoering van kabels en lijnen is gerelateerd, zijn deze kosten substantieel. Enexis vindt dat deze kosten meegenomen moeten worden in de bepaling van het effect van aansluitdichtheid. Voor de bepaling van deze kosten kan een vast percentage van de aanschafwaarde gehanteerd worden. Dit is een gebruikelijke benaderingswijze in de technische branche.

Concluderend is Enexis van oordeel dat de motivering van de Energiekamer in het concept-methodebesluit waarom kabel- en lijngerelateerde kosten slechts voor een beperkt gedeelte meegenomen mogen worden niet correct is en verzoekt de Energiekamer dit te heroverwegen. Wij wijzen u erop dat wij ons standpunt in een brief gericht aan uw heer Plug d.d. 21 december j.l. (ons kenmerk 09-SRA-ult-024) nader hebben uiteengezet en hetgeen wij in deze brief opmerken dient ook als onderdeel van deze zienswijze te worden beschouwd. Wij hechten deze brief aan als Bijlage 1.

### **Decentrale opwek**

Gedurende de totstandkoming van het voorliggende ontwerp-methodebesluit Elektriciteit, heeft Enexis op een tweetal momenten schriftelijk gereageerd ten aanzien van het verwerken van kosten van DCO in de regulering. Zowel in onze eerste reactie (ons kenmerk 09-SRA-ult-012, d.d. 27 augustus 2009) als in de reactie van 22 oktober 2009 (ons kenmerk 09-SRA-ult-016) heeft Enexis haar bezwaren geuit en onderbouwd tegen het toevoegen van Invoedvolumes aan de samengestelde output (verder: "SO"). Naast het feit dat Enexis nooit enige reactie heeft ontvangen op de ingediende stukken, moeten we nu in het ontwerp-methodebesluit constateren dat de Energiekamer ook niets gedaan heeft met de door ons gemaakte opmerkingen. Enexis begrijpt dat de vigerende methode aanpassing behoeft, maar volgens ons leidt de voorgestelde methode niet tot het resultaat dat de Energiekamer voor ogen heeft.

Onze schriftelijke reacties, aangehecht als Bijlage 2 en Bijlage 3, dienen als onderdeel van deze zienswijze te moeten worden beschouwd en wij verzoeken de Energiekamer hier alsnog op in te gaan. We zullen de belangrijkste punten uit ons bezwaar hier herhalen:

- de (investerings)uitgaven ten behoeve van DCO lopen per geval behoorlijk uiteen. De Energiekamer heeft in 2004 reeds onderschreven<sup>1</sup> dat verschillende typen opwekking verschillende technische consequenties voor het netwerk veroorzaken. Naast deze technische consequenties heeft ook de locatie van de opwek-eenheid grote invloed op de (investerings)uitgaven die genoemd zijn met het faciliteren van de installatie. Het over één kam scheren van alle DCO-gerelateerde investeringen met als doel een "outputwaarde" te genereren doet daarom geen recht aan de onderliggende kosten;
- investeringen ten behoeve van DCO worden vaak "dedicated" voor een bepaalde installatie gerealiseerd waarbij de huidige verwachte economische levensduur van de betreffende installatie korter is dan die van de aan te leggen infrastructuur. Vanwege het vaak ontbreken van (andere) afnemers in de buurt van de DCO-installatie genereert de infrastructuur vanaf het moment van wegvallen dus geen

---

<sup>1</sup> Standpuntendocument Decentrale Opwekking (Den Haag, mei 2004, Energiekamer doc nr. 101701-35)

- opbrengsten (output) meer. De investeringskosten worden vanaf dat moment dan ook niet meer terugverdiend;
- bij het opnemen van DCO in de SO ontstaat het probleem dat DCO wordt meegenomen in de maatstafconcurrentie. Felt bij maatstafconcurrentie blijft dat investeringen slechts naar rato van het marktaandeel in de SO worden terugverdiend. Alleen bij DCO-gerelateerde investeringsuitgaven van netbeheerders die perfect overeenkomen met de verdeling van marktaandelen (aandeel in de SO) zou recht worden gedaan aan deze verdeling. Dit is vanzelfsprekend nooit het geval. In het geval dat DCO-gerelateerde investeringen in de maatstaf worden opgenomen leidt dit dus enerzijds tot netbeheerders die minder terugverdienen dan zij geïnvesteerd hebben, en anderzijds tot netbeheerders die meer terugverdienen dan ze ooit geïnvesteerd hebben. Dit is onredelijk;
  - de uit de investeringen voortvloeiende terugleveringen zijn behoorlijk instabiel; de economische crisis van eind 2008 die zich nog steeds manifesteert leert ons dat bijvoorbeeld in de regio Limburg 2/3e van het invoedvolume is weggevallen over de periode januari - juli 2009, zulks voornamelijk ten gevolge van faillissementen. Dit trekt dan ook een zware wissel op de keuze voor het basisjaar;
  - door decentrale opwekinstallaties worden inkoopkosten transport vermeden. In randnummer 164 geeft de Raad aan dat invoeding inderdaad "zou kunnen leiden tot uitgespaarde transportkosten". De Raad stelt vervolgens dat "de mogelijke besparing afhangt van de specifieke situatie en een kwantitatieve onderbouwing ontbreekt". Alvorens te besluiten om dit effect te negeren zou de Raad een gedegen onderzoek moeten (laten) doen om dit effect (kwantitatief) inzichtelijk te maken. Het simpelweg negeren van dit effect vanwege het ontbreken van een kwantitatieve onderbouwing is voor Enexis onbegrijpelijk;
  - de relatie tussen kosten enerzijds en de invoedvolumes anderzijds is nergens onderbouwd. In randnummer 156 stelt de Raad dat "Het idee van SO is dat het een indicator is van de mate waarin bij een netbeheerder efficiënte kosten worden veroorzaakt door de prestaties die hij levert". Ons inziens is een gedegen kostenonderzoek dus noodzakelijk alvorens DCO in de reguleringmethode te verwerken op de voorgestelde manier. Voor het toekennen van ORV's is een dergelijk onderzoek toch ook vereist? Overigens is decentrale opwek als ORV al eerder onderzocht.

Enexis is daarom nog steeds van mening dat een "add-on"-regeling voor DCO per netbeheerder de enige correcte manier is om de kosten die samenhangen met toekomstige investeringen op een eerlijke en correcte manier terug te verdienen door de werkelijke drager van deze kosten. Deze "add-on"-methode ziet Enexis als het bovenop de maatstaf, per netbeheerder, extra vergoeden van DCO-investeringen. Dus bovenop de reguliere vergoedingen in de maatstaf. Deze methode van behandelen van investeringen is ook de methode die naar de toekomst kijkt. De methode van reguleren zou ons inziens meer

toekomstgericht moeten zijn in plaats van terugkijkend. In elk geval treft de voorgestelde wijze van reguleren Enexis onevenredig hard in haar belangen.

Tenslotte zou voor toekomstige investeringen in DCO de op te stellen beleidsregel met betrekking tot uitbreidingsinvesteringen een oplossing kunnen gaan bieden. Maar de definitieve inhoud van die beleidsregel is nog niet bekend dus daarover kunnen we op dit moment nog geen mening geven.

### **Invoering capaciteitstarief**

Tijdens de klankbordgroep bijeenkomsten t.a.v. de methodebesluiten heeft Enexis reeds haar bezwaren geuit en onderbouwd tegen de voorgestelde methode aangaande het aanpassen van rekenvolumes voor kleinverbruikers. Tevens heeft Enexis hierop nog schriftelijk gereageerd (ons kenmerk 09-SRA-uit-023, d.d. 10 december 2009), welke brief als onderdeel van deze zienswijze moet worden beschouwd. Naast het feit dat nooit een reactie is ontvangen op de brief, moet Enexis ook op dit punt constateren dat de Energiekamer heeft gekozen om niets met onze opmerkingen te doen. Wij hechten deze brief aan als Bijlage 4.

In 2009 is ten behoeve van het faciliteren van het nieuwe marktmodel het capaciteitstarief ingevoerd. Voor facturatie doeleinden wordt nu voor kleinverbruikers een forfaitaire, uniforme reken capaciteit toegepast. Deze reken capaciteiten vereenvoudigen de administratieve processen in de markt, maar zijn geen maat voor de prestatie van netbeheerders.

In randnummer 54 van het ontwerp methodebesluit stelt de Energiekamer dat de inkomstenniveaus van netbeheerders nog niet volledig aan capaciteit gerelateerd zijn, waardoor er op dit moment, gemeten naar capaciteit, tussen netbeheerders nog verschillen in inkomstenniveaus bestaan.

Het capaciteitstarief is, zelfs op initiatief van Enexis, door de sector voorgesteld om het eenvoudiger te maken het gewenste leveranciersmodel in te voeren. Het is daarbij expliciet niet de bedoeling geweest de inkomensverdeling tussen de netbeheerders om die reden aan te passen. Daar was ook geen enkele aanleiding voor. De Energiekamer is blijkbaar van mening dat capaciteit een betere cost-driver is dan volume en tracht de huidige verschillen in inkomstenniveaus te nivelleren door de gefactuurde capaciteiten als maat te nemen voor de prestatie van netbeheerders, en daarmee als basis voor de toegestane inkomsten. Bij grootverbruikers wordt de werkelijk benutte capaciteit (plekwaarde,

kWmax) gemeten en gefactureerd en is daarmee in lijn met de prestatie van een netbeheerder. De uniforme, forfaitaire rekencapaciteit van kleinverbruikers die ingevoerd is ten behoeve van eenvoudige facturatie, zegt echter niets over de werkelijk benutte capaciteit van deze groep aangeslotenen. Het is voor Enexis dan ook onverklaarbaar dat de Energiekamer deze rekenhoeveelheden als maat voor de prestatie van netbeheerders wil gebruiken.

De Energiekamer gaat op die manier namelijk geheel voorbij aan het feit dat er tussen netbeheerders verschillen (kunnen) bestaan in werkelijke benutting van capaciteit door kleinverbruikers. Zoals gezegd wordt de werkelijk benutte capaciteit bij kleinverbruikers niet gemeten. Echter, het verbruik van deze klanten is een goede proxy voor de werkelijk benutte capaciteit van deze groep aangeslotenen. Dit kan empirisch worden aangetoond.

Enexis heeft het afgelopen jaar als pilot een groot aantal slimme meters geïnstalleerd bij verschillende afnemers. Deze slimme meters registreren naast het reguliere verbruik van de aansluiting ook de maximale benutting van de aansluiting in een bepaalde periode. Analyse van deze data bevestigt dat een hoger verbruik ook daadwerkelijk leidt tot een hogere maximale benutting en daarmee tot een hogere benutting van het elektriciteitsnet.

Ons inziens zou de Energiekamer bij het bepalen van de SO per netbeheerder dan ook rekening moeten houden met de verschillen in werkelijk benutte capaciteit tussen netbeheerders. De (forfaitaire) rekencapaciteit heeft om hierboven beschreven redenen geen link met de bedoelde prestatie van netbeheerders. De Energiekamer zou dan ook moeten corrigeren voor dit verschil.

Een praktische manier om hiermee om te gaan is door (per afnemerscategorie) het verbruik per aansluiting te berekenen en de verschillen ten opzichte van het gemiddelde te verdisconteren in de rekencapaciteiten van de verschillende netbeheerders. Op die manier doet de Energiekamer recht aan de verschillen tussen netbeheerders in (werkelijk) benutte netwerkcapaciteit door kleinverbruikers.

Tenslotte is de Energiekamer ons inziens verplicht om bij een wijziging van de methode (prestatiemeting op basis van capaciteit in plaats van verbruik) dit gedegen te onderbouwen. Het zonder onderbouwing wijzigen van de methode op dit punt is volgens Enexis dan ook volstrekt arbitrair.

### **Productiviteitsverandering – forward looking**

De productiviteitsverandering die de Energiekamer van netbeheerders verwacht is een belangrijk onderdeel voor de bepaling van de toegestane Inkomsten. Ondanks de mondeling en schriftelijk onderbouwde en voorgestelde aanpassingen op dit punt is de Energiekamer wederom voornemens om de verwachte productiviteitsverandering te baseren op de gezamenlijke kostenontwikkeling van zowel operationele kosten (exclusief Inkoopkosten transport) als kapitaalslasten uit het verleden.

Wat betreft de operationele kosten is dit ons inziens een juiste benaderingswijze, netbeheerders kunnen deze kosten immers direct beïnvloeden en worden zo gestimuleerd om efficiënter te gaan werken. Voor operationele kostenontwikkelingen is aansluiten bij het recente verleden dan ook correct voor zover het om beïnvloedbare kosten gaat. Echter, onder niet-beïnvloedbare kosten vallen volgens Enexis naast Inkoopkosten van TenneT ook de inkoopkosten van de netverliezen.

In het concept-methodebesluit voor de transporttarieven van TenneT (uw kenmerk 103096\_1/141, randnummer 159) schrijft de Raad dat TenneT geen invloed uit kan oefenen op de elektriciteitsprijzen en dat de kosten van het netverlies dus niet-beïnvloedbaar zijn. Het is ons dan ook een raadsel waarom de Raad van mening is dat deze kosten voor regionale netbeheerder WEL beïnvloedbaar zouden zijn.

De kapitaalskosten daarentegen zijn grotendeels gerelateerd aan investeringskosten die samenhangen met wettelijke taken van netbeheerders om nieuwe klanten aan te sluiten, bedrijfsmiddelen tijdig te vervangen, te zorgen voor voldoende capaciteit, etc. Deze kosten worden dus enerzijds bepaald door de toestand van het net en samenhangend vervangingsbeleid (vervangingsinvesteringen) en anderzijds door de (verwachte) vraag naar (extra) capaciteit van klanten (uitbreidingsinvesteringen). Kapitaalskosten worden tevens als "vaste kosten" voor de lange termijn gemaakt en hebben vrijwel geen verband met de korte termijn ontwikkeling die resulteert uit de trendanalyse van de vorige reguleringsperiode.

Terugkijken op investeringen in het verleden en de ontwikkeling doortrekken naar de toekomst zonder met de bijzondere aard en historische achtergrond van de kapitaalkosten rekening te houden is ons inziens dus zeker niet de meest geschikte manier om tot een voorspelling van de productiviteitsverbetering te komen.

### Innovatieprikkel

Enexis heeft kennis genomen van het standpunt van de Energiekamer dat omtrent innovatie geen additionele prikkels in het reguleringssysteem zullen worden opgenomen. Wij betreuren dit ten eerste, mede in verband met de ontwikkeling en implementatie van zogenaamde smart grids. Wij verwijzen u naar onze reactie op het consultatiedocument, welke tevens als onderdeel van deze zienswijze moet worden beschouwd. Wij hechten deze zienswijze d.d. 13 november 2009 (ons kenmerk 09-SRA-ult-019) aan als Bijlage 5. Wij constateren dat de Energiekamer niet wenst te anticiperen op internationale ontwikkelingen op grond waarvan andere regulators hun reguleringssysteem wel degelijk aanpassen aan de behoeftes van de markt (bijv. Ofgem). Wij spreken de hoop uit dat de visie van de minister van Economische Zaken inzake de heroverweging van het reguleringskader wel de behoefte onderschrijft om expliciete innovatieprikkels in het systeem op te nemen.

Wij vertrouwen erop u hiermede van dienst te zijn geweest. U kunt te allen tijde contact met mij opnemen indien een nadere toelichting gewenst is.

Met vriendelijke groet,

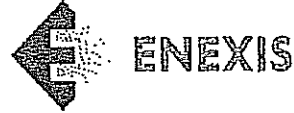


Drs. J.L.T. Blommaert  
Directeur Strategie & Regulering

Aantal bijlagen: 5



W.



Postbus 856 | 5201 AW 's-Hertogenbosch | Nederland

Raad van Bestuur NMA  
Energiekamer  
t.a.v. dhr. P.J. Plug  
Postbus 16326  
2500 BH Den Haag

adres Burg, Burgerslaan 40  
5245 NH Rosmalen  
postadres Postbus 856  
5201 AW 's-Hertogenbosch  
telefoon +31 73 855 70 19  
fax +31 84 713 83 44  
Internet [www.enexis.nl](http://www.enexis.nl)

datum 21 december 2009 ons kenmerk 09-SRA-ult-024  
onderwerp pijp en leiding gerelateerde kosten i.h.k.v. aansluitdichtheid  
uw kenmerk  
behandeld door René Luljten  
telefoon 06 - 5423 6035  
e-mail [rene.luljten@enexis.nl](mailto:rene.luljten@enexis.nl)

Geachte heer Plug,

Bij brief van 2 november 2009 kenmerk 09-SRA-ult-022 hebben wij, mede namens de netbeheerders Cogas, Deltan, Rendo en Intergas gereageerd op het voornemen van de Energiekamer om voor gas geen verder onderzoek te doen naar pijp en leiding gerelateerde kosten. Na verdere bespreking in de klankbordgroep aansluitdichtheid moeten wij constateren dat de Energiekamer er niet in is geslaagd duidelijk te maken op welke gronden de aangedragen methodiek, zoals genoemd in onze brief van 2 november jl. niet toepasbaar zou zijn. Dit terwijl deze methodiek door het door de Energiekamer ingeschakelde adviesbureau D-Cision toch als een acceptabele benadering werd gekenmerkt. Wij beseffen dat het tijd en energie kosten om de benodigde informatie te vergaren en dat het wellicht lastig is een en ander te vertalen in de toepassing van de reguleringssystematiek. Echter dit kan nimmer de reden zijn om dan maar geen rekening te houden met inmiddels erkende meerkosten.

Vervolgens willen wij aandacht vragen voor de in onze ogen te beperkte interpretatie van de meerkosten elektriciteit in verband met een relatief lage aansluitdichtheid. Ten eerste wordt geen rekening gehouden met de extra netverliezen per aansluiting die het gevolg zijn van een substantieel langer netwerk.

Omdat netverliezen in een kabel evenredig zijn met de lengte van de kabel, zijn bij lagere aansluitdichtheid de netverliezen per klant hoger. De kosten voor deze omvangrijke post (in 2008 bijna 30% van de OPEX elektriciteit) zijn dus afhankelijk van de aansluitdichtheid en deze kosten zijn te bepalen. Een indicatie van de technische netverliezen in kabels en transformatoren is dat het gaat om maximaal 3,5 % van de totale getransporteerde energie.

De Energiekamer heeft in het CODATA Informatieverzoek 'Kengetallen elektriciteitsnetten (voorheen Wijzigingen elektriciteitsnetten) Invulmodule NE-KEN(I)-09-06' cijfermatige data verkregen over de energieverliezen over het jaar 2008.

Een tweede punt betreft het vooralsnog niet meenemen van de kosten van stations en schakelvelden. In de Klankbordgroep bijeenkomst van 16 november is afgesproken dat de Energiekamer bij Consentec zal informeren waarom stations en schakelvelden niet meegenomen zijn bij de bepaling van de activawaarde. Aangezien er een relatie met aansluitdichtheid is, zijn wij van mening dat deze kosten meegenomen moeten worden in de bepaling van de activawaarde.

Een vergelijking binnen het voorzieningsgebied van Enexis onderbouwt de stelling dat deze kosten meegenomen moeten worden.

Enexis Noord is landelijker dan Enexis Zuid, 109 versus 215 klanten per km<sup>2</sup>. Het blijkt dat in beide gebieden per klant ongeveer evenveel transformatorvermogen is opgesteld (3,5 kVA per klant). In Noord worden vanwege de grotere spreiding van de klanten, relatief meer transformatoren toegepast met per transformator minder aangesloten klanten, Enexis Noord 64 versus Enexis Zuid 80. Een lagere aansluitdichtheid leidt noodzakelijkerwijs tot meer (kleinere) transformatoren. Omdat elke transformator in een huisje/station staat, leidt een lage aansluitdichtheid ook tot een relatief groot aantal van deze stations. In elk station staat naast een transformator verder ook een middenspanningsinstallatie en een laagspanningsrek. Bij lage aansluitdichtheid zijn er daarom relatief gezien meer van de componenten die in een station aanwezig zijn. Kleine transformatoren hebben relatief (per eenheid vermogen) ook nog eens meer verliezen dan grote transformatoren, zodat de relatieve verliezen per aansluiting in landelijke gebieden nog hoger zijn.

Wij dringen er bij u sterk op aan bij de formulering van het methodebesluit voor de komende reguleringsperiode rekening te houden met vorenstaande punten.

Met vriendelijke groet,



H.J. Levelink  
CEO



ENEXIS

Postbus 856 | 5201 AW 's-Hertogenbosch | Nederland

Raad van Bestuur NMa  
Energiekamer  
t.a.v. de heer P.J. Plug  
Postbus 16326  
2500 BH DEN HAAG

adres Burg. Burgerslaan 40  
5245 NH Rosmalen  
postadres Postbus 856  
5201 AW 's-Hertogenbosch  
telefoon +31 73 855 70 19  
fax +31 84 713 83 44  
internet [www.enexis.nl](http://www.enexis.nl)

datum 27 augustus 2009

ons kenmerk 09-SRA-uit-012

onderwerp Invoedingsproblematiek

uw kenmerk

behandeld door drs. J.L.T. Blommaert

telefoon 06-50630361

e-mail [jos.blommaert@enexis.nl](mailto:jos.blommaert@enexis.nl)

Geachte heer Plug,

*Joost Tekes.*

In uw brief van 17 juli jl. geeft u aan tot een structurele oplossing van de invoedingsproblematiek te willen komen. In de huidige situatie worden de door de netbeheerders gemaakte kosten voor decentrale invoeding niet direct vergoed (er is immers geen invoedingstarief), terwijl de vergoeding via de afnemerstarieven geen rekening houdt met deze kostenpost en de wijze waarop die kosten zijn verdeeld over de netbeheerders.

Als mogelijke structurele oplossingen geeft u aan a) de introductie van een invoedingstarief en b) het meewegen van de omvang van de invoeding bij de vaststelling van de toegestane inkomsten.

Tenslotte biedt u aan om op individuele basis te bezien of een tussentijdse oplossing noodzakelijk en mogelijk is voor die netbeheerders die in financiële problemen dreigen te geraken als gevolg van het uitblijven van de structurele oplossing.

Via deze brief wil ik reageren op zowel de voorgestane structurele oplossingen als op de tussentijdse maatregelen.

Eerst de structurele oplossingen. Zoals reeds in de betreffende klankbordgroepen door diverse netbeheerders is aangegeven bieden noch een invoedingstarief noch het opnemen van invoeding in de definitie van samengestelde output een adequate oplossing.

Ten eerste lopen de (Investerings)uitgaven voor het faciliteren van decentrale invoeding van geval tot geval zeer uiteen. Uw dienst is eerder dit jaar een onderzoek gestart om de kosten verbonden aan invoeding te achterhalen. Hoewel er substantiële kosten voor invoeding worden gemaakt is uw dienst er samen met een ingestelde expertgroep vanuit de netbeheerders niet in geslaagd deze kosten op objectieve en pragmatische wijze in kaart te brengen. Zie uw brief van 24 juli jl. kenmerk 103081/97.B1347. Hoewel de kosten op projectniveau wel te identificeren zijn, kan hieruit niet een adequate norm per ingevoede kWh van worden afgeleid, noch voor een invoedingstarief noch voor een "outputwaardering". Het maakt nogal wat uit of een opwekinstallatie wordt gerealiseerd in een reeds ontwikkeld gebied met annexe infrastructuur dan wel in een gebied zonder afzet ter plaatse. Ten tweede wordt de infrastructuur vaak "dedicated" voor een bepaalde installatie gerealiseerd. Bij decentrale opwekking is de tijdshorizon van een dergelijke installatie veel korter dan de reguliere afschrijvingstermijn van infrastructuur. Indien de installatie na tien of vijftien jaar niet meer rendabel is (bijv. door gewijzigde energieprijzen) zal geen vervanging plaatsvinden en is de infrastructuur nutteloos en genereert geen omzet meer omdat afnemers vaak ontbreken in de betreffende regio. Hoewel de voorgestane oplossingen wellicht relatief eenvoudig in de huidige reguleringsmethodiek zijn in te passen (afgezien van de beleidsmatige haalbaarheid van een invoedingstarief) zullen zij naar onze stellige overtuiging niet leiden tot het gewenste resultaat en zal de uitkomst immer discutabel zijn.

Beter is het de betreffende projecten, mits van enige omvang, elk op zijn merites te beoordelen en hiervoor een afzonderlijke dekking via de tarieven te realiseren. Dit als een "add on" op de via de maatstaf tot stand gekomen tarieven. Een dergelijk "add on"-beleid zou eveneens toegepast kunnen worden voor specifieke investeringen ten behoeve van de transitie naar een duurzame energievoorziening. In de huidige reguleringsmethodiek kan dit worden gerealiseerd door een verruiming van de beleidsregel voor de toepassing van aanmerkelijke investeringen, zoals vastgesteld door uw dienst.

Wat de tussentijdse maatregelen betreft willen wij het volgende aangeven. In de aanloop naar de volgende reguleringsperiode worden in de jaren 2009 en 2010 aanzienlijke investeringsuitgaven gedaan door de netbeheerders ter facilitering van de decentrale opwekking. Voor Enexis bedraagt de prognose voor dit jaar € 60 miljoen en voor 2010 wordt ten behoeve van decentrale invoeding een investering van € 65 miljoen voorzien. Hoewel dergelijke investeringsniveaus Enexis niet op korte termijn in financiële problemen brengt, zal duidelijk zijn dat een dergelijke omvang van niet rendabele investeringen niet acceptabel is. De voorziene structurele oplossingen bieden hiervoor slechts een schijnoplossing, zoals hiervoor is aangegeven.

Wij hechten er dan ook aan de genoemde Investerings voor 2009 en 2010 bij u aan te melden als Investerings die als "aanmerkelijk" moeten worden beschouwd en - hoewel misschien niet passend binnen de huidige beleidsregel - u te verzoeken hiervoor te voorzien in een adequate vergoeding.

Indien u over het vorenstaande nadere vragen heeft zijn wij graag tot verdere toelichting bereid.

Met vriendelijke groet,

Ir. H.J. Levelink  
CEO



ENEXIS

Postbus 856 | 5201 AW 's-Hertogenbosch | Nederland

Energiekamer  
t.a.v. de heer dr.ir. M.A. Odijk  
Postbus 16326  
2500 BH DEN HAAG

adres Burg. Burgerslaan 40  
5245 NH Rosmalen  
postadres Postbus 856  
5201 AW 's-Hertogenbosch  
telefoon +31 73 855 70 19  
fax +31 84 713 83 44  
internet [www.enexis.nl](http://www.enexis.nl)

datum 22 oktober 2009  
onderwerp KBG NE5R/NG4R verwerking DCO  
uw kenmerk  
behandeld door Thijs van de Pas  
telefoon 06 1137 0629  
e-mail [Thijs.van.de.pas@enexis.nl](mailto:Thijs.van.de.pas@enexis.nl)

ons kenmerk 09 SRA-ult-016

Geachte heer Odijk,

Door middel van dit schrijven wil Enexis graag reageren op het in de klankbordgroep methodebesluiten NE5R/NG4R gepresenteerde voorstel om invoeding te verwerken in het methodebesluit voor de komende reguleringsperiode.

Het voorstel op basis waarvan de Energiekamer beoogt netbeheerders te compenseren voor de kosten die gemaakt worden in het kader van DCO, te weten door middel van het opnemen van invoeding in de samengestelde output, is ons inziens disproportioneel en onredelijk en zal Enexis onevenredig hard treffen. Dit enerzijds vanwege het feit dat een groot deel van de industriële WKK installaties stamt van vóór het begin van de regulering. Dit betekent dat investeringen ten behoeve van deze installaties reeds opgenomen zijn in de activawaarde en de betreffende bedrijven daar dus al voor worden gecompenseerd. Enexis daarentegen heeft juist ná het begin van de regulering veel investeringen gedaan, bijvoorbeeld ten behoeve van het ontsluiten van buitengebieden waar veel opwek plaatsvindt. Anderzijds is Enexis tot op heden nooit gecompenseerd voor de effecten van aansluitdichtheid. Door het opnemen van DCO in de SO zouden 'oude' investeringen nu ineens extra vergoed worden terwijl de extra kosten met betrekking tot de aansluitdichtheid voor eigen rekening van de netbeheerder blijven. Op deze manier ondervindt Enexis dus dubbel nadeel. Dit kan volgens ons niet de bedoeling zijn.

Voor een uitgebreide toelichting hierop moge het volgende dienen.

Zoals reeds gemeld in een eerdere reactie aan de directie van de Energiekamer omtrent dit onderwerp (ons kenmerk 09-SRA-ult-012, d.d. 27 augustus 2009), is het opnemen van DCO in de samengestelde output om verscheidene redenen geen correcte oplossing:

- per geval lopen de (Investerings)uitgaven ten behoeve van DCO behoorlijk uiteen. De Energiekamer (voorheen DTe) heeft in 2004 reeds onderschreven<sup>1</sup> dat verschillende typen opwekking verschillende technische consequenties voor het netwerk veroorzaken. Naast deze technische consequenties heeft ook de locatie van de opwek-eenheid grote invloed op de (Investerings)uitgaven die genoemd zijn met het faciliteren van de installatie. Het over één kam scheren van alle DCO gerelateerde investeringen met als doel een "outputwaarde" te genereren doet daarom geen recht aan de onderliggende kosten;
- investeringen ten behoeve van DCO worden vaak "dedicated" voor een bepaalde installatie gerealiseerd waarbij de huidige verwachte economische levensduur van de betreffende installatie korter is dan die van de aan te leggen infrastructuur. Vanwege het vaak ontbreken van (andere) afnemers in de buurt van de DCO-installatie genereert de infrastructuur vanaf het moment van wegvallen dus geen opbrengsten meer. De investeringskosten worden vanaf dat moment dan ook niet meer terugverdiend.

Bij het opnemen van DCO in de samengestelde output ontstaat ook nog het probleem dat DCO wordt meegenomen in de maatstafconcurrentie. Felt bij maatstafconcurrentie blijft dat investeringen slechts naar rato van het marktaandeel in de SO worden terugverdiend. Alleen bij DCO-gerelateerde investeringsuitgaven van netbeheerders die perfect overeenkomen met de verdeling van marktaandelen (aandeel in de SO) zou recht worden gedaan aan deze verdeling. Dit is vanzelfsprekend nooit het geval. In het geval dat DCO-gerelateerde investeringen in de maatstaf worden opgenomen leidt dit dus enerzijds tot netbeheerders die minder terugverdienen dan zij geïnvesteerd hebben, en anderzijds tot netbeheerders die meer terugverdienen dan ze ooit geïnvesteerd hebben. Dit is onredelijk.

Verder wijzen wij u erop dat de DCO-Expertgroep er niet in geslaagd is om de kosten per eenheid output (bijv. per ingevoede kWh) pragmatisch en objectief vast te stellen. Vanwege de uiteenlopende variaties in type opwek, locatie van opwek en verwachte levensduur was een adequate "waardering" van de output niet te maken.

Bovenstaande argumenten zouden gepareerd kunnen worden door een vergelijking te maken met afname-klanten en het risico dat netbeheerders daarbij lopen, ware het niet dat DCO gerelateerde investeringen een stuk risicovoller zijn, in het bijzonder vanwege de verwachte korte levensduur ten opzichte van de infrastructuur en de vaak afgelegen locaties. Verder gaat de maatstafconcurrentie ook uit van een zekere mate van "de wet

---

<sup>1</sup> Standpuntendocument Decentrale Opwekking (Den Haag, mei 2004, Energiekamer doc nr. 101701-35)

van de grote aantallen". Eén afnemer meer of minder brengt weinig financieel risico met zich mee voor een netbeheerder omdat de Infrastructuur toch nog wel gebruikt (en betaald) zal worden door de overige afnemers. Voor investeringen in DCO geldt dit vaak niet. Bovendien zijn de uit de investeringen voortvloeiende terugleveringen behoorlijk instabiel; de economische crisis van eind 2008 die zich nog steeds manifesteert leert ons dat bijvoorbeeld in de regio Limburg 2/3 van het invoedvolume is weggevallen over de periode jan-jul 2009. Dit met name ten gevolge van faillissementen. Dit trekt dan ook een zware wissel op het te kiezen basisjaar.

Enexis is daarom van mening dat een "add-on"-regelling voor DCO per netbeheerder de enige correcte manier is om de kosten die samenhangen met toekomstige investeringen op een eerlijke en correcte manier terug te verdienen door de werkelijke drager van deze kosten. Deze methode van behandelen van investeringen is ook de methode die naar de toekomst kijkt. Enexis is namelijk van mening dat de methode van reguleren meer toekomstgericht zou moeten zijn in plaats van terugkijkend.

Enexis ziet in de "add-on"-methode ook een uitgelezen kans voor de Energiekamer om een eerste stap te zetten naar een nieuw reguleringsmodel. Onlangs heeft de Algemene Energie Raad ("AER") het oude model immers bestempeld als een model dat "in een groot deel van de energiesector investeren eerder ontmoedigt dan stimuleert". En ook: "De maatstafconcurrentie belooft (...) het minder investeren dan de concurrenten in de benchmark. Tenslotte geeft maatstafconcurrentie een behoorlijke onzekerheid of de lasten van de investeringen ook in de tarieven kunnen worden verwerkt."

Enexis ziet in de "add-on"-methode dan ook een structurele oplossing die toekomstvast is, in lijn met de adviezen uit het rapport van de AER en er bovendien zorg voor draagt dat de juiste netbeheerder zijn werkelijke investeringslasten vergoed krijgt.

Een "second best"-benadering zou zijn om gedurende de komende reguleringsperiode het instrument van de aanmerkelijke investeringen (na aanpassing van de beleidsregel terzake) van toepassing te verklaren voor investeringen in DCO. Dit hebben wij ook voorgesteld tijdens het economisch interview naar aanleiding van het vervangingsinvesteringenonderzoek.

Enexis sluit bij een en ander overigens haar ogen niet voor een eventuele compensatie voor netbeheerders die in het verleden reeds relatief veel geïnvesteerd hebben in Infrastructuur ten behoeve van DCO. Ook op de efficiëntie van netbeheerders met betrekking tot DCO gerelateerde investeringen moet worden toegezien. Echter, er zijn ook andere methoden dan maatstafconcurrentie om dit te bewerkstelligen.





ENEXIS

pagina 4 van 4  
ons kenmerk 09 SRA-ult-016

Wij verzoeken u dan ook met klem deze brief te betrekken in uw besluitvorming. Zoals hiervoor gemeld zal - indien u persisteert - de voorgestelde methode Enexis onevenredig hard treffen. Wij behouden ons dan ook alle rechten voor.

Met vriendelijke groet,

i.e.

Drs. J.L.T. Blommaert  
Manager Strategie & Regulering  
Enexis BV



ENEXIS

Postbus 856 | 5201 AW 's-Hertogenbosch | Nederland

NHā - Energiekamer  
T.a.v. de heer drs. P.J. Plug  
Postbus 16326  
2500 BH DEN HAAG

adres Burg, Burgerslaan 40  
5245 NH Rosmalen  
Nederland  
postadres Postbus 856  
5201 AW 's-Hertogenbosch  
Nederland  
telefoon +31 88 852 32 32  
Internet www.enexis.nl

datum 10 december 2009  
onderwerp Gebruik werkelijke capaciteiten in SO  
van T.J. van de Pas MSc  
telefoon +31 6 1137 0629  
e-mail Thjls.van.de.Pas@enexis.nl

ons kenmerk 09-SRA-Ult-023

Geachte heer Plug, *Goede Vrijd.*

De Energiekamer heeft tijdens de klankbordgroep methodebesluiten Elektriciteit en Gas aangegeven voornemens te zijn om de (gefactureerde) rekencapaciteiten van kleinverbruikers te gebruiken bij de bepaling van de Samengestelde Output van netbeheerders.

Als achtergrond voor deze keuze heeft de Energiekamer uitgesproken dat capaciteit een betere cost-driver is dan volume. Een aantal netbeheerders heeft dit bevestigd met daarbij de kanttekening dat het daarbij wel moet gaan om de werkelijk benutte capaciteit van een aansluiting. Voor grootverbruikers wordt deze capaciteit gemeten (en tevens gefactureerd) en is daarmee automatisch in lijn met de werkelijk benutte capaciteit van de aansluiting. Voor kleinverbruikers wordt voor de facturering omwille van de eenvoud gebruikt gemaakt van een standaard (forfaitaire) rekencapaciteit per aansluiting. Dit ter facilitering van het zogenaamde "leveranciersmodel". De introductie van het nieuwe marktmodel kan op zich geen reden zijn tot herverdeling van de toegestane inkomsten over de netbeheerders. Dit is in het proces van totstandkoming van het nieuwe marktmodel ook onderkend en afgesproken tussen alle netbeheerders.

Dit neemt echter niet weg dat er tussen netbeheerders wel degelijk verschillen bestaan tussen de werkelijk benutte capaciteit door deze groep afnemers. Door het gebruiken van de (forfaitaire) rekencapaciteit als basis voor de Samengestelde Output, gaat de Energiekamer voorbij aan deze verschillen.



Zoals gezegd wordt de werkelijk benutte capaciteit bij kleinverbruikers niet gemeten. Echter, het verbruik van deze klanten is een goede proxy voor de benutte capaciteit. Zowel theoretisch als empirisch kan aangetoond worden dat een hoger verbruik leidt tot een hogere benutte capaciteit. Beide onderbouwingen worden hieronder verder uitgewerkt.

### 1. Theoretische uitwerking

Voor de benadering van het effect dat klanten hebben op de benodigde netwerkcapaciteit zijn de volgende drie elementen van belang: Het verbruik van een klant in een bepaalde periode, de piekbelasting van deze klant ( $kW_{max}$ ) en de bedrijfstijd van de klant. De samenhang tussen deze elementen is weergegeven in de volgende formule

$$\text{bedrijfstijd} = \frac{\text{verbruik in periode (kWh)}}{\text{piekbelasting in periode (kW}_{max})}$$

Het effect van de verschillende onderdelen op de benodigde netcapaciteit wordt hieronder nader uitgewerkt.

#### *Piekbelasting en benutte netcapaciteit*

De maximaal benutte capaciteit van een aansluiting wordt benaderd door de piekbelasting ( $kW_{max}$ ) van die aansluiting. Gemiddeld genomen zal een hogere piekbelasting dan ook leiden tot een zwaardere netinfrastructuur.

#### *Bedrijfstijd en benutte netcapaciteit*

Naast het effect van de piekbelasting, is ook de bedrijfstijd van invloed op de benodigde capaciteit in het net. Een toenemende bedrijfstijd leidt namelijk op hoger gelegen netvlakken tot meer benodigde capaciteit. Dit indirecte effect wordt veroorzaakt doordat bij klanten met een lage bedrijfstijd (en relatief hoge pieken) voor een grote groep afnemers de pieken grotendeels tegen elkaar weg zullen vallen. Ter toelichting het volgende voorbeeld van 2 verschillende groepen klanten,

Groep 1 bestaat uit 1000 klanten die op jaarbasis 8760 kWh afnemen. Ze doen dit allemaal in 100 verbruiksperiodes waarin ze steeds één uur lang 87,6 kW capaciteit vragen van het net en de rest niets (=8760 kWh op jaarbasis en een (lage) bedrijfstijd van 100 uur). Omdat voor deze groep klanten de verbruiksperiodes weinig overlap zullen vertonen, is één netvlak hoger een capaciteit van 87,6 kW theoretisch voldoende. Nog een netvlak hoger, middelt dit nog verder uit.

Groep 2 bestaat uit 1000 klanten die een jaar lang constant 1kW van het net vragen. Dit komt tevens neer op 8760 kWh per jaar, maar nu met een (extreem hoge) bedrijfstijd van



ENEXIS

geadresseerde NMa - Energiekamer

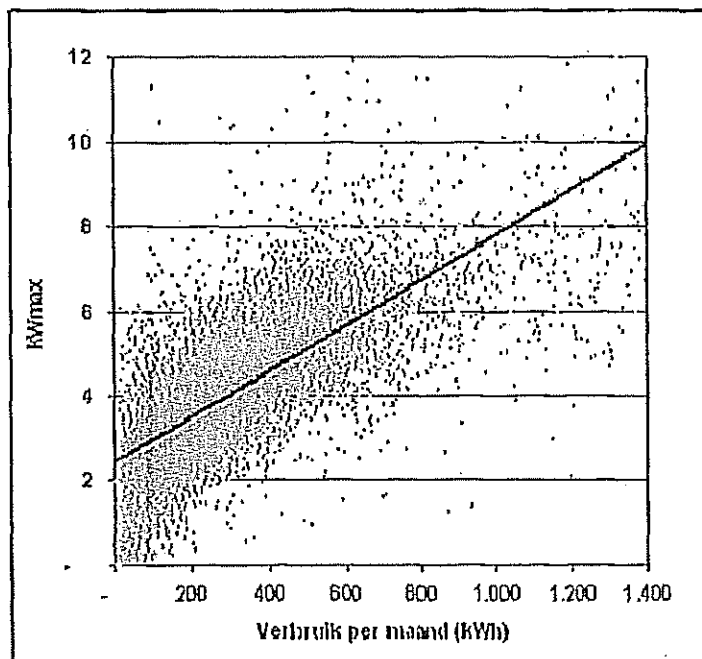
pagina 3 van 6

ons kenmerk 09-SRA-ult-023

8760 uur. In dit geval is in ELK hoger gelegen netvlak echter constant een capaciteit van 1000 kW benodigd. Ook een toenemende bedrijfstijd heeft dus een verhogend effect op de benodigde capaciteit.

## 2. Empirische uitwerking

Enexis heeft het afgelopen jaar als pilot een groot aantal slimme meters geplaatst bij verschillende afnemers. Deze slimme meters registreren naast het reguliere verbruik van de aansluiting ook de piekbelasting van de aansluiting in een bepaalde periode. Analyse van deze data bevestigt dat een hoger verbruik gemiddeld genomen ook daadwerkelijk leidt tot een hogere piekbelasting (kWmax) en daarmee tot een hogere belasting van het net. In de twee figuren hieronder is het verbruik van de klanten afgezet tegen de geregistreerde piekwaarde. De eerste grafiek bevat gegevens van 10.934 aansluitingen t/m 3\*80 A. De tweede grafiek is een selectie van klanten met een aansluitcapaciteit t/m 3\*25 A, ingezoomd op klanten met een maximaal verbruik van 1000 kWh per maand, dit resulteert in 10.352 datapunten.



Grafiek 1: Piekbelasting uitgezet tegen het verbruik per maand voor aansluitingen t/m 3\*80 A (Oktober 2009, 10.934 datapunten)

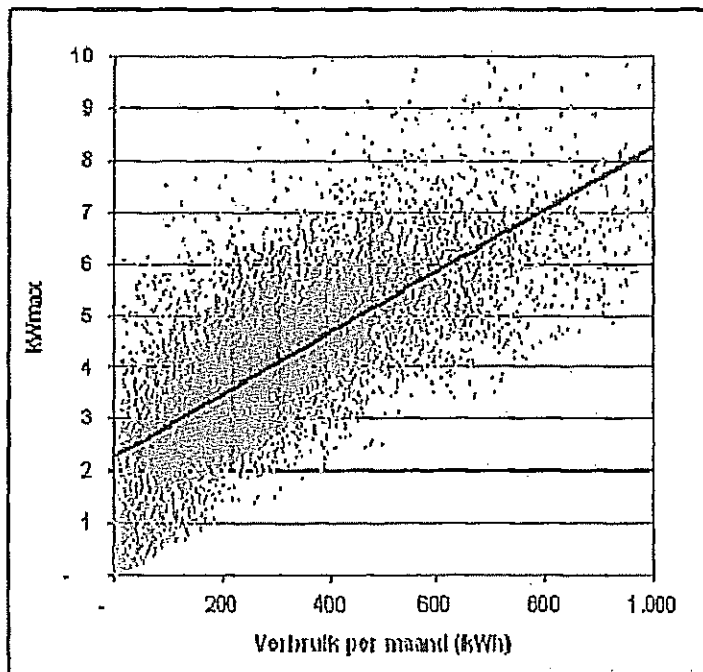


ENEXIS

geadresseerde NMa - Energiekamer

pagina 4 van 6

ons kenmerk 09-SRA-uit-023



Grafiek 2: Plekbelasting uitgezet tegen het verbruik per maand voor aansluitingen t/m 3\*25 A met een maximaal verbruik van 1000 kWh per maand (Oktober 2009, 10.352 datapunten)

Beide grafieken laten een duidelijk verband zien tussen het verbruik per aansluiting en de plekbelasting (kWmax) van de aansluiting.

Met de beschikbaarheid van het verbruik per klant en de plekbelasting per klant, kan ook de bedrijfstijd per klant worden bepaald. In onderstaande grafieken is het verbruik per klant afgezet tegen de bedrijfstijd van de klant. De gebruikte datasets in onderstaande grafieken zijn dezelfde als bij de hierboven getoonde grafieken.

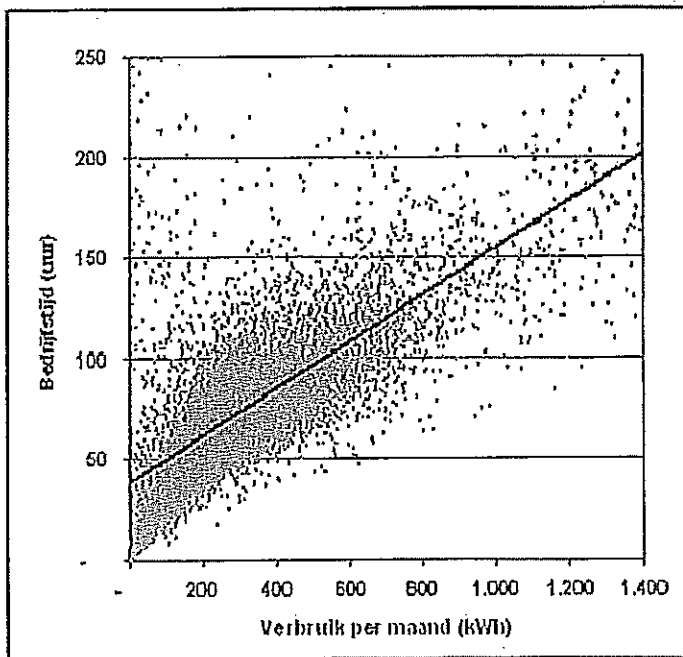


ENEXIS

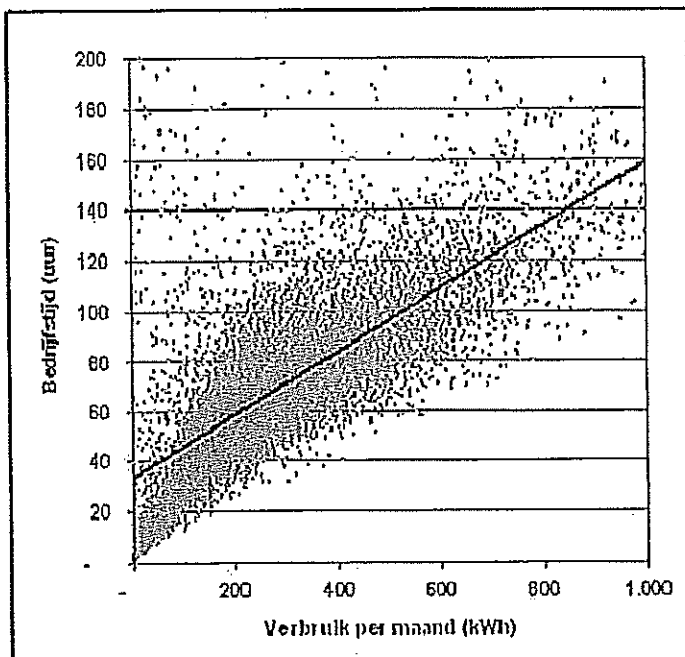
geadresseerde NMa - Energiekamer

pagina 5 van 6

ons kenmerk 09-SRA-UIT-023



Grafiek 3: Bedrijfstijd uitgezet tegen het verbruik per maand voor aansluitingen t/m 3\*80 A (Oktober 2009, 10.934 datapunten)



Grafiek 4: Bedrijfstijd uitgezet tegen het verbruik per maand voor aansluitingen t/m 3\*25 A met een maximaal verbruik van 1000 kWh per maand (Oktober 2009, 10.352 datapunten)



ENEXIS

geadresseerde NMa - Energiekamer  
pagina 6 van 6  
ons kenmerk 09-SRA-uit-023

Grafieken 3 & 4 laten zien dat, gemiddeld gezien, een hoger verbruik ook leidt tot een hogere bedrijfstijd.

De duidelijk zichtbare, stijgende lijnen in alle grafieken, laten zien dat een hoger gemiddeld verbruik per aansluiting leidt tot zowel een gemiddeld hogere piekbelasting als een gemiddeld hogere bedrijfstijd. Zoals bij de theoretische uitwerking reeds opgemerkt, leiden beide effecten tot een hogere werkelijke capaciteitsbenutting van het net. Deze effecten versterken elkaar zodanig dat het gemiddelde verbruik per aansluiting 1 op 1 een goede proxy is voor de door kleinverbruikers veroorzaakte netbelasting. Dit in tegenstelling tot een standaard rekencapaciteit per kleinverbruikaansluiting (vgl. een horizontale lijn in de grafieken).

Ons inziens zou de Energiekamer bij het bepalen van de Samengestelde Output per netbeheerder dan ook rekening moeten houden met de verschillen in benutte capaciteit tussen netbeheerders. Het gebruik van een (forfaitaire) rekencapaciteit doet geen recht aan de bedoelde werkelijke capaciteit als cost-driver. De Energiekamer zou dan ook moeten corrigeren voor dit verschil.

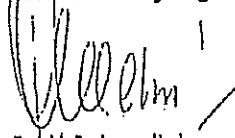
Een praktische manier om hiermee om te gaan is door (per categorie) het verbruik per aansluiting te berekenen en de verschillen ten opzichte van het gemiddelde te verdisconteren in de rekencapaciteiten van de verschillende netbeheerders. Op die manier doet de Energiekamer recht aan de verschillen tussen netbeheerders in (werkelijk) benutte netwerkcapaciteit door kleinverbruikers.

Door de rekencapaciteiten per netbeheerder te corrigeren voor het verbruik per aansluiting, blijft de verdeling van inkomsten tussen netbeheerders ook na de invoering van het capaciteitstarief ongewijzigd ten opzichte van de huidige verdeling.

In de bijlage is een voorbeeldberekening toegevoegd op basis van de codata-gegevens 2007.

Voor het geven van een nadere toelichting op hetgeen in deze brief beschreven, zijn wij vanzelfsprekend bereid.

Met vriendelijke groet,



Ir. H.J. Levelink  
CEO Enexis

*Bijlage(n): Verschillen tussen netbeheerders obv codata cijfers*



ENEXIS

**Bijlage 1: Verschillen tussen netbeheerders obv codata cijfers**

	Cogas	DNWB	Stedin	Enexis	NRE	Llender	Rendo	Westland	Sector
<b>Verbruik per aansluiting obv codata gegevens 2007</b>									
> 3 * 25	29.947	30.320	25.863	29.133	26.894	28.643	31.207	32.172	28.272
≤ 3 * 25 A	3.562	3.649	3.344	3.888	3.512	3.686	3.551	3.974	3.661
<b>Procentuele afwijking t.o.v. Sectorgemiddelde</b>									
> 3 * 25	5,9%	7,2%	-8,5%	3,0%	-4,9%	1,3%	10,4%	13,8%	
≤ 3 * 25 A	-2,7%	-0,3%	-8,6%	6,2%	-4,1%	0,7%	-3,0%	8,5%	





Postbus 856 | 5201 AW 's-Hertogenbosch | Nederland

Nederlandse  
Mededingingsautoriteit  
Energiekamer  
Postbus 16326  
2500 BH DEN HAAG

adres Burg. Burgerslaan 40  
5245 NH Rosmalen  
postadres Postbus 856  
5201 AW 's-Hertogenbosch  
telefoon +31 73 853 16 41  
fax +31 84 713 83 44  
internet www.enexis.nl

datum 13 november 2009  
onderwerp Consultatie Innovatie  
uw kenmerk 103345  
behandeld door T.J. van de Pas MSc  
telefoon 06-11370629  
e-mail Thijs.van.de.pas@enexis.nl

ons kenmerk 09-SRA-ult-019

Geachte heer/mevrouw,

Naar aanleiding van het consultatiedocument met het nummer 103345/2 d.d. 16 oktober 2009 willen wij graag gebruik maken van de mogelijkheid hierop te reageren, deels in algemene zin, deels in antwoord op de concreet gestelde consultatievragen. Overigens bevat dit schrijven geen gegevens van vertrouwelijke aard.

#### Algemeen

- Netbeheerders zullen de komende jaren met name op het gebied van de energietransitie extra innovatie-activiteiten aan de dag leggen. Het is van belang dat netbeheerders niet door regulering worden geremd om die innovatiebehoefte te vervullen. Het ligt daarom in de rede om op één of andere wijze binnen het reguleringskader extra prikkels in te bouwen, opdat de netbeheerders zekerheid krijgen over het dekken van de extra innovatiekosten. Wij zien verschillende manieren waarop deze prikkel(s) kan/ kunnen worden ingericht, maar spreken daarover nog geen voorkeur uit. Hierover gaan wij graag verder in overleg met de Energiekamer/het ministerie van Economische Zaken.
- De Energiekamer kijkt ten onrechte vooral naar de korte termijn (namelijk binnen een reguleringsperiode) terwijl tegelijkertijd investeringen voor innovaties in verband worden gebracht met octroolen en patenten waarvan de revenuen (als die er al zijn) meestal over een lange reeks van jaren mogelijk zijn. Dit nog afgezien van het feit dat conceptuele systemen innovaties zoals de netbeheerders deze realiseren in de praktijk vaak niet te octrooieren zijn, terwijl de octroolen van de feitelijke, technisch-inhoudelijke producten bij de toeleveranciers terechtkomen.

- De Energiekamer richt zich met deze consultatie op de kosten van Innovaties die tot de wettelijke taken van de netbeheerder gerekend kunnen worden. Daarbij gaat de Energiekamer niet in op geluiden uit de maatschappij en de politiek waaruit impliciet een wens tot verbreding van de taken van het netbeheerderschap spreekt.
- De waarschuwendende signalen van diverse organisaties worden door de Energiekamer kennelijk als "niet onderbouwd" of in ieder geval als "niet overtuigend" beschouwd. Helaas gaat de Energiekamer daar verder niet op in.
- Het is opmerkelijk dat deze signalen voor de Energiekamer geen aanleiding zijn om zelf daadwerkelijk onderzoek te doen naar de vraag of een innovatieprikkel wenselijk of nodig is.
- Netbeheerders kunnen op verschillende wijze geconfronteerd worden met kosten van Innovaties die problemen met de regulering geven.  
Dit zijn:
  - a) Kosten van activiteiten die strikt gesproken niet tot de wettelijke taken van de netbeheerder horen;
  - b) Kosten van investeringen voor nieuwe ontwikkelingen in het licht van de energietransitie die pro-actief gedaan moeten worden gezien de lange doorlooptijden van dergelijke projecten;
  - c) Kosten van investeringen voor nieuwe ontwikkelingen in het licht van de energietransitie die sterk regionaal verschillend optreden (bijv. wind op land).
- De Energiekamer lijkt er van uit te gaan dat de (regionale) netbeheerders gemiddeld gesproken in gelijke mate investeren in innovaties en besteedt geen aandacht aan de omstandigheid dat het juist bij innovaties sterk voor de hand ligt dat er verschillen zijn tussen de netbeheerders. Pas na geruime tijd zal duidelijk worden welke innovaties succesvol zijn en pas dan zullen andere netbeheerders deze overnemen met de daarbij behorende kosten.  
Tot dat moment pakken de investeringen in het systeem van maatstafregulering ongunstig uit voor de innoverende netbeheerder, hij heeft *eerder* en wellicht *hogere* kosten dan andere netbeheerders.
- De Energiekamer stelt dat zij de oorzaak voor de dip in innovatiebestedingen in de UK niet kent, terwijl die dip voor Ofgem wel reden was om de regulering aan te passen. Is het niet aannemelijker om te stellen dat er geen enkele reden is om in Nederland een andere ontwikkeling te verwachten en dat er dus geen enkele reden is om niet net als Ofgem een prikkel in te stellen?  
Het wekt bevreemding dat de Energiekamer kennelijk geen nadere informatie heeft opgevraagd bij Ofgem.
- De interpretatie dat een stimuleringssysteem als in de UK in Nederland juridisch niet mogelijk is, is een constatering die – indien juist – niet hoeft te leiden tot 'niets doen'. Via een redelijk simpele nota van wijziging op een van de talrijke wetsvoorstellen die al ahangig zijn kan zulks bewerkstelligd worden.
- Innovatie is een breed, en dus lastig concept. Een belangrijk 'bezwaar' bij het consultatiedocument is dan ook dat het begrip 'innovatie' (impliciet) dubbel wordt

gebruikt. In het document zou een duidelijker onderscheid gemaakt moeten worden tussen 'endogene' Innovatie enerzijds en 'exogene' Innovatie anderzijds. Endogene Innovatie omvat die projecten die netbeheerders doorvoeren om hun kosten te verlagen (lees: 'efficiëntieverbetering'). Het Inspelen van netbeheerders op veranderende maatschappelijke behoeften en een zich in de loop van de tijd wijzigende structuur van de energievoorziening valt onder exogene Innovatie. Endogene Innovatie vormt de onderliggende basis voor maatstafregulering (netbeheerders die door innovatie hun efficiëntie bevorderen en zo hun Inkomsten vergroten). Exogene Innovatie is een (nauwelijks beïnvloedbare) omgevingsfactor waarbij een netbeheerder de mogelijkheid heeft om hierop *ex ante* te anticiperen of *ex post* te reageren. Bovendien leent de aard van de werkzaamheden in de netbeheerdersector zich niet voor patentering, maar zal juist spoedig gedeeld worden waardoor de gehele sector efficiënter kan werken ten voordele van de klant.

Hoewel de Energiekamer het onderscheid hier en daar wel benoemt, worden beide begrippen in het consultatiedocument op één hoop geveegd. Zie bijvoorbeeld randnummers 24 en 52. Het probleem is dat de argumentatie van de Energiekamer in hoge mate gestoeld lijkt op de eerste vorm van Innovatie en Innovatie dan wordt afgedaan als dat deze consistent is met het reguleringsmodel. De tweede vorm van Innovatie wordt eigenlijk nauwelijks besproken.

De vragen:

1. Welke definitie voor innovatie zou de Energiekamer volgens u moeten hanteren?  
Vernieuwing die op korte of langere termijn (3 tot 30 of meer jaren) neerslaat in producten, diensten, organisatieprocessen of organisatievormen (definitie EZ uit randnummer 22 consultatiedocument, aangevuld met 'korte of langere termijn').
2. Wat is uw mening over de twee aspecten waaraan de Energiekamer bij de discussie over innovatie specifieke aandacht wil besteden?  
De geschetste fasering is logisch en gebruikelijk. Het is echter de vraag of het onderscheid voor deze discussie relevant is. In beide gevallen is het niet zeker of een project leidt tot het gewenste resultaat, bijv. efficiencyverbetering. Het verschil zit vooral in de termijn waarbinnen bekend wordt of een project leidt tot iets dat rendeert of niet.
3. Welke concrete projecten die hebben geleid of mogelijk leiden tot andere producten of diensten, processen of organisatievormen heeft uw bedrijf de afgelopen 5 jaar uitgevoerd?  
Enexis heeft in de afgelopen jaren zowel geïnnoveerd op haar wettelijke taken als op terreinen die hier dicht tegenaan liggen. Het kader voor de innovatie inspanningen van Enexis wordt bepaald door haar rol als netbeheerder in het

geheel van de energiesector enerzijds en door de drie vastgesteld Innovatie-  
speerpunten anderzijds. Dit zijn:

- Energie transitie en verduurzaming
- Toestandsbepaling van Assets en;
- Productiviteitsverbetering door techniek.

Concrete projecten die Enexis de afgelopen jaren heeft uitgevoerd, vaak in samenwerking met anderen, zijn bijvoorbeeld het ontwikkelen van het Mobile Smart Grid concept voor het optimaal inpassen van grote aantallen elektrische auto's, methoden voor een effectieve inpassing van decentrale (Groen) gas- en (duurzame) elektriciteitsproductie in de netwerken, materiaalonderzoeken naar diverse kunststoffen en metalen die worden toegepast in o.a. middenspanningsschakelinstallaties en gasleidingen en die tot nieuwe methoden voor toestandsbepaling hebben geleid, on-line deelontladings- (PD; Partial Discharge) metingen, een inspectierobot en sleufloze vervangingstechnieken voor gasleidingen en nieuwe "mof"concepten (een "mof" is een verbindingsstuk tussen twee kabels). In het kader van haar maatschappelijke verantwoordelijkheid presenteert Enexis de resultaten van haar Innovatie-activiteiten internationaal op wetenschappelijke congressen en nationaal op symposia en vaktechnische bijeenkomsten opdat ook andere netbeheerders gebruik kunnen maken van de door Enexis ontwikkelde inzichten en methodieken. Het schijnt Enexis toe dat het maatschappelijk belang meer gediend is met deze insteek, dan met het aanvragen van octrooien, voor zover dat voor systeeminnovaties überhaupt al mogelijk is (zie ook onze Inleidende opmerkingen).

4. Wat is voor uw bedrijf de omvang van de uitgaven ten behoeve van innovatie in de afgelopen jaren van de periode 2001-2008 geweest? Kunt u hierbij aangeven of u deze uitgaven ziet als operationele uitgaven of als investeringen?

In onze (financiële) administratie wordt geen onderscheid gemaakt tussen innovatieprojecten en andere uitgaven, zoals ICT projecten, organisatie adviezen, etc. Deze vraag is dan ook niet kwantitatief te beantwoorden. Omdat alles rond innovatie 'nieuw' is, hebben we veel advies nodig van externe partijen (universiteiten etc.). Daar gaat dan ook een groot deel van de kosten in zitten. Dit zijn operationele kosten. Materialen die aangeschaft worden ten behoeve van innovatie worden ook vaak als OPEX geboekt. Dit omdat bij innovatieprojecten onbekend is hoe lang het mee gaat, of het werkt, etc. Uitzondering zijn experimenten ten behoeve van sleufloos vervangen. Deze worden als vervangingsinvestering geboekt, dit gaat om enkele tonnen per jaar. Gezien de forse omvang van de innovatie-inspanningen van Enexis en doordat Enexis innovatie-activiteiten in principe als operationele uitgaven beschouwd, hebben deze een significante invloed op het winstniveau. Het mag duidelijk zijn dat dit feit een zekere druk legt op de omvang en de continuïteit van de innovatie-inspanningen,

ondanks het grote maatschappelijke belang hiervan.

5. Wat is uw mening over de opsomming van de Energiekamer van de manieren via welke de netbeheerders dekking kunnen krijgen voor hun innovatiekosten?

Zie ons antwoord op vraag 6.

6. Hoe ziet u de verhouding tussen de innovatieprikkels die voortaan van reguleringmethoden (direct en indirect), de mogelijkheid om octroolen en patenten en het huidige subsidie-Instrumentarium?

De eerste drie van de vier geschetste manieren zijn inderdaad mogelijkheden om dekking te verkrijgen.

Wel is het zo, dat de geschetste indirecte vergoeding uitsluitend dekking oplevert als het beoogde effect ook daadwerkelijk wordt bereikt (betere positie in de maatstaf) en wanneer er tevens sprake is van een stabiel reguleringssysteem. Het is dus een vrij risicovolle methode. Als netbeheerders dit risico mijden en weinig innoveren leidt dat voor geen van hen tot een voor- of nadeel in de maatstaf (mogelijk wel tot een nadeel voor de klant!).

De methode van patenten en octroolen kan welhaast als theoretisch worden gezien. Deze mogelijkheid doet zich in de praktijk zelden voor. Conceptuele systemen innovaties zoals de netbeheerders deze realiseren zijn in de praktijk vaak niet te octrooieren. Octroolen van de feitelijke, technisch-inhoudelijke producten komen bij de toeleveranciers terecht.

Als gebruik kan worden gemaakt van subsidies maakt de netbeheerder voor dat deel van de investeringen in wezen geen kosten. Deze hoeft hij dus ook niet terug te verdienen. Subsidies leveren dus geen dekking voor gedane investeringen. Ze verlagen het te investeren bedrag. Vaak zal de subsidie niet het volledige bedrag van de meerkosten van een innovatie compenseren.

7. Wat is uw mening over de interpretatie van de Energiekamer dat innovatie gezien kan worden als wettelijke taak van de landelijke (elektriciteit) en regionale (gas en elektriciteit)?

Innovatie behoort tot wettelijke taken.

Innovatie 'an sich' is geen wettelijke taak, maar innovatie draagt bij aan een goede uitvoering van de wettelijke taken. De visie om innovatie eenzijdig te koppelen aan de wettelijke taken is echter in de praktijk te beperkt. Vandaag de dag vragen zowel de maatschappij als de nationale politiek reeds meer van de netbeheerder dan waar hij strikt genomen op grond van zijn wettelijke taak verplicht is (m.n. op het gebied van de energietransitie). Verder geldt ook hier weer: gegeven de huidige regulering gaat er geen prikkel van uit. Investeren in innovatie is relatief risicovol voor de netbeheerders. Als zij hierdoor terughoudend zijn met innovatie-investeringen dan hebben zij daar in de maatstaf geen 'last' van. Integendeel, als andere netbeheerders veel extra kosten maken voor innovaties wordt de elgen

positie in de maatstaf juist gunstiger! Het rendement van innovaties zal immers in het algemeen pas op termijn tot uitdrukking komen in het kosten niveau.

8. Wat is uw mening over de conclusie van de Energiekamer dat de kosten voor innovatie binnen het huidige wettelijke kader via reguleringmethoden uitsluitend vergoed kunnen worden via de maatstaf? Ziet u eventueel alternatieven voor vergoeding van innovatiekosten via reguleringmethodes?

Binnen de maatstafsystematiek zijn zeker stimulansen mogelijk (bijv. aangepaste WACC). Het Britse systeem oogt perspectiefvol. Onderzocht zou moeten worden of er een nadere wettelijke grondslag voor nodig is. Verder dient te worden gewaakt voor hoge administratieve lasten.

Overigens kan ook reeds een stimulans uitgaan van de mogelijkheid om innovatiekosten veel eerder in de tarieven te mogen opnemen dan momenteel het geval is (ergo niet wachten tot volgende reguleringperiode).

Daarnaast kan het instrument van de 'aanmerkelijke' investeringen wel degelijk gehanteerd worden voor innovatiekosten. Dit vereist slechts een aanpassing van de erg enge beleidsregel van de NMa.

N.B. Wij begrijpen dat het instellen van een prikkel geen eenvoudige zaak is. Innovatie 'om het innoveren' is immers geen doel; ook bij innovatie moet aandacht worden besteed aan de efficiëntie ervan.

9. Wat is uw mening over de voorlopige bevindingen ten aanzien van het bestaan van prikkels in de huidige reguleringmethodes voor de regionale netbeheerders gas, elektriciteit en TenneT?

Netbeheerders voeren inderdaad allerlei innovatieprojecten uit. Dat neemt niet weg dat er geen stimulerend klimaat is. De vraag is dus ook: welk niveau van innovatie-inzet is maatschappelijk gewenst? Wat is 'genoeg' innovatie? Hoe zwaar weegt het risico dat netbeheerders vanwege de regulering risico-mijdend gedrag vertonen en weinig innoveren?

Een ander probleem, zoals aangehaald in het consultatiedocument, ligt bij de innovaties waarvan de baten grotendeels bij de maatschappij liggen. Er zullen innovaties mogelijk zijn die geen betrekking hebben op de wettelijke taak, maar waar de maatschappij wel baten van kan hebben. Momenteel ervaren netbeheerders een negatieve prikkel met betrekking tot deze investeringsuitgaven. Ze brengen namelijk wel kosten met zich mee, maar genereren in de huidige reguleringmethode op geen enkele wijze extra inkomsten. De kosten van deze investeringen kunnen dus ook niet terugverdiend worden. Gezien het maatschappelijke belang van deze investeringen is een stimulans voor dergelijke innovaties zeer wenselijk.

10. Is in uw ogen de lijst met genoemde regelingen van SenterNovem volledig? Zo nee, welke regelingen (van SenterNovem of andere instituten) ontbreken?

In de praktijk is het vaak erg lastig om subsidie te ontvangen uit regelingen als de WBSO, aangezien dit soort regelingen onvoldoende is toegesplitst op de voor de netbeheerders specifieke conceptuele systeeminnovatie.

11. Heeft u de afgelopen jaren door u als noodzakelijk of zeer wenselijk geachte innovatieve projecten niet opgestart omdat u hiervoor naar uw mening te weinig vergoeding krijgt voor de kosten en eventuele baten vanuit de reguleringsmethode, octrooien en / of subsidieregelingen?

Neen. Netbeheerders hebben tot nu toe projecten die zij noodzakelijk achtten te allen tijde opgestart. Dit laat onverlet dat de 'nieuwe taken' die worden toebedeeld in het kader van de energietransitie een enorme stijging van innovatie-uitgaven (CAPEX en OPEX) met zich mee zullen brengen. In dat geval is het onwenselijk dat er prikkels in het huidige systeem bestaan om dergelijke uitgaven uit te stellen dan wel te 'leunen' op andere netbeheerders die die uitgaven wel doen.

12. Bij 11 zo ja, dan toelichten.

Niet van toepassing.

13. Voor welke ontwikkelingen op het gebied van netbeheer zou naar uw mening in de komende drie tot vijf jaar gewerkt moeten worden aan een innovatieve oplossing? En, in welke mate verwacht u zelf mee te gaan werken aan het vinden van de oplossingen uit de vorige vraag?

Sleuflozen vervangings- en renovatietechnieken voor gasleidingen en elektriciteitskabels, Smart Grids (zie ook de oprichting van de Task Force Intelligente Netten en het werk aan de innovatie agenda Smart Grids) ten behoeve van optimale netinpassing duurzame elektriciteitsproductie en flexibele verbruikers als warmtepompen en elektrische auto's, (kosten en baten van) technologieën voor decentrale elektriciteitsopslag, methoden en technieken voor conditiebepaling ten behoeve van het optimaliseren van het vervangingsbeleid, dat vanwege het verouderen van de netwerken door Enexis wordt geïntensiveerd, telecommunicatietechnologie (Power Line Carrier), fundamenteel wetenschappelijk onderzoek naar de (duurzame) energievoorziening van de toekomst en rol en functie van de netwerken daarin.

Uiteraard is Enexis voornemens om binnen haar mogelijkheden bij te dragen aan bovengenoemde innovatieve ontwikkelingen. Gezien de omvang van de uitdagingen die deze met zich meebrengen, heeft Enexis recentelijk haar innovatie-afdeling uitgebreid van 5,0 naar 7,0 fte. Dit laat echter onverlet dat de significante invloed van de omvangrijke innovatie-inspanningen van Enexis op het winstniveau op korte termijn en de onzekerheid van de baten op de langere termijn beperkingen opleggen aan de inspanningen van Enexis op dit vlak. Dit geldt vooral voor zover het zaken betreft die niet direct ten goede komen aan Enexis' wettelijke taken in engere zin, doch eerder zaken betreft die hier dicht tegenaan liggen, zodat



ENEXIS

pagina 8 van 8  
ons kenmerk 09-SRA-ult-019

maatschappij en politiek weliswaar verwachten dat Enexis op deze terreinen actief is en innoveert, maar dit in het licht van de toepasselijke wet- en regelgeving eigenlijk niet aan de orde kan zijn.

14. In welke mate bent u van mening dat de huidige innovatie instrumenten toereikend zijn om de verwachte ontwikkelingen (zoals genoemd in vraag 13) te accommoderen?

De huidige instrumenten zijn niet toereikend. De uitdagingen zijn zo immens en de risico's dusdanig groot (en deels onbekend) dat het huidige regelingskader onvoldoende prikkels en zekerheden biedt om deze uitdagingen serieus op te pakken.

15. Bent u van mening dat de totale vergoeding die u als netbeheerder krijgt/kunt krijgen vanuit SenterNovem en via de gereguleerde inkomsten (zowel korte als lange termijn) voldoende voor u is om op rendabele wijze te innoveren? Kunt u dit toelichten aan de hand van concrete business cases of projectniveau?

Deze vraag is nauwelijks te beantwoorden. Het probleem is vooral dat investeren in innovatie risicovol is. Innovatie kan renderen, maar die garantie is er niet.

16. Bent u van mening dat een expliciete innovatieprikkel in de regulering noodzakelijk is om de verwachte ontwikkelingen in netbeheer op goede wijze te kunnen faciliteren? Kunt u dit motiveren aan de hand van antwoorden op de voorgaande vragen? En als uw antwoord ja is, hoe zou u dan een expliciete innovatieprikkel invullen, rekening houdend met het huidige wettelijk kader?

Ja, zie antwoord op de vragen 6, 7, 9 en 15.

Voor wat betreft een expliciete innovatieprikkel: zie eerste bullet van paragraaf 'Algemeen' en het antwoord op vraag 8.

17. Zijn er thans praktische belemmeringen voor innovaties die binnen het huidige wettelijk kader kunnen worden weggenomen? Zo ja, welke?

Voor de korte termijn: zie antwoord op vraag 8. Voor de langere termijn: zie antwoord op vraag 16.

Met vriendelijke groet,

Drs. J.L.T. Blommaert  
Manager Strategie & Regulering