

Consultatieverslag 1^{ste} consultatie criteria voor beoordeling van investeringsplannen en compensatie voor flexibele toegang

Als reactie op de consultatie heeft de VREG opmerkingen en voorstellen ontvangen van Anode, ODE, COGEN Vlaanderen, Infrac, Essenscia, FORTECH, Elia, Febeliec, Febeg, Eandis en SERV. Hierna volgt een samenvatting van de gemaakte opmerkingen en de visie van de VREG.

1. Criteria voor beoordeling van investeringsplannen

1.1. Algemene opmerkingen op de aanpak

Anode	Anode is van oordeel dat er beter een marktgedreven model kan ontwikkeld worden waarbij elke installatie aangesloten moet worden met een flexibele toegang voor iedereen (ook voor de bestaande installaties) met compensatie. Met een dergelijk model moet de VREG niet meer oordelen of een net investering noodzakelijk is. De netbeheerder weegt op die manier af of de kosten van de flexibiliteit opwegen tegen de kosten van een netversterking. Een model waarbij de VREG en de netbeheerder samen beslissen over een netversterking als gevolg van een prognose zal altijd aanleiding geven tot een overinvesteringscenario.	Genoteerd	Volgens de huidige regelgeving is het de taak van de VREG om, op basis van een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van het net in kwestie en de toekomstverwachtingen in verband met decentrale productie, te oordelen of de netbeheerders voldoende capaciteit aanhouden in hun netten voor de distributie en het vervoer van elektriciteit. Hierbij moet rekening gehouden worden met de lange termijn doelstellingen vooropgesteld door het Vlaams Gewest op het vlak van de integratie van decentrale productie uit hernieuwbare energiebronnen. De VREG moet hierbij oordelen of de geplande investeringen voldoende zijn. De VREG geeft in de consultatienota ook aan dat als de netbeheerder prioritair toegang moet verlenen aan decentrale productie uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve WKK, en daarbij de veiligheid van het net moet bewaren, de toegang van productie-eenheden "flexibel" moeten zijn, idealiter ook voor bestaande installaties. Daarnaast geeft de VREG ook aan dat via een compensatie regeling er best een evenwicht gevonden kan worden tussen investeren in netversterkingen en de compensatie voor het niet-produceren van elektrische energie. Dit sluit aan bij de visie van Anode.
-------	---	-----------	---

FORTECH	<p>Er is nood aan een lange termijn visie over de ontwikkeling van de energiemarkt in al zijn facetten (productie, transport, flexibele afname, opslag...) zo niet blijven plannen en voorstellen als deze consultatienota vertrekken vanuit de concrete realiteit van vandaag, zonder duidelijke visie op het einddoel van de veranderingen. In alle voorstellen blijft de transparantie over de planning en de controle of verantwoording over de uitvoering onderbelicht. Transparantie is cruciaal gezien de monopolie positie van de netbeheerders. Diverse aspecten van de uitbouw van het distributienet (zowel fysieke uitbouw als de werking) zijn niet louter technisch maar hebben een breed maatschappelijke invloed en moeten in een bredere context worden bekeken. De terminologie "decentrale productie- eenheden" en "decentrale productie uit hernieuwbare energie en kwalitatieve WKK" moet consistent gebruikt worden.</p>	Genoteerd	<p>De VREG sluit zich aan bij de stelling dat de investeringsplannen moeten kaderen in een lange termijn visie en zal in haar advies meegeven dat daar dringend werk moet van gemaakt worden. Door het opnemen van een verplichting tot publicatie van de investeringsplannen meent de VREG de transparantie aanzienlijk te verbeteren. Project ontwikkelaars kunnen hierop reageren en hun bevindingen aan de VREG overmaken. De opmerking over de terminologie "decentrale productie- eenheden" en "decentrale productie uit hernieuwbare energie en kwalitatieve WKK" zal de VREG meenemen in de mededeling en het advies dat moet resulteren uit deze consultatie.</p>
FORTECH	<p>Er wordt een te groot belang gehecht aan de studie "onthaalcapaciteit" waardoor dit document met een foto op 1 welbepaald ogenblik de plaats dreigt in te nemen van een ruimer maatschappelijke visie inzake ruimtelijke ordening en andere overwegingen.</p>	Niet akkoord	<p>De studie onthaalcapaciteit is (voorlopig althans) de enige richtinggevende studie die beschikbaar is voor het opstellen van een middellange termijnplanning in afwachting van andere beleidsinitiatieven. De VREG wil er op toezien dat er in de zones groen zijn ingekleurd (waar de kosten voor de aansluiting van hernieuwbare productie en kwalitatieve WKK < 105.000 €) voldoende geïnvesteerd wordt om het berekende potentieel aan decentrale productie te kunnen aansluiten.</p>
ELIA	<p>Elia is van mening dat de huidige nota nog niet voldoende onderbouw heeft voor directe implementatie in de regelgeving en regulering. Zo focust het eerste gedeelte enkel op beoordelingscriteria die te maken hebben met de integratie van HEB en WKK-productie, terwijl de investeringsfilosofie die Elia hanteert uiteraard ook rekening houdt met andere factoren,</p>	Genoteerd	<p>De VREG wil in de eerste plaats alle nuttige informatie verzamelen met het oog op een evaluatie van een aantal criteria voor om de capaciteit van elektriciteitsdistributienetten en het plaatselijk vervoernet te beoordelen die nodig is voor aansluiting van decentrale productie uit hernieuwbare</p>

	<p>waaronder de evolutie van het elektriciteitsverbruik en de handhaving van de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet.</p>		<p>energiebronnen of kwalitatieve warmtekrachtkoppeling.</p>
ELIA	<p>Het voorstel van decreet in het tweede gedeelte tenslotte mist de nuances die wel in de consultatienota zijn opgenomen. Een definitieve tekst zou de specificiteiten van de gekozen vergoedingsoptie moeten bevatten, welke nu echter nog niet bekend en uitgewerkt is. Elia is bereid om samen met de VREG en eventuele andere stakeholders verder te werken rond beide onderwerpen.</p>		<p>Bij de uitwerking van het advies zal de VREG hiermee rekening houden. De VREG zal initiatieven nemen om dit verder uit te werken met alle stakeholders.</p>
ELIA	<p>Wat betreft netinvesteringen wil Elia toch benadrukken dat in het huidige kader het realiseren van nieuwe netinvesteringprojecten allerm minst evident is. Naast de mogelijke verbeteringen aan het vergunningsproces, is het de maatschappelijke aanvaarding van dergelijke projecten (NIMBY!) die een snelle realisatie dikwijls verhindert. Elia roept de VREG ook op om bij het beoordelen van de investeringsplannen mee rekening te houden met deze problematiek en door een duidelijke communicatie rond de goedkeuring ervan mee te zorgen voor het noodzakelijke draagvlak voor de belangrijke infrastructuurprojecten die vandaag en in de toekomst op stapel staan.</p>		<p>De VREG wil nog eens de nadruk leggen op het feit dat het investeringsplan indicatief is. Het is mogelijk dat geplande investeringen niet meer uitgevoerd zullen worden of vertraagd zijn. In dergelijk geval moet de aangepaste planning wel goed onderbouwd zijn. Dit biedt uiteraard ruimte om andere investeringen zo mogelijk naar voor te trekken.</p>
ELIA	<p>De compatibiliteit van de criteria met andere regio's en het federale niveau geanalyseerd worden, in het bijzonder vanuit tarifaire oogpunt.</p>	Genoteerd	
ELIA	<p>De door de VREG vooropgestelde criteria impliceren strikte verplichtingen voor de netbeheerder, zonder dat echter de noodzakelijke randvoorwaarden en het gepaste beleid hierop afgestemd worden. In dat opzicht, en zolang de lokale overheden geen voldoende stimulerend beleid voeren ter identificatie van geografische zones voor de ontwikkeling van</p>	Deels akkoord	<p>Enkel in het eerste bijkomend criterium wil de VREG een verplichte planning van een netversterking die binnen de 5 jaar na bestelling van de aansluiting moet uitgevoerd worden. Het proactieve betreft het tweede bijkomend criterium dat de netbeheerder een planning oplegt van netversterkingen tussen 2015 en 2020 om de 2020 doelstellingen aan hernieuwbare</p>

decentrale productie, en in continu overleg met de vergunningverlenende autoriteiten erover waken dat het aanwezige potentieel er zich ook daadwerkelijk manifesteert, ondersteunt Elia, wegens het risico op onderbenutte capaciteit, het vooropgesteld criteria tot proactief investering niet. Voorts dient in elk geval een vastgelegd tijds kader tot investering voorwaardelijk te moeten worden opgesteld en afhankelijk te worden gemaakt van het vergunningskader. Het is pas indien een afdwingend tijds kader gecreëerd kan worden door de publieke overheden op het vlak van de vergunningen, dat Elia zich kan inschrijven in een vastgelegd tijds kader voor de netversterkingen.

energieprojecten aansluitbaar te maken. Er zal worden verduidelijkt dat het enkel om een streefdoel gaat en niet om een investeringsverplichting.

ELIA	<p>Voor wat betreft de studie onthaalcapaciteit, is het noodzakelijk te herhalen dat deze studie op zich geen (voldoende) trigger is om over te gaan tot proactieve investeringen in het net. Bovendien lijken de vooropgestelde modaliteiten om te voorzien in een (driejaarlijkse) update van de studie onthaalcapaciteit (nog) niet voldaan.</p>	Deels akkoord	<p>De VREG verwacht met het investeringsplan een geactualiseerde lijst van de berekende windclusters uit de studie onthaalcapaciteit, met een aansluitingsvermogen ingekleurd volgens aansluitkost, en de resultaten van de bevragingen naar kwalitatieve WKK projecten. Ook de clusters die niet binnen de grens van 105.000 €/MVA liggen moeten jaarlijks worden herrekend. Wel is de VREG het eens dat de studie op zich geen voldoende trigger is om proactief netten aan te leggen maar wel om de uitbouw van netten in te plannen.</p>
------	---	---------------	--

FEBEG

FEBEG	<p>De studie 'Onthaalcapaciteit' van het VITO geeft niet aan wat de beschikbare capaciteit is voor bepaalde clusters, maar enkel de kostprijs om deze clusters aan te sluiten. De distributienetbeheerders en Elia geven dus impliciet aan dat alles aansluitbaar is mits er voldoende voor betaald wordt. Het niet aangeven van de beschikbare en toekomstige plaatselijke onthaalcapaciteit op distributienetniveau (in MW, op transformatorposten en cabines) is echter een grote tekortkoming van de studie en een gemiste kans om werk te maken van transparantie en van het ter beschikking stellen van</p>	Akkoord	<p>De VREG is van oordeel dat het vermelden van beschikbare capaciteit voor de clusters een ingewikkelde berekening is en het resultaat permanent aangepast dient te worden. Een jaarlijkse actualisatie van de studie is wel richtinggevend voor projectontwikkelaars en voor de VREG bij de evaluatie van de voorgestelde investeringen. Deze opmerking kan meegenomen worden in het verdere debat.</p>
-------	---	---------	---

de projectontwikkelaars van een geschikt hulpmiddel bij het kiezen van een geschikte locatie en bij het indienen van hun aansluitingsaanvragen. Het werken met kostindicaties heeft wel als verdienste dat wordt aangegeven waar het 'goedkoop' is voor zowel de distributienetbeheerder als de projectontwikkelaar om aan te sluiten. FEBEG moedigt bijgevolg het voorstel van de VREG aan om er zeker voor te zorgen dat netinvesteringen de ontwikkeling van dergelijke clusters daadwerkelijk ondersteunen.

FEBEG	<p>De tekortkomingen die de VREG aanhaalt, zoals de problematiek bij een versnipperde aansluiting, grotere vermogens van windturbines dan de veronderstelde 3MW en dat het criterium niet geschikt is voor WKK's of andere hernieuwbare energiebronnen, zijn terecht. De ontwikkeling van windprojecten of andere hernieuwbare energieprojecten is een commerciële activiteit onderhevig aan concurrentie, waarbij vrijheid van ondernemen en innovatie moet gewaarborgd worden. Daarom mag de stimulering van de 'groene' clusters (<105.000€/MWh) niet herleid worden tot enkel investeringen voor deze clusters. Het mag ook niet leiden tot weigering van aansluiting als er aanvragen voor aansluiting op andere locaties of op andere manieren dan de veronderstelde clustering zouden ingediend worden. In principe mag geen enkele aansluitingsaanvraag voor productiecapaciteit geweigerd worden. Enkel het eerste criterium hanteren, zou in feite neerkomen op het uithollen van de verplichting voor de distributienetbeheerder om voldoende capaciteit aan te houden. De aanvulling door het tweede criterium valt daarom ook aan te moedigen. Dit leidt er immers toe dat een bepaald niveau van "groene" clusters (<105.000€/MWh) kan aangehouden worden of kan gecreëerd worden voor andere hernieuwbare energieprojecten. Het aanmoedigen van projecten in clusters zal er immers toe leiden dat deze capaciteit opgebruikt wordt</p>	<p>Moet besproken worden</p>	<p>De VREG is het wel eens met het feit dat er ook buiten de groene clusters mogelijks decentrale productie kan aangesloten worden als dat technisch economisch verantwoord is. Met de stelling dat geen enkele aansluitingsaanvraag mag geweigerd worden gaat de VREG niet akkoord. Het blijft altijd een technisch economische afweging die eerder kadert in de behandeling van klachten dan in de beoordeling van indicatieve investeringsplannen.</p>
-------	--	------------------------------	---

en het dus ook duurder wordt om hier aan te sluiten. Het aantal groene clusters zal bijgevolg afnemen, tenzij distributienetbeheerders voldoende blijven investeren in ruggengraatinvesteringen en nieuwe mogelijke locaties creëren. Het tweede criterium zorgt er ook voor dat de investeringen in netversterkingen en –uitbreidingen vraag-gedreven blijven, en niet een puur planmatig gegeven worden. Beide criteria zijn dus complementair en zouden niet gesplitst of gedeeltelijk ingevoerd mogen worden.

FEBEG	Om netbeheerders te ondersteunen in het optimaliseren van hun investeringsplannen om maximaal te voldoen aan de vraag naar aansluitingen van zowel afnemers als producenten, moeten de procedure voor zowel de totstandkoming van die investeringsplannen als voor de aansluiting transparanter en interactiever kunnen gemaakt worden. FEBEG stelt voor om naar voorbeeld van Elia de investeringsplannen van de distributienetbeheerders ter consultatie publiek te maken. Dit zet projectontwikkelaars en overheden ertoe aan om hun interesse te tonen in bepaalde uitbreidingsprojecten (of het gebrek eraan); bovendien wordt het beoordelen van deze plannen ook vereenvoudigd.	Deels akkoord	Door het opnemen van een verplichting tot publicatie van de investeringsplannen meent de VREG de transparantie aanzienlijk te verbeteren. Het rapporteringsmodel zal ook worden herbekeken. De investeringsplannen van Elia zijn hierbij een goed voorbeeld echter het is niet de bedoeling om de plannen voorafgaand aan de beoordeling door de VREG te consulteren. Na goedkeuring door de VREG zullen de plannen gepubliceerd worden en kunnen project ontwikkelaars eventueel reageren en hun bevindingen aan de VREG overmaken.
FEBEG	De VREG verwijst in haar nota regelmatig naar de vrees dat het net zou overgedimensioneerd worden en dat met een proactief investeringsbeleid op basis van aangekondigde projecten en aansluitingsaanvragen het risico van niet rendabele investeringen vergroot. De vraag is natuurlijk wat wordt bedoeld met een overgedimensioneerd net en met niet rendabele netinvesteringen. Hoe worden zij afgewogen tegen de maatschappelijke noden en ambities? Publieke consultaties over de voorstellen van investeringsplannen kunnen helpen bij het bepalen van het nut en het al dan niet toereikend zijn van een voorgestelde investering. In de Elia User' Group werd een	overwogen	De VREG is van oordeel dat bij de beoordeling van de investeringsplannen niet elke geplande investering aan een maatschappelijke kosten baten analyse onderworpen moet worden. Het betreft hier de beoordeling van een indicatief investeringsplan en niet de beoordeling van een klacht.

aansluitingsprocedure uitgewerkt die de investeringsonzekerheid van zowel de netbeheerders als de projectontwikkelaar zou moeten wegnemen. Door tijdens de aansluitingsprocedure een goed voortraject te doorlopen en een gezamenlijk project met vaste planning uit te werken en contractueel vast te leggen, krijgt de netbeheerder zekerheid dat het project gerealiseerd wordt of dat de projectontwikkelaar zijn verantwoordelijkheid neemt voor de in tussentijd gemaakte kosten bij het onderbreken of stopzetten van het aansluitingstraject. De projectontwikkelaar krijgt de garantie dat hij bij de indienstneming van zijn installatie beschikt over de nodige aansluitingscapaciteit.

ODE	ODE betreft dat de studie onthaalcapaciteit onvolledig is doordat een aantal regio's om betwistbare redenen niet zijn opgenomen. Verder is het niet aangegeven van de beschikbare en toekomstige plaatselijke onthaalcapaciteit op het distributienet een groot tekort. Deze informatie zou nochtans zeer waardevol kunnen zijn bij de locatiekeuze voor nieuwe projecten. Voor de in de studie wit ingekleurde zones, is er nu geen informatie terwijl er toch onder meer windprojecten ontwikkeld worden. De definitie van "groene" zones mag dus zeker niet leiden tot enkel investeringen in deze zones of weigering van aansluiting buiten die zones. Integendeel, gezien het sterk locatiegebonden karakter van hernieuwbare energie installaties zou geen enkel aansluitingsaanvraag geweigerd mogen worden.	Deels akkoord	De VREG gaat akkoord met de gemaakte opmerkingen over de studie onthaalcapaciteit maar benadrukt dat dit voorlopig de enige studie is waarover beschikt kan worden. Bij een update kan met deze opmerkingen rekening gehouden worden. De VREG is het niet eens met de stelling dat geen enkele aansluitingsaanvraag geweigerd mag worden.
ODE	Om de netbeheerders te ondersteunen stelt ODE voor om de investeringsplannen van de DNB's ter consultatie beschikbaar te stellen van de projectontwikkelaars. Investerings in uitbreiding zouden binnen een termijn van maximum 5 jaar gerealiseerd moeten worden.	Genoteerd	De VREG is van oordeel dat het de netbeheerders vrij staat om voorafgaand de investeringsplannen te consulteren echter, dit is geen verplichting.
ODE	Omtrent het ontwikkelen van bio-WKK en biomassa-installaties is een benadering van proefzones of preferentiële zones een	Genoteerd	Dit kan best besproken worden binnen het stakeholdersoverleg

	<p>mogelijke insteek maar wordt door ODE Bio-energieplatform niet gezien als een haalbare werkmethode. De ervaring leert dat de vergunningstrajecten onvoorspelbaar zijn en van één tot zes jaar in beslag kunnen nemen. Indien de VREG enkele proefgebieden wenst af te lijnen dan willen we de voorstellen graag mee onderzoeken en stroomlijnen.</p>		hernieuwbare energie.
EANDIS	<p>Niet alle decentrale productie is planmatig in te schatten. Er is noodzaak aan ruimte in de planmatige aanpak voor de niet controleerbare groei van bv. kleine productie-installaties waar sturing van op afstand mogelijks technisch economisch niet verantwoord is. (hier is zelfregeling dmv lokale parameters en setting mogelijks aangewezen).</p>		
EANDIS	<p>Het is aangewezen om transparante criteria i.v.m. de technisch-economisch aanvaardbaarheid aangaande aansluitverplichting op te stellen. Dit rekening houdende met de budgettaire mogelijkheden en de optimalisatie van de realisatie van de beleidsdoelstellingen. Zodoende zou de VREG niet in elk dossier moeten tussenkomen. De keuze van aansluitwijze, het spanningsniveau e.d. dient weliswaar bepaald te worden door de DNB.</p>	Genoteerd	<p>Er is nu nog geen expliciete aansluitingsverplichting. Als een aansluitingsverplichting decretaal wordt vastgelegd moeten er objectieve criteria ontwikkeld worden. De impact moet de VREG opvolgen en zo nodig kunnen bijsturen.</p>
COGEN	<p>Voor de betreffende criteria put de VREG inspiratie uit de studie "Onthaalcapaciteit" die in de loop van 2011 en 2012 werd uitgevoerd door VITO, in samenwerking met de distributie- en transportnetbeheerders. Hoewel de studie de aansluiting van zowel wind op land, PV als WKK bekijkt, ligt het zwaartepunt van de studie toch duidelijk bij het windpotentieel. Hierdoor worden een aantal conclusies naar voren geschoven, die niet per se stroken met de realiteit van WKK. Zo wordt er in de studie sterk ingezet op de zogeheten 'locatieprikkels'. Hoewel dit voor bijvoorbeeld wind technisch mogelijk is (daarom niet per se gewenst), is de basisgedachte achter WKK het voldoen aan een lokale nuttige warmtevraag, en wordt de inplanting dus</p>	Akkoord	

	bepaald door de plaats van de warmtevraag.		
COGEN	In de uitwerking van het derde criterium gesproken wordt van 'decentrale productie uit hernieuwbare energie'. Het lijkt echter de bedoeling dat hier ook naar WKK verwezen wordt. Gelet op de synchroniciteit tussen warmte- en elektriciteitsvraag lijkt net op het distributienet een aanzienlijke meerwaarde geleverd te worden door WKK (bijvoorbeeld ondersteuning elektriciteitsvraag bij verhoogd aandeel warmtepompen).	Akkoord	Kwalitatieve WKK behoort niet tot de EPB eisen voor nieuwbouw.
SERV	Een bredere visie en een ruimer debat zijn noodzakelijk.	Akkoord	
SERV	De drie beoordelingscriteria mogen zeker geen exclusieve beoordelingsbasis voor netinvesteringen. De voorgestelde criteria hebben alleen betrekking op de aansluitbaarheid van bepaalde types hernieuwbare energie-installaties binnen een bepaalde termijn (1 of 5 jaar) en binnen een lineair tijdspad om een (nog te bepalen) groene stroomdoelstelling te bereiken. Die tijdige aansluiting van bijkomende hernieuwbare energie-installaties is inderdaad terecht een belangrijk aandachtspunt, maar mag geen exclusief criterium zijn bij de beoordeling van investeringsplannen. De beoordeling van investeringsplannen moet ook oog hebben voor de inpasbaarheid van de plannen in een lange termijnvisie op het energiesysteem en de netinfrastructuur, voor de manier waarop netbeheerders andere netinvesteringen (dan aansluitingen van hernieuwbare energie-installaties) plannen én voor de kostenefficiëntie van de geplande investeringen.	Verduidelijking	Het is duidelijk dat het in de nota gaat om "bijkomende criteria" aan de reeds bestaande criteria die gebaseerd zijn op groei in de afname. Hieraan voegt de VREG nu criteria toe voor decentrale productie. De studie onthaalcapaciteit is niet het einddoel, wel (voorlopig althans) de enige richtinggevende studie voor het opstellen van middellange termijnplanning in afwachting van andere beleidsinitiatieven. Belangrijk is dat de aanpak van knelpunten dienen te worden afgetoetst met de studie onthaal capaciteit en er van de netbeheerders een voorstel wordt verwacht van een 5 jarenplan gebaseerd op de groene clusters uit de studie onthaal capaciteit. Van zodra de langetermijnvisie er is kunnen de investeringsplannen ook hieraan getoetst worden.
SERV	De kostenefficiëntie van de netinvesteringen moet een expliciet criterium worden bij de beoordeling van investeringsplannen. De volledige kosten van diverse netontwikkelingsscenario's moeten gekwantificeerd worden, dus niet alleen de naakte investeringskosten maar ook de kosten als gevolg van 'ontbrekende investeringen' (dispatchkosten, afschakeling van hernieuwbare energie, ...) en ev. vereiste netaanpassingen op andere netten. Naast een financieel-economische analyse moet	Genoteerd	De VREG is van oordeel dat kostenefficiëntie zeer belangrijk is. In het kader van het voorbereidende traject naar de overdracht van de tariefbevoegdheid beraadt de VREG zich op welke wijze de kostenefficiëntie het best kan worden nagestreefd.

de impact op de tarieven en de verwachte tariefschok voor de diverse scenario's becijferd worden.

Essenscia	<p>Zonder inzicht in de studie is het moeilijk/ onmogelijk om dit criterium te beoordelen. In ieder geval kan de tijdige aansluiting bij beoordeling van investeringen geen exclusief criterium zijn. Zo dient iedere beoordeling van een investeringsplan afgewogen te worden tegen de maatschappelijke waarde die wordt gecreëerd. De VREG zou dus moeten rekening houden met de kostenefficiëntie van de netinvestering. In het algemeen zou er moeten vertrokken worden uit verschillende scenario's betreffende de invulling van de lange termijnstrategie voor een bevoorradingszekere en competitieve energievoorziening waarbij de resulterende netkost een belangrijke parameter is in de uiteindelijke keuze voor een bepaald scenario. Deze scenario's moeten ruimer zijn dan enkel hernieuwbare energie of enkel windenergie en zich niet beperken tot decentrale productie. Zo dient er ook rekening gehouden worden met andere elementen die een invloed kunnen hebben op de netcapaciteit, zoals opslag en de ontwikkeling van lokaal gebruik. Enkel op basis van deze scenario's kan op een gefundeerde, bottom-up manier geoordeeld worden over de invulling ervan.</p>	Akkoord	<p>Het beoordelingsproces moet evolueren naarmate de visie op lange termijn duidelijk wordt.</p>
-----------	--	---------	--

1.2. Punctuele opmerkingen

FORTECH	<p>De terminologie "decentrale productie- eenheden" en "decentrale productie uit hernieuwbare energie en kwalitatieve WKK" kan best worden gebruikt om duidelijk te maken waar een onderscheid moet gemaakt worden tussen deze installaties (vb. in zake prioritaire toegang tot het net).</p>	Genoteerd	<p>Hiermee zal in de mededeling en advies rekening gehouden worden.</p>
---------	--	-----------	---

SERV	De voorziene termijn voor dergelijke consultaties moet een termijn van 2 maanden in acht nemen, zoals gebruikelijk is in andere landen.	Genoteerd	Met deze oefening wil de VREG voor eind 2013 de nodige stappen ondernemen zodat in alle transparantie de investeringsplannen van 2014 door de netbeheerders gepubliceerd kunnen worden. Daarbij dient de modelrapportering worden aangepast die tot nu op afname was gefocust. Deze opmerking wordt meegenomen bij de volgende consultaties.
------	---	-----------	--

1.3. Antwoorden op de vragen

1.3.1. Is de termijn van 5 jaar vooropgesteld in het eerste criterium realistisch?

SERV	Verplicht aansluitingen niet binnen een termijn op basis van VREG-criteria.	Genoteerd	Het betreft hier geen aansluitingsverplichting.
INFRAX	De termijn van 5 jaar is realistisch als de benodigde infrastructuur vergund wordt (kanaalboringen, sperperiodes opgelegd door lokale overheden voor graafwerken langs bepaalde wegen). Bovendien moet er rekening gehouden worden met de beperkingen van het bovenliggende net (vb. Stevin project).	Akkoord	De VREG kan zich hier in vinden. Alle plannen dienen vooraf te worden afgetoetst met de beheerder van het hoger gelegen net. Gezien de limiet in de kost wordt niet verwacht dat een eventuele netversterking in het hoger gelegen net niet binnen de gestelde termijn kan gerealiseerd worden.
COGEN	Een termijn van 5 jaar lijkt redelijk lang, rekening houdend met een standaard doorlooptijd voor WKK-projecten. De geldigheidsduur van een toegekende startdatum bedraagt 3 jaar. Indien een installatie binnen deze periode niet in dienst genomen kan worden omwille van aansluitingsproblemen, wordt de beoogde investeringszekerheid ondergraven. Daarmee rekening houdend lijkt een periode van 3 jaar realistischer. Het is uiteraard aangewezen dat het volledige beleid (uit alle beleidsdomeinen, onder andere vergunningen) hierop wordt afgestemd, want het is niet in lijn met een kostenefficiënt beleid wanneer een niet-financiële barrière met een financieel instrument overbrugd moet worden.	Te overwegen	De VREG is van mening dat er hier een opdracht ligt voor afstemming van alle vergunningsgemachtigde instanties.

EANDIS	De doorlooptijd van 5 jaar is in normale omstandigheden haalbaar voor de DNB, maar kan problematisch zijn indien de beperking zich op niveau van het transformatiestation of het transmissienet bevindt. Ingeval van beslissing tot netversterking valt de startdatum voor deze termijn samen met de besteldatum. Eandis beschouwt een aansluiting met flexibele toegang als aansluitbaar. Waar technisch mogelijk wordt de productie-installatie in eerste instantie aangesloten met flexibele toegang. De aansluiting wordt geëvalueerd aan de hand van een KPI in functie van een aantal parameters zoals hoeveelheid afregeling in termen van MWh, tijd, aantal keren...). In dit geval begint de 5 jaar termijn pas te lopen na de evaluatieperiode en de vaststelling dat de KPI herhaaldelijk niet gehaald werd. (zie ook verder principe van flex free band)	Akkoord	Deze interpretatie gaat al een stap verder in het aflijnen van de termijn en in de definitie aansluitbaar.
ODE	Vijf jaar is een lange termijn op projectbasis temeer daar er voor het toekennen van GSC strikte steuntoekenningen zijn met aan het instapmoment gekoppelde termijnen. Dit maakt de projecten moeilijk uitvoerbaar zodat uitzonderingen nodig zijn. Een oplossing kan een aansluiting met tijdelijke flexibiliteit zijn.	Deels akkoord	ODE heeft hier een punt echter, de steunmaatregelen moeten rekening houden met de fysieke realiteit van de investeringen.
FORTECH	Dit is afhankelijk van het aanvangsmoment. Is dit de vergunningsaanvraag of de beschikking over alle nodige vergunningen. De termijn moet bekeken worden in combinatie met de termijnen voorzien in andere decreten (termijn uitvoering stedenbouwkundige vergunning, milieuvergunning).		De termijn vangt aan bij de bestelling van de aansluiting.
ELIA	Deze strikte termijn lijkt minstens voorwaardelijk opgesteld te moeten worden, aangezien tal van factoren zich buiten de invloedssfeer van de netbeheerder bevinden en die een impact kunnen hebben op de realisatietermijn, bijvoorbeeld inzake vergunningen. Mochten daarentegen de publieke overheden zich kunnen engageren voor bindende termijnen voor het afleveren voor de noodzakelijke vergunningen, dan kan Elia zich waarschijnlijk verbinden tot realisaties van investeringen binnen	Niet akkoord	De VREG gaat er van uit dat voor netversterking in het plaatselijk vervoernet, rekening houdend met de nodige vergunningen, binnen deze termijn moet kunnen. Enkel in uitzonderlijke gevallen kan een uitstel worden gemotiveerd.

een bepaalde termijn.

FEBEG	De aansluitingsprocedure in de aanbeveling van de Elia Users' Group leidt ertoe dat de realisatie van de aansluiting en de bijhorende netversterking korter of langer kan zijn dan 5 jaar. De distributienetbeheerders zouden aangemoedigd moeten worden om zich te houden aan deze planning. Daarom zou het aflopen van de contractueel afgesproken termijn voor het uitvoeren van de vereiste netversterking moeten aangenomen worden als start voor de uitbetaling van schadeloosstelling, eerder dan een vaste termijn van 5 jaar. Er moet wel bevestigd worden dat 5 jaar een uiterste grens is voor de redelijkheid van zulk een termijn. Daarentegen is de termijn van 5 jaar voor het volledig tot stand brengen van aansluitingen langer dan de geldigheidstermijn van 3 jaar voor een principesaanvraag met betrekking tot het vastzetten van een bandingfactor voor de onrendabele top die kan verkregen worden door een projectontwikkelaar waarmee hij kan rekening houden in zijn investeringsbeslissing.	Genoteerd	De opgelegde termijn kan enkel rekening houden met de problematiek voor het realiseren van de netversterking en de vergunningen die daarvoor nodig zijn. 5 Jaar is dus een redelijke termijn.
-------	---	-----------	---

1.3.2. Is de netkost van 105.000 €/ MVA vooropgesteld in het eerste criterium geschikt?

INFRAX	In deze kost zit niet alleen de totale kost voor de aansluiting inclusief de kost voor netversterking en –uitbreiding maar ook de netverliezen. Dit criterium is aanvaardbaar als alle kosten uit de studie onthaalcapaciteit in rekening gebracht worden, zijnde de aansluiting, de netversterking en de contante waarde van de verliezen over een periode van 20 jaar.	Akkoord	Dit zal worden toegevoegd
EANDIS	Het bedrag van maximaal 105.000€/MVA slaat op het geheel van kosten DNB én TNB voor aansluiting van een windmolen. Er dient opgesplitst te worden voor het aandeel DNB, zijnde	Genoteerd	De kosten berekening is uitgewerkt in de studie onthaalcapaciteit en betreft inderdaad. Dit kan verder nog

maximaal 56.000€/MVA. Gelet op de specifieke eenheden van aansluiting is een specifiek bedrag voor andere technologieën relevant. (Het bedrag van 56.000€/ MVA is specifiek van toepassing voor windmolens die aangesloten worden op een voldoende sterk punt en houdt gezien de onzekerheid van vergunning rekening met de maximumprijs voor het invullen van 2x de beleidsdoelstelling. Dit bedrag kan dus lager, zeker voor andere technologieën waar die onzekerheid van vergunning niet bestaat en die ingelust worden in het distributienet.)

De netbeheerders wijzen erop dat voor de aansluiting van decentrale productie het N-1 principe niet gegarandeerd is. De tussenkomst van de DNB van maximaal 56.000€/MVA slaat steeds op netversterking in N. De producent die N-1 garantie wenst, dient integraal tussen te komen in de extra netuitbreiding. (Bij besteding van eenzelfde budget zal zo bijna het dubbel van het vermogen aan decentrale productie aansluitbaar gemaakt kunnen worden). De aansluitkabel van aan het voldoende sterk punt wordt beschouwd als netkabel, gezien verschillende klanten gebruik maken van deze infrastructuur. De kabel wordt in regel niet redundant aangelegd en wordt beschouwd als een open lus.

verduidelijkt worden.

FEBEG

Een economisch criterium van 105.000 €/MVA lijkt FEBEG een aanvaardbaar uitgangspunt, maar deze drempel zou alleen de direct toewijsbare kosten mogen omvatten.

genoteerd

Moet worden overeengekomen.

COGEN

De grenswaarde van 105.000 euro/MVA wordt opgelegd per cluster, waarbij het vermogen slaat op het 'opgesteld elektrisch vermogen uit hernieuwbare energiebronnen of kwalitatieve warmtekrachtkoppeling'. Het is niet duidelijk hoe deze clusters samengesteld zullen worden en of dubbeltellingen vermeden zullen worden. Ook dubbeltellingen in relatie tot 'standaard'

genoteerd

Er moet verduidelijkt worden bij de update van de studie onthaalcapaciteit hoe het vermogen van de clusters wordt berekend. Voor WKK beoogt de VREG de resultaten uit de bevragingen zoals voor tuinbouwclusters en wil voor deze clusters dezelfde criteria hanteren als voor windclusters.

	netversterkingen moeten vermeden worden, zeker in tijden waarin een verdergaande elektrificatie steeds vaker naar voren geschoven wordt. Als startpunt kan de 105.000 €/MVA aangehouden worden.		
ESSENSCIA - FEBELIEC	Zonder inzicht in de studie is het moeilijk/ onmogelijk om dit criterium te beoordelen.	Akkoord	De studie is gepubliceerd op de website van de VREG na voorstelling op het beleidsplatform "slimme netten" van 10 september 2012. http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/aanpassingnb313092012.pdf
FORTECH	De kostprijs van de aansluiting houdt geen rekening met de meerwaarde door beperking van energieverliezen van omzetting van het transportnet naar het distributienet. Het is niet wenselijk dat de al dan niet aansluitbaarheid enkel afhangt van een vast bedrag. Ervaring leert dat kostprijzen te hoog worden ingeschat. Het is niet te verantwoorden dat projecten daardoor niet uitvoerbaar zijn. De studie onthaalcapaciteit is slechts een indicatie die niet noodzakelijk de kost weerspiegelt die uit een detailstudie zal voorkomen. De kostprijs kan enkel als bijkomend criterium gebruikt worden en niet als enig criterium.	Deels akkoord	Voor de verliezen wordt de netto actuele waarde genomen over een periode van 20 jaar. Zo bedragen de verliezen in de Eandis aansluitingen gemiddeld 10,2% van de totale kost, in de Infrac aansluitingen 15,6% en voor aansluiting op het Elia-net gemiddeld 5,4%. Zoals eerder aangegeven is de studie onthaalcapaciteit richtinggevend om de indicatieve investeringsplannen te ontwikkelen en niet als basis om weigeringen van aansluitingen te beoordelen.
ODE	Aangaande het criterium van 105.000 €/MVA stellen we ons de vraag hoe VREG hier een onderscheid gaat maken tussen werkelijk bijkomende capaciteitsversterking HE (netuitbreiding kan voor een woongebied – KMO-zone, netversterking of voor HE-productie zijn) en de 'business-as-usual'? ODE pleit ervoor dat elke aanvraag ruim benaderd word. Deze kost drempel mag zeker en vast geen exclusie criterium worden, uitzonderingen moeten voor elk geval beschouwd worden.	Akkoord	De VREG stelt zich de vraag of het nodig is om hier het onderscheid te maken , belangrijk is dat de netversterking er komt onder de gestelde voorwaarde.

ELIA	<p>Er dient evenwel op gewezen te worden dat een dergelijke strikte toepassing van de vooropgestelde limiet tot ongewenste resultaten kan leiden. Het is namelijk zo dat de eerste aanvrager in een groene cluster mogelijks een aansluitings- en netkost zal dragen die zich ver boven de €105.000/MW zal bevinden. Mogelijks zal pas bij de tweede, derde, vierde (?) aanvraag de kost beneden het niveau komen. Wat dient er voorts bijvoorbeeld te gebeuren indien het aantal MW van een investeringsproject zou wijzigen of slechts een gedeelte van het veronderstelde potentieel wordt aangevraagd, waardoor de netkost de vooropgestelde limiet overschrijdt (terwijl dit initieel niet het geval was)? Hoe dient men om te gaan met een investeringsproject dat zich niet in één van de zones uit de studie onthaalcapaciteit bevindt of gecombineerd wordt met een project uit een geïdentificeerde zone? Het zou wenselijk zijn om de implicaties van deze limiet te specificeren, i.h.b. de overschrijding van deze limiet. Betekent een overschrijding van deze limiet, met één euro, dat het project dient geweigerd te worden door de netbeheerder? Een dergelijke toepassing op de huidige investeringsprojecten van Elia zou waarschijnlijk impliceren dat een (groot) aantal projecten geweigerd moeten worden.</p>	Deels akkoord	<p>Er moet nogmaals op gewezen worden dat het hier een criterium betreft om een indicatief investeringsplan te beoordelen. Als uit detailstudies blijkt dat de kost beneden €150.000/MVA dan moet een netversterking op het plan voorkomen. Die netversterking moet rekening houden met het volledige vermogen van de cluster in die zin dat de netversterking voor de aanvragen de verdere ontwikkeling binnen de cluster niet mag verhinderen en de funderingen best rekening houden met het geïdentificeerde vermogen van de cluster. Er wordt dus weldegelijk rekening gehouden met de opmerking dat er mogelijks slechts een klein deel van het veronderstelde potentieel aangevraagd wordt. Het betreft hier geen criterium voor weigeren van aansluitingen.</p>
	<p>De SERV heeft bedenkingen bij het 105.000 €/MVA-criterium (het eerste criterium) . Dat criterium kan ook geen exclusieve beoordelingsbasis zijn voor netinvesteringen die binnen de 5 jaar gerealiseerd moeten worden. Dat criterium verwijst naar de zogenaamde groene zone in de studie "onthaalcapaciteit decentrale productie in Vlaanderen". Die studie kan echter niet in de plaats treden van de hierboven gevraagde visie op het energiesysteem. Daarvoor was het opzet van de studie en de consultatie erover te beperkt. Het is dus niet zeker dat alle aanvragen in groene zones aansluiting verdienen, noch dat alle aanvragen in andere (niet-groene) zones geen aansluiting</p>	Grotendeels akkoord	<p>De VREG is het niet eens met de stelling dat de studie onthaalcapaciteit geen geschikte basis kan zijn voor de beoordeling van de investeringsplannen wel met de stelling dat andere langetermijnplanningen beter zouden zijn maar, die zijn er op dit ogenblik niet. De studie moet ook jaarlijks een update krijgen en kan geconsulteerd worden. De studie zal vermoedelijk opvolging krijgen van andere lange termijn studies. De VREG benadrukt dat het een criterium betreft om indicatieve investeringsplannen te beoordelen. Wel zou aan het criterium toegevoegd kunnen worden dat de geplande netuitbreiding niet enkel moet dienen voor de aansluiting van de</p>

zouden verdienen. Overigens is het onduidelijk of aansluiting in oranje of rode zones nog zou kunnen, eventueel onder voorwaarden, zoals gedeeltelijke financiering van aansluitingskosten door de exploitant.

Het voorgestelde criterium impliceert ook dat netinvesteringen vooral reactief worden gepland, als reactie op gevraagde aansluitingen. Zo'n reactieve netontwikkeling dreigt investeringen op te leggen die op langere termijn misschien niet altijd optimaal of 'future proof' zijn. Zo kan de voorziene kabeldikte en/of kabeltechnologie misschien wel toereikend zijn voor de aangevraagde aansluiting maar niet voor latere investeringen in dezelfde cluster. Een reactief beleid kan zo extra kosten veroorzaken, al houdt ook een proactief beleid risico's in op niet-rendabele investeringen. Aansluitend lijkt het niet zinvol om netinvesteringen te beoordelen op basis van individuele projecten. Zo kan het gunstiger zijn om projecten te clusteren (bv. windparken of WKK-clusters). Bij een versnipperde aansluiting van installaties binnen een "groene cluster" kunnen de kosten hoger oplopen. De consultatienota erkent dit wel, maar houdt hier bij de uitwerking van de criteria geen rekening mee. Analoog kan clustering van netinvesteringen met andere infrastructuurwerken ook kostenverlagend werken en dus een legitieme reden zijn om investeringen te vervroegen of te vertragen. Daarmee lijkt de consultatienota evenmin rekening te houden.

bestelde aanvraag maar ook rekening moet houden met het potentieel in de cluster. De funderingen mogen de latere uitbreiding niet belemmeren.

1.3.3. Moet een uitzonderingsclausule worden toegevoegd aan het eerste criterium?

INFRAx	De netversterking waarvoor geen vergunning kan verleend worden kan leiden tot een uitzonderingsclausule.	Deels akkoord	De VREG is van oordeel dat dit geen reden is om de netversterking niet in te plannen, wel om de planning van de uitvoering aan te passen. Er kan toegevoegd worden dat in uitzonderlijke omstandigheden en na motivatie kan de netbeheerder afwijken van de gestelde termijn.
ELIA	Behoudens de reflecties inzake de niet door de netbeheerder beheersbare procedures lijkt het aangewezen om, indien een dergelijk criterium zou toegepast worden, additioneel enige opschortende voorwaarden te formuleren. Bijvoorbeeld in situaties waarbij de aanvraag zou ingetrokken worden of indien er zich doorheen het proces andere oplossingen zouden manifesteren. Het lijkt evenwel aangewezen om deze uitzonderingen zo transparant als mogelijk bekend te maken.	Deels akkoord	Idem als voorgaande
COGEN	Het criterium houdt (momenteel) geen rekening met een totale maatschappelijke systeemkost. Het lijkt aangewezen dat de VREG de mogelijkheid behoudt om voor strategische projecten of projecten die aanleiding kunnen geven tot een verlaagde systeemkost toch netinvesteringen op te leggen.	Verduidelijking gevraagd	Dit lijkt te vergaan bij de beoordeling van investeringsplannen. De VREG is van oordeel dat dit criterium moet overwogen worden in het kader van klachten behandeling bij weigering van aansluiten.
FEBEG	Het risico bestaat dat netbeheerders een meer dan proportioneel aandeel van de kost van een netversterking/uitbreiding (die ook nuttig is voor andere bestaande of toekomstige netgebruikers) toewijzen aan het productieproject. Om deze reden pleit FEBEG ervoor om een wettelijke verplichting op te leggen aan de netbeheerders om alle aansluitingsaanvragen die leiden tot een hogere kostenraming, voor te leggen aan de regulator, die kan beslissen dat de aansluiting toch moet uitgevoerd worden tegen de standaardvoorwaarden of een andere oplossing kan voorstellen aan de aanvrager, bijvoorbeeld de uitvoering van de aansluiting met netversterking/uitbreiding mits een hogere	Niet ter zake	Het betreft hier een goedkeuring van investeringsplannen. Dit voorstel is eerder op zijn plaats bij de herziening van het technisch reglement.

tussenkomst van de aanvrager in de aansluitingskost of uitvoering van een aansluiting met flexibele toegang.		
ESSENCIA - FEBELIEC	Ja, alle investeringen die niet kostenefficiënt zijn, zelfs al vallen ze onder de grens van 105.000€/MVA, kunnen niet leiden tot een verplichting voor de netbeheerder. Bovendien moet ook rekening gehouden worden met externe omstandigheden die in de weg kunnen staan voor het uitvoeren van de investering (bijv. gebrek aan vergunning). Tenslotte is Essencia van mening dat de penalisatie van de netbeheerder ten gevolge van het niet voldoen van zijn verplichting ten laste moet komen van zijn marge en dus niet doorgerekend mag worden aan de netgebruiker.	Niet akkoord Het bedrag van € 105.000 is een criterium dat in het leven geroepen is om zo kostenefficiënt mogelijk de 2020 doelstellingen te behalen,. Uit de opvolging zal moeten blijken of dit criterium moet bijgesteld worden. Hoe de penalisatie verder verrekend wordt is geen onderdeel van deze consultatie.
EANDIS	Eandis kan het voorstel van VREG met betrekking tot het feit dat de VREG per case kan beslissen tot een uitzondering op basis van technisch economische criteria onderschrijven. Opdat de VREG niet voor elk dossier zou moeten tussenkomen, is het aangewezen om de criteria zo transparant mogelijk te maken waardoor VREG enkel uitzonderingen en of klachten in dat verband zou moeten behandelen.	Akkoord
ODE	Vijf jaar is een lange termijn op projectbasis temeer daar er voor het toekennen van groenestroomcertificaten gebonden is aan het instapmoment. Dit maakt de projecten moeilijk uitvoerbaar zodat uitzonderingen nodig zijn. Een oplossing kan een aansluiting met tijdelijke flexibiliteit zijn.	Akkoord De VREG is van oordeel dat dit een problematiek is die niet opgelost kan worden in de investeringsplannen. Netversterkingen hebben een uitvoeringstermijn waar men niet om heen kan.

1.3.4. Is het verplicht proactief investeren in aansluitingscapaciteit à rato van 20% per jaar van de doelstelling van de Vlaamse regering voor hernieuwbare energie tegen 2020 een geschikt criterium?

ELIA	<p>Een lineaire, top-down verdeling van de doelstellingen over de resterende jaren lijkt initieel een eenvoudig te evalueren criterium te zijn, echter lijkt een dergelijke verdeling na verdere analyse niet het meest efficiënt en toepasbaar te zijn. In het algemeen stelt de vraag zich naar de flexibiliteit ervan, bijvoorbeeld indien de Vlaamse regering zou beslissen om de doelstellingen in de komende jaren aan te passen, bovendien zouden duidelijk afspraken moeten gemaakt worden hoe deze doelstelling gemeten zal worden en ten opzichte van welke referentie en is het risico op sunkcosts niet te onderschatten, zoals de VREG zelf reeds aangeeft in de eerste paragraaf van pagina 5 van het consultatiedocument.</p> <p>Proactief investeringen uitvoeren op basis van de studie onthaalcapaciteit en/of gedreven door het behalen van Europese & Vlaamse doelstellingen zou echter vragen kunnen oproepen in de keuze van bepaalde zones ten opzichte van andere voor deze proactieve investeringen. Een proactieve netinvestering lijkt dan ook enkel pas nuttig indien het potentieel voldoende duidelijk is en ondersteund wordt door concrete aanvragen of door beleidsplannen van de lokale of provinciale overheid.</p> <p>Elia merkt ook op dat het proactief investeren een stijging van de kostprijs van de aansluitingsinstallaties met zich kan meebrengen. Indien een aansluiting al voorziet in het totaal gedetecteerde potentieel in plaats van het gevraagde aansluitingsvermogen, zal dit voor de eerste aanvrager in een zone een heuse meerkost betekenen, terwijl ook de</p>	Deels akkoord	<p>De VREG wijst er op dat het hier vooral om een controle gaat of er wel voldoende geïnvesteerd wordt in de netten. Voor het deel decentrale productie is de studie onthaalcapaciteit, die jaarlijks een update moet krijgen, de basis. De target van 20% slaat op het saldo van de vooropgestelde 2020 doelstellingen, die mits de juiste investeringen, te behalen zijn. De studie ging uit van een totaal van 6845 MW die het Vlaams Gewest als doelstelling vooropstelde voor de drie onderzochte technologieën. Uit een stand van zaken moet blijken welke netversterkingen en netinvesteringen nog moeten worden uitgevoerd om deze capaciteit te kunnen aansluiten. Deze zijn de basis voor een evaluatie van de investeringsplannen die een antwoord moeten bieden op de vraag of de netbeheerders voldoende capaciteit voor de distributie en vervoer van elektriciteit op hun netten aanhouden. Aan de hand van een 5 jarenplan wil de VREG analyseren of de netbeheerders hieraan voldoen voor het gedeelte decentrale productie. Plannen is één zaak maar uitvoeren is een andere. Daarom wil de VREG niet enkel "indicatieve plannen" evalueren maar ook nagaan wat er is uitgevoerd.</p> <p>De VREG heeft niet de bedoeling om aan te sturen op proactieve netversterkingen en zal de verplichting aanpassen tot een jaarlijks streefdoel met motivering indien de plannen niet de beoogde 20% halen. Wel kan op deze manier opgevolgd worden wat de toestand in het veld is en evalueren of de grens van 105.000 €/MVA moet herbekeken worden. De concrete uitwerking kan best verder in overleg met de netbeheerders worden uitgewerkt bij de herziening van het</p>
------	---	---------------	---

toekomstige aanvragen gebruik kunnen maken van de aansluitingsinstallaties.

Het risico op onderbenutte capaciteit is de belangrijkste reden waarom pas tot een investeringsbeslissing wordt overgegaan eens een concrete nood (o.a. aanvraag decentrale productie) zich manifesteert. Een proactief beleid zou echter gestimuleerd kunnen worden indien (lokale) overheden geografische zones zouden aanduiden voor de ontwikkeling van decentrale productie en in continue afstemming met de vergunningverlenende autoriteiten erover zouden waken dat het aanwezige potentieel er zich ook daadwerkelijk manifesteert. De doelstellingen zullen namelijk niet bereikt worden indien de aanvragen zich niet daadwerkelijk manifesteren. Het lijkt dus veel eerder het gebrek aan hernieuwbare energieprojecten in groene zones, dan wel de ontwikkeling van het net, dat de bepalende factor is voor het behalen van de doelstellingen.

Gezien bovenstaande elementen wenst Elia de idee om een jaarlijks vast percentage aansluitbaar te maken, niet te ondersteunen. Het roept vragen op over de basis waarvan men vertrekt voor deze berekening? welke projecten worden meegerekend in de analyse? Worden zowel Gtrad als Gflex in rekening gebracht voor de aansluitingscapaciteit? Is een technisch-economische analyse enkel nodig indien de 20% limiet niet gehaald zal worden?

rapporteringsmodel dat gebruikt wordt voor het opstellen van de investeringsplannen.

SERV	De SERV is geen voorstander van het tweede voorgestelde criterium dat een lineaire benadering voorziet die de netbeheerders verplicht om gedurende de 5 jaren tussen 2015 en 2020 jaarlijks 20% van de capaciteit voor het behalen van de 2020-doelstellingen voor hernieuwbare energie aansluitbaar te maken, ook al kan hiervan afgeweken worden als het	Deels akkoord	Dit criterium is een van de criteria dat de VREG naar voor schuift om te kunnen antwoorden op de vraag "wordt er voldoende geïnvesteerd in capaciteit van het net". Dit kan enkel als er voldoende <u>geplande</u> investeringen zijn. Waar die uiteindelijk moeten gerealiseerd worden hangt af van de projecten die zich in de loop van die periode zullen
------	--	---------------	--

	<p>technisch economisch niet verantwoord is. Het kan maatschappelijk gunstiger zijn (maar daarom niet technisch-economisch) om aansluitingen te vervroegen of uit te stellen (bv. omwille van vermeden hinderproblematiek door synergiën met andere investeringen, financierbaarheid of convergentie met een verwachte tariefschok, het welslagen van een innovatief voorbeeldproject, ...).</p>		concretiseren.
ESSENSCIA - FEBELIEC	<p>Voldoende investeren is één aspect, maar juist investeren is iets anders. Zo kan de ontwikkeling van hernieuwbare energie geen einddoelstelling op zich zijn, maar moet er vertrokken worden van een globale lange termijnvisie op een energiesysteem dat competitief is en waarin de leveringszekerheid wordt gewaarborgd aan aanvaardbare kost.</p> <p>Deze 20% is arbitrair en dus geen geschikt criterium: het is onduidelijk op wat dit percentage gebaseerd is en hoe deze jaarlijkse doelstelling verdeeld zal worden over de verschillende energiebronnen en de netbeheerders. Het is onduidelijk in welke mate zij inpast in een lange termijnvisie.</p>	Deels akkoord	<p>Hier evalueert de VREG vooral het aspect of er voldoende geïnvesteerd wordt in de netten. Voor het deel decentrale productie is de studie onthaalcapaciteit, die jaarlijks een update moet krijgen, de basis. De target van 20% slaat op het saldo van de vooropgestelde 2020 doelstellingen, die mits de juiste investeringen, te behalen zijn. De studie ging uit van een totaal van 6845 MW die het Vlaams Gewest als doelstelling voorop stelde voor de drie onderzochte technologieën. Uit een stand van zaken moet blijken welke netversterkingen en netinvesteringen nog moeten worden uitgevoerd om deze capaciteit 100% aan te sluiten. Deze zijn de basis voor een evaluatie van de investeringsplannen die een antwoord moeten bieden op de vraag of de netbeheerders voldoende capaciteit voor de distributie en vervoer van elektriciteit op hun netten aanhouden. Aan de hand van een 5 jarenplan wil de VREG analyseren of de netbeheerders hieraan voldoen voor het gedeelte decentrale productie. Plannen is één zaak maar uitvoeren is een andere. Daarom wil de VREG niet enkel "indicatieve plannen" evalueren maar ook nagaan wat er is uitgevoerd. Jaarlijks is er een streefdoel om minimaal 1/5 van de vooropgestelde plannen ook te realiseren tenzij aangetoond wordt het technisch economisch niet verantwoord blijkt.</p>
ODE	<p>Het vooruitplannen van de aansluitcapaciteit is een aanpak die we sterk ondersteunen. Een goed overleg met tussen de overheid en de HE-sector zal nodig zijn om dit vorm te geven!</p>	Deels akkoord	<p>Vooruit plannen is een must maar proactief investeren moet zeer omzichtig gebeuren.</p>

	<p>Het proactief investeren in aansluitingscapaciteit is nodig om de Vlaamse doelstelling voor hernieuwbare energie tegen 2020 te halen. Investeringscapaciteit voor hernieuwbare energie projecten zijn vaak ook te kaderen in de noodzakelijke modernisering van het net. Het is belangrijk dat er een voldoende hoog budget voorzien wordt zodat hernieuwbare energie maximaal kan ontwikkelen.</p>		
COGEN	<p>Daar er voor WKK geen 2020 doelstellingen vastliggen, is dit geen geschikt criterium daar waar bijkomende investeringen zich opdringen. De netbeheerders moeten bijgevolg proactief investeren op basis van het potentieel en voorliggende projecten (cf. criterium 1).</p>		<p>De studie geeft aan dat voor WKK de Vlaamse regering een doelstelling heeft van 3.000 MW. In de studie werd gewerkt met 2.956 MW.</p>
FEBEG	<p>Het opleggen van algemene kwantitatieve investeringsdoelstellingen aan netbeheerders op basis van de doelstellingen 2020 voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling lijkt FEBEG niet realistisch. De netbeheerders moeten proactief, doelgericht én vraag-gedreven investeren op basis van het potentieel en de concrete verwachte projecten in hun gebied zodat bestaande clusters uitgebreid worden of nieuwe locaties voor clusters gecreëerd worden.</p>	Deels akkoord	<p>De VREG wijst er nogmaals op dat het om de evaluatie van indicatieve plannen gaat. Naar mate de plannen korter bij komen zullen de geplande investeringen vraag gedreven herschikt uitgevoerd worden.</p>
INFRAX	<p>Het is op voorhand niet gekend waar de initiatieven zullen genomen worden, zelfs niet binnen de groene gebieden. Het is daarom niet zinvol om proactief netten te gaan aanleggen of versterken op plaatsen waar nog geen initiatieven genomen worden. Pas indien geweten is waar projecten zich zullen ontwikkelen kan de netbeheerder de nodige investeringen proactief inplannen mits zij technisch-economisch efficiënt genoeg zijn en mits er zekerheid is over de projecten.</p>	Deels akkoord	Idem voorgaande
EANDIS	<p>Neen, de 20% kan een streefdoel zijn in de begroting en de realisatie van het investeringsplan. In de realiteit mag er enkel</p>	Deels akkoord	Idem voorgaande

geïnvesteed worden als de aanvragen besteld of voldoende concreet zijn en die voldoen aan de gestelde technisch economische criteria voor zover er ook budgettaire middelen worden ter beschikking gesteld

1.3.5. Is de termijn van 1 jaar vooropgesteld in het derde criterium realistisch?

INFRAX	Over het algemeen is dit realistisch. Er moet een uitzondering gemaakt worden indien er nood is aan een bijkomende distributiecabine of indien er geen vergunning verkregen wordt van de lokale overheid.	Deels akkoord	In de periode van 1 jaar moet een netversterking gerealiseerd kunnen worden, inclusief de vergunning van lokale overheden. Er wordt verondersteld dat de overheid meewerkt. Een bijkomende distributiecabine kan voor de nodige problemen zorgen maar, de bouw promotor heeft daar geen boodschap aan. Hij moet zijn EPB verplichtingen nakomen en bij de voorziene opleveringsdatum moet het gebouw instap klaar zijn en aangesloten.
EANDIS	De termijn van 1 jaar is realistisch tenzij omstandigheden zich voordoen buiten de wil van de DNB, zoals hierboven vermeld. De mogelijkheid moet bestaan om met prioriteiten te werken en deze op te nemen in het investeringsplan.	Deels akkoord	Idem reactie op Infrax standpunt.
COGEN	Een termijn van 1 jaar voor uitbouw van LS-netten lijkt realistisch en in overeenstemming met de standaard doorlooptijd voor bouwprojecten. Het is belangrijk dat het overige beleid en eventuele procedures (bijvoorbeeld vergunningsprocedures voor uitbreiding netwerk) hierop afgestemd worden. De huishoudelijke micro-WKK's, die in hun geheel een standaardketel vervangen en dus vanaf dag 1 moeten kunnen produceren moeten de facto als aansluitbaar beschouwd worden.	Akkoord	
FEBEG	Een termijn van maximum 1 jaar voor de uitbouw van een laagspanningsnet met het oog op de aansluiting van	Akkoord	

	warmtepomp of decentrale productie lijkt FEBEG aanvaardbaar, maar mag niet overschreden worden, aangezien kleinere bouwprojecten meestal een doorlooptijd hebben van ongeveer 1 jaar		
ESSENCIA - FEBELIEC	Er kunnen externe (ruimtelijke) factoren zijn waardoor de netbeheerder niet aan de termijn van 1 jaar kan voldoen. Kosten tengevolge van deze externe factoren mogen niet afgewenteld worden op de netbeheerder en bijgevolg de gebruiker. Als er geen draagvlak is bij vergunningverlenende overheid voor hernieuwbare energie (niet financiële barrière), dan kan dit onmogelijk opgelost worden door een financiële tegemoetkoming en mag noch de netbeheerder, en in geen geval de eindconsument, hiervoor gepenaliseerd worden.	Deels akkoord	Idem reactie op input van Infracx.
EANDIS	De termijn van 1 jaar is realistisch tenzij omstandigheden zich voordoen buiten de wil van de DNB, zoals hierboven vermeld. De mogelijkheid moet bestaan om met prioriteiten te werken en deze op te nemen in het investeringsplan.	Deels akkoord	Idem reactie op de input van Infracx.
SERV	Het is vreemd dat de consultatienota voor de lage spanningsnetten enkel voor een warmtepomp of een decentrale HE productie-installatie een aansluitingstermijn (1 jaar) voorziet, terwijl andere toepassingen even dringend een aansluiting kunnen behoeven (bv. micro-WKK-installaties, opladers voor elektrische voertuigen).	Niet akkoord	Warmtepompen en decentrale HE productie-installaties komen voor op de lijst van EPB verplichtingen. Opladers van Elektrische voertuigen zijn gebruikers die momenteel niet opgelegd worden en waarvoor een verzwaaring van de aansluiting geen prioriteit is. Micro WKK worden altijd beschouwd als aansluitbaar vanwege de gelijktijdigheid van afname van deze vermogens en zullen geen aanleiding geven tot aanvragen voor verzwaaring van de aansluiting.
ODE	de één-jaar termijn in criterium drie is realistisch		

1.3.6. Moet een uitzonderingsclausule worden toegevoegd aan het derde criterium?

INFRAX	Indien het belastingsprofiel qua gelijktijdigheid verandert omwille van de aansturing van load of productie, vindt Infrax dat niet dwingend geïnvesteerd dient te worden boven de basiscapaciteit die alle LS-netgebruikers ter beschikking krijgen. Boven de basiscapaciteit kan de toegang tot het net flexibel worden gebruikt binnen de grenzen van het net. De LS-netten standaard uitrusten voor alle mogelijke gelijktijdige gebruik van de netten is veel duurder dan een gecontroleerd flexibel gebruik van de netten binnen de grenzen van de bestaande basisinfrastructuur.	Niet akkoord	Warmtepompen en decentrale productie behoren tot de EPB verplichting. Daarom is deze uitzondering nu niet meer aan de orde.
ODE	Zoals ook voor vraag 3 geantwoord lijkt het ons noodzakelijk uitzonderingen te voorzien	Genoteerd	
COGEN	Een uitzondering hierop zijn de huishoudelijke micro-WKK's, die in hun geheel een standaardketel vervangen en dus vanaf dag 1 moeten kunnen produceren (bijvoorbeeld bij breuk van oude installatie). Gezien de kleine vermogens en de hoge plaatselijke synchroniciteit tussen elektriciteitsproductie en –verbruik lijkt het echter aangewezen dat deze de facto als aansluitbaar beschouwd worden.	Akkoord	
FEBEG	Neen		
ESSENSCIA - FEBELIEC	Ja, alle niet-kostenefficiënte investeringen dienen vermeden te worden. Bovendien kan dit criterium enkel gelden wanneer de installatie technisch past op het LS-net.	Niet akkoord	
EANDIS			

1.3.7. Moet er een decretale verduidelijking komen van de aansluitingsverplichtingen van decentrale productie-installaties voor distributienetbeheerders?

INFRAX	<p>Indien de decretale verduidelijking enkel de voorgestelde criteria inhoud, zullen er situaties ontstaan waarbij geen enkele groene kWh geproduceerd wordt maar waar de netbeheerder hetzij de kosten voor de (onbenutte) aansluiting draagt, hetzij de kosten voor flex dient uit te betalen zonder dat de aansluiting kan gerealiseerd of benut worden. Federale afstemming is gewenst.</p>	Genoteerd	Verder toelichten
ELIA	<p>In de veronderstelling dat hier ook de beheerder van het plaatselijk vervoer wordt beoogt wil Elia daarbij opmerken dat een aansluiting met flexibele toegang ook aanvaard dient te worden in het kader van een eventuele aansluitingsverplichting (cf. tweede deel van de consultatie).</p> <p>Mochten enige criteria toegepast worden, dan dienen deze zo duidelijk en transparant mogelijk gecommuniceerd worden. Voor zowel de ontwikkelaars van hernieuwbare energieprojecten, als de netbeheerder als enige andere stakeholder is duidelijkheid over de modaliteiten een must. In dat opzicht kijkt Elia uit naar de communicatie van de VREG die geïnspireerd zal zijn op deze consultatie.</p> <p>Indien, desgevallend een decretale verduidelijking nodig is om de afdwingbaarheid van de criteria voor de marktactoren te kunnen doorvoeren, dan lijkt het aangewezen om een analyse te maken in verband met de compatibiliteit van de criteria met andere regio's en het federale niveau. De nodige aandacht dient o.i. geschonken te worden aan de impact van de finale criteria op de nettarieven, en in het bijzonder aan de manier waarop de federale regulator er in een algemeen kader mee zal</p>	Genoteerd	

	omgaan, i.e. samen met eventuele andere specifieke criteria van collega-regulators hetzij in dit verband hetzij in een nog andere context	
COGEN	De consultatienota verwijst in de inleiding naar art. 4.1.6 van het Energiedecreet, waarin enkel gebruikers enkel als afnemers van de distributienetten vermeld worden ("2° het aanhouden van voldoende capaciteit om de elektriciteits- en aardgasbehoefte te dekken van de afnemers die aangesloten zijn op zijn net en het vervoer van elektriciteit en aardgas naar distributienetten mogelijk te maken"). Het is duidelijk dat dit uitgaat van het oude model van het elektriciteitssysteem, en dat in een net met meer en meer decentrale productie en een toenemend aantal 'prosumenten' ook de toegang voor injectie verzekerd moet worden, en dat ook daarvoor de kosten transparant en kostenreflectief moeten worden doorgerekend.	Genoteerd
FEBEG	FEBEG acht het noodzakelijk om aan netbeheerders via een decreet een principiële verplichting tot netaansluiting op te leggen voor alle nieuwe productiecapaciteit die bestemd is om te injecteren op het net (HEB, WKK, conventionele productie, opslag,...).	Genoteerd
ESSENSCIA - FEBELIEC	Ja, ook de kosten die hiermee gepaard gaan, dienen transparant te zijn en daarom regulatorisch vastgelegd worden zodanig dat duidelijk wordt dat ze kostenreflectief zijn. Daarnaast zou een rapportering verplicht moeten zijn (i) over de uitgevoerde werken, (ii) binnen welke termijn ze werden uitgevoerd, (iii) tegen welke kost en (iv) door wie ze werden betaald.	Genoteerd
EANDIS	Ja onder de randvoorwaarde dat deze afgestemd is met federale wetgeving. Er is decretale verduidelijking gewenst dat een verplichting enkel geldt indien tussenkomst DNB lager is dan 56.000€/MVA (of technologie en aansluiting -afhankelijk bedrag). Hierbij moet een uitzonderingsclausule voorzien	Genoteerd

worden die rekening houdt met prioriteiten en de budgettaire beperkingen van de DNB (bv. geen clusters van 56.000€/MVA aansluiten als we clusters doelstellingen ook kunnen bereiken met goedkopere projecten). Daarnaast geldt de aansluitverplichting enkel voor aansluiting van productie-installaties voor hernieuwbare energie en dus niet voor warmtepompen.

ODE	Een decretale aansluitplicht bestaat vandaag reeds maar is onvoldoende sluitend om de uitvoering van het beleid en de lopende projecten mogelijk te maken is het noodzakelijk hier concrete uitvoeringstermijnen en een aansluitverplichting op te leggen.	Genoteerd
-----	--	-----------

2. Compensatieregeling voor de flexibele toegang van decentrale productie

2.1. Algemene opmerkingen

ANODE	Voorstel van een marktgedreven model, waarbij elke installatie (ook bestaande) flexibele toegang heeft met compensatie. Diegene die het meest flexibele is, dus aan de laagste kost, kan afregelen en wordt vergoed. De vraag naar de noodzakelijkheid van een investering dient dan niet meer door de VREG beantwoord te worden.	Dit lijkt wel het ideale model dat ook toelaat prioriteit te verlenen aan productie uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve WKK echter, de kost om alle bestaande productie-installaties aan te passen en een marktgedreven systeem op te zetten moet ook kosten efficiënt zijn. Zoals aangegeven moet de impact voor het aanpassen van bestaande productie-eenheden verder onderzocht worden.
ODE	De vergoeding voor het niet kunnen produceren volgens het door de producent/ARP voorgestelde schema is gereguleerd. Technologieën met of zonder brandstofkost vereisen een specifieke berekening.	Genoteerd

<p>ODE</p>	<p>ODE is van mening dat een flexibele toegang voor hernieuwbare energie bronnen mogelijk mag zijn met een juiste vergoeding voor de gedeerde opbrengst, d.w.z. inclusief de vergoeding voor de GSC. Dit moet een incentive zijn voor de DNB om zijn net zo snel mogelijk te versterken.</p> <p>De netbeheerder kan de producent selecteren die op momenten van congestie aan de laagste kost terugregelt.</p> <p>Flexibele toegang zou altijd als een plaatselijke en tijdelijke oplossing moeten worden aangeboden en zeker nooit als een algemene regel bij de aansluiting van hernieuwbare bronnen en kwalitatieve WKK. Door het bewust afschakelen van deze productie-installaties op momenten dat zon en/of wind voorhanden zijn, stijgen de kosten van hernieuwbare energie per opgewekte MWh. Dit zal resulteren in een hogere Onrendabele Top. Voor de rendabiliteit en financierbaarheid van een hernieuwbaar energieproject is het afregelen tijdens de afschrijvingsperiode niet haalbaar. Een investeerder heeft alle inkomsten nodig zoals berekend in de onrendabele top tijdens de afschrijvingsperiode. Potentieel latere toekenning uitstel in toekenning van groenestroom- en/of warmtekrachtcertificaten legt een zware hypotheek op de rendabiliteit van het project.</p>	<p>Genoteerd</p>	<p>De niet haalbaarheid van het afregelen tijdens de afschrijvingsperiode moet aangetoond worden. Aan de investeerder de keuze</p>
<p>ODE</p>	<p>Decentrale productie heeft miskende voordelen op het distributienet. Door lokale productie wordt spanningsondersteuning geleverd, injectie van reactieve energie gerealiseerd en worden de verliezen op de netten verlaagd. Verder kan HE op termijn meer oplossingen bieden op het vlak van stockage en regelbaarheid zodat nog bijkomende voordelen voor de netten gerealiseerd zullen worden. We betreuren dat deze aspecten niet verder onderzocht worden en uitgewerkt in het kader van deze compensatieregeling.</p>	<p>Genoteerd</p>	<p>De voordelen die hier aangehaald worden zijn niet altijd aan de orde. Vaak is het ook andersom dat decentrale productie de netverliezen juist verhoogd omdat ze lokaal niet verbruikt wordt. Om dit te evalueren zijn er investeringen nodig in metering. Als er studies beschikbaar zijn die deze stelling staven kan dat verder onderzocht worden op de Vlaamse niveau in het kader van een kosten/baten analyse. Dit is echter meer aan de orde bij de berekening van de steunmaatregelen.</p>
<p>COGEN</p>	<p>De periode van 5 jaar sluit niet aan op de decretaal vastgelegde geldigheidstermijn van de startdatum. Daarnaast</p>	<p>Genoteerd</p>	<p>Het blijft een keuze van de projectnemer om zich te vestigen op een plaats waar een aansluiting mogelijk is maar met risico op</p>

	<p>moet wederom de vooropgestelde investeringszekerheid in het achterhoofd gehouden worden, en moet men zich realiseren dat de inkomsten in de eerste jaren van een project net van doorslaggevend belang zijn voor de economische haalbaarheid van dat project. Het kan dus aangewezen zijn dat de netbeheerder, in het geval waarin in bijkomende netversterking wordt geïnvesteerd, een verwacht maximum opgeeft voor het aantal uren waarop wordt afgeschakeld, en dat daarboven toch in compensatie wordt voorzien. Hierbij dient het aantal afschakelingen zo laag mogelijk gehouden te worden om de haalbaarheid van realistische projecten niet te ondergraven. Het kan dus ook aangewezen zijn een aantal maxima vast te leggen inzake afschakelbaarheid, zoals periodes gedurende dewelke de toegang mag beperkt worden (vb. 3 jaar), maximum gecumuleerde tijd per jaar dat de toegang mag beperkt worden (vb. 10u), maximum vermogen en/of energie die beperkt mogen worden (bv 10%).</p>		<p>congestie. De compensatie die hier voorzien wordt moet de netbeheerder aanzetten alles in het werk te stellen om de overeengekomen invoeringstermijn voor de netversterking te respecteren. De termijn van 5 jaar is gekozen als maximum. Niets belet partijen om anders overeen te komen.</p>
COGEN	<p>Er moet wel over gewaakt worden dat het opleggen van flexibiliteit door de DNB geen belemmering kan vormen om, binnen de evenwichtsverantwoordelijkheid van een ARP op transportniveau, te kunnen deelnemen aan de evenwichtsmechanismen.</p>	Genoteerd	
FORTECH	<p>Er wordt te weinig aandacht besteed aan controle, inspraak en feed back. De netbeheerder werkt in een monopoliepositie zodat verantwoording zeer belangrijk is.</p>	Genoteerd	
FORTECH	<p>FORTECH ondersteunt het principe van flexibele toegang met volledige compensatie van de gedeelde inkomsten. Gezien de producent geen inspraak heeft op de beschikbare netcapaciteit is het niet aanvaardbaar dat de flexibiliteitsvergoeding afhankelijk zou worden gesteld van de beschikbare capaciteit.</p>	Genoteerd	<p>In geval de aanvraag voor aansluiting enkel kan ingewilligd worden mits een flexibele aansluiting in afwachting van een netversterking zal de investeerder de keuze krijgen om de compensatieregeling al dan niet te aanvaarden op basis van de beschikbare capaciteit.</p>
FORTECH	<p>Voor de rendabiliteit en financierbaarheid van een project is het afregelen tijdens de afschrijvingsperiode enkel haalbaar als de volledige gedeelde winst wordt vergoed. De</p>	Genoteerd	

	<p>investeerder heeft de inkomsten tijdens de afschrijvingsperiode nodig zoals berekend in de onrendabele top. Het uitstellen van inkomsten uit groenestroomcertificaten impliceert minder inkomsten in die afschrijfperiode. Het is niet mogelijk om bij de berekening van die onrendabele top reeds rekening te houden met een % aan stilstand want dit is locatie afhankelijk.</p>	
FEBEG	<p>De investeringen van de netbeheerders moeten er toe leiden dat alle vergunde projecten voor nieuwe productie-eenheden bij hun realisatie kunnen worden aangesloten op het net op basis van een vaste capaciteitsgarantie. Niet-gecompenseerde flexibele aansluitingen zijn onaanvaardbaar. De netbeheerders moeten investeren om de congestie weg te werken en, in afwachting hiervan, de betrokken evenwichtsverantwoordelijke/producent volledig vergoeden voor de beperking van de injectie.</p>	Genoteerd
FEBEG	<p>Structurele congestie leidt tot kapitaalsvernietiging en is in ieder geval onaanvaardbaar. In principe zouden de netbeheerders ook tijdig de nodige investeringen moeten uitvoeren om punctuele – lokale en tijdelijke – congestie te vermijden, maar in dit geval kan een marktgebaseerd systeem voor congestiebeheer een tijdelijke oplossing bieden.</p>	Genoteerd
FEBEG	<p>Enkel indien de garantie kan gegeven worden dat de producenten en evenwichtsverantwoordelijken volledig vergoed worden, kan een verplichting tot flexibele aansluiting aanvaard worden.</p>	Genoteerd
FEBEG	<p>In principe leidt marktwerking ertoe dat - in een congestievrije situatie – de laagste globale kost voor het voldoen aan de vraag wordt gevonden: de ingreep van de netbeheerder om congestie weg te werken, leidt bijgevolg tot een suboptimale oplossing (duurdere opwekkost), wat de socialisering van de kosten verantwoordt. De netto-kosten ten laste van de netbeheerder voor het voorkomen van congestie dienen dan</p>	Genoteerd

	ook verrekend te worden via het nettariaf van de betrokken netbeheerder.		
ELIA	De noodzaak voor een vergoedingsmechanisme hangt samen met de vraag welk soort net de maatschappij aangewezen vindt, rekening houdend met de maatschappelijke kosten van de aanleg van een dergelijk net. Afstemming op federaal niveau is gewenst.	Genoteerd	
ELIA	Elia wil opmerken dat de vergelijking met Duitsland hier onterecht wordt gemaakt. Duitsland heeft gekozen voor een ander steunmechanisme voor HEB en WKK dan Vlaanderen. In dit mechanisme (Feed-in Tariff) wordt de energie automatisch verkocht aan de netbeheerder op wiens net de producent is aangesloten. De evenwichtsverantwoordelijkheid wordt getransfereerd naar één van de vier transmissienetbeheerders actief in Duitsland. Als alternatief voor dit ondersteuningsmechanisme heeft de producent echter de keuze om zelf de evenwichtsverantwoordelijkheid op te nemen en zijn geproduceerde elektriciteit dus zelf op de markt te verkopen. Indien hij dit doet, ontvangt hij een extra premie ten opzichte van de producenten die enkel het FIT gebruiken. Dit betreft dus allermindst een premie voor flexibiliteit.	Akkoord	Deze verwijzing wordt geschrapt.
EANDIS	Eandis is geen voorstander van een systematische vergoeding bij afregelen of beperking van de toegang omwille van congestie. Eandis beaamt de positie van de VREG dat er in welbepaalde omstandigheden een evenwicht moet gevonden worden bij het opzetten van een compensatiemechanisme. Een compensatiemechanisme kan de batenverdeling verstoren. Het voordeel voor maatschappij, beleidsmaker, DNB, netgebruikers verschuift naar een significant voordeel voor de producent. Een onevenwichtige verdeling van de baten zal het behalen van de beleidsdoelstellingen hypothekeren.		

EANDIS	<p>In die gevallen (eerder uitzonderlijk) waar compensatie aangewezen is moet de DNB een afweging van de kosten en baten maken bij de overweging om al dan niet te investeren. De volledige compensatie van alle gederfde inkomsten van de producent vormt een factor in deze "trade off" die de beslissing sneller in de richting van een investering zal laten overhellen.</p> <p>De verlenging van de steunperiode voor GSC is alvast een aan te moedigen voorstel. Alternatief kan een beperkt risico in rekening gebracht worden bij het bepalen van de banding factoren. Analyse wijst uit dat volledige compensatie inclusief gemiste GSC meestal aanleiding geeft tot netversterking.</p> <p>Het risico ontstaat dat de potentiële efficiëntie-winsten niet gerealiseerd worden. De realisatie van de beleidsdoelstelling 20-20-20 komt onder druk ingevolge de optimale besteding van de beschikbare budgetten van de DNB. Bovendien vormt dit geen aanmoediging voor lokale markten en verdwijnt hierdoor het kader voor innovatie en verdere uitbouw van slimme netten.</p>
EANDIS	<p>Eandis gaat akkoord met het principe van verplichte aansluiting met flexibele toegang voor productie-installaties onder voorbehoud van enkele randvoorwaarden. De voormelde definitie van flexibele aansluiting wordt uitgebreid naar knelpunten in het distributienet. De significante vermogens aangesloten op MS-net moeten naast flexibel ook daadwerkelijk afregelbaar zijn. Een derde voorwaarde is de garantie van een 'flex free band' voor actief congestiebeheer.</p>
INFRAX	<p>Infrax stelt voor dat een nader te bepalen hoeveelheid flex verplicht dient beschikbaar gesteld te worden door iedere DNG aan de DNB. Door elke DNG te laten bijdragen wordt ieders bijdrage beperkt en kan de DNG hiermee in zijn business plan rekening houden.</p>
SERV	<p>Principieel moet afschakeling van productie-installaties op vraag van de netbeheerder zoveel mogelijk beperkt worden.</p>

Er moet dan ook prioritair ingezet worden in een actief beleid om afschakeling te vermijden (cf. supra). De omvang van het probleem is voor de SERV momenteel niet duidelijk: hoeveel installaties worden er afgeschakeld, in welke gebieden, met welke frequentie... Wel is duidelijk dat de omvang van het probleem zal toenemen naarmate meer decentrale productie eenheden zullen aangesloten worden op het net. Tijdige netinvesteringen zijn noodzakelijk maar daarnaast moet ook een evenwichtig systeem van congestiebeheer uitgewerkt worden. De SERV vraagt om in de toekomst zowel over het bredere energiebeleid, de bevoorradingszekerheid, de betaalbaarheid van de energiemix als over het afschakelbeleid en een eventueel compensatiemechanisme voldoende te consulteren. De SERV wenst ook dat alle betrokken partijen hierbij betrokken worden.

2.2. Antwoorden op de vragen

2.2.1. Is een decretale regeling inzake schorsing of beperking van de toegang gewenst? Waarom (niet)?

ODE	Zeker want hier is tot heden niets voor opgenomen waardoor er vandaag een onevenwichtige situatie ontstaat tussen DNB en producenten in het nadeel van de producenten.	Akkoord
COGEN	In het kader van investeringszekerheid voor de investeerders is het aangewezen dat hierrond een en ander decretaal is vastgelegd, zodat de producent een duidelijk zicht heeft op zijn verwachte productie. Ook voor de maxima inzake afregeling wordt best een decretale grond voorzien.	Akkoord
FORTECH	Een decretale verankering van de belangrijkste principes lijkt aangewezen.	Akkoord
FEBEG	Om rechtszekerheid te creëren acht FEBEG het noodzakelijk dat een aantal basisregels voor de schorsing of beperking van de	De VREG zal initiatieven nemen om deze regels verder uit te

toegang verankerd worden in het decreet. Tenminste de volgende regels zouden moeten worden vastgelegd:

- de uitbouw van een marktgebaseerd congestiebeheersysteem;
- transparantie over de capaciteitstoekenningscriteria en de verplichting deze op te nemen in de contracten met de netbeheerder;
- een aantal decretale minimum waarborgen met betrekking tot de randvoorwaarden voor flexibele toegang (toepassingsgebied, maximum duur, maximum aantal uren per jaar, maximale afregeling, ...);
- de neutralisatie van de perimeter van de evenwichtsverantwoordelijke;
- een correcte vergoeding van alle directe en indirecte kosten voor de producent in geval van verplichte flexibele aansluiting;

werken in overleg met de andere regulatoren, de netbeheerders en producenten/projectontwikkelaars.

ESSENCIA/
FEBELIEC

Op dit moment is het voorbarig om de voorgestelde compensatieregeling voor de flexibele toegang van decentrale productie decretaal vast te leggen. Hiervoor dienen eerst een lange termijnvisie ontwikkeld te worden die een competitieve en bevoorradingszekere elektriciteitsvoorziening waarborgt. Deze visie moet in elk geval inzicht geven op welke manier dergelijke beperkingen vermeden kunnen worden en welke energietechnologieën kunnen resulteren in een elektriciteitsvoorziening die de economische vraag kan invullen zonder onaanvaardbare overcapaciteiten. Pas daarna kan overwogen worden voor een juridische verankering van deze compensatieregeling met aandacht voor specifieke schadeloosstelling voor producenten én consumenten. Dergelijk kader zou moeten streven naar transparantie, namelijk de aflijning van de gevallen voor afnemers en producenten, waarin er rekening houdend met de specificiteit, eventueel kan overgegaan worden tot een vergoeding. Zo moet het criterium van de keuze voor de flexibele toegang als criterium voor

In afwachting van een lange termijnvisie kan er best een regeling uitgewerkt worden.

	<p>vergoeding verankerd worden. Ingeval van een vrijwillige flexibele aansluiting kan er geen recht zijn op vergoeding binnen het kader van de flexibiliteit vastgelegd in het aansluitingscontract (gezien dit vooraf kon ingecalculereerd worden in het business plan).</p>	
ELIA	<p>Wanneer ingeval van beperking van toegang (volledig of gedeeltelijk) een mogelijke vergoeding zou moeten worden betaald door de netbeheerder, is er nood aan een reglementair kader. Dit met de bedoeling duidelijk te stellen wie moet vergoeden, wat moet worden vergoed, wie de vergoeding ontvangt en op welke manier de kosten, die gepaard gaan met een dergelijke vergoeding, kunnen worden gerecupereerd. Indien er een decretale regeling komt rond vergoeding dienen de randvoorwaarden voor deze vergoeding duidelijk gesteld te worden. De begrippen schorsing en beperking moeten eveneens helder beschreven worden in het decreet.</p>	Akkoord
EANDIS	<p>Ja, flexibele toegang in kader van congestiebeheer is een opportuniteit om de beleidsdoelstellingen op een kostenefficiënte manier te behalen met een evenwichtige verdeling van maatschappelijke kosten en baten. Decretale regeling biedt een vorm van juridische zekerheidsbasis in investeringsbeslissing, belangrijk voor alle partijen die een externe financieringsbehoefte hebben. Verdere uitwerking van objectieve criteria via besluit/reglement is noodzakelijk.</p>	
INFRAx	<p>Het lijkt ons beter dit op te nemen in het TRDE en de aansluitcontracten.</p>	<p>De VREG is van oordeel dat het TRDE niet de juiste plaats is om die regeling vast te leggen.</p>

2.2.2. Moet de schadeloosstelling worden beperkt tot congestie bij normale uitbatingomstandigheden?

ODE	Eigenlijk niet, een aansluiting in Antenne is dikwijls de keuze van de DNB zodat stilstanden bij onderhoud of storingen onvermijdelijk zijn. Een gebruiker producent had hier geen zeggenschap over zodat een vergoeding van de DNB voor de onmogelijkheid van levering een logisch gevolg is.		De VREG is van oordeel dat de producent kan kiezen voor een redundante aansluiting maar gezien de tussenkomst van de DNB beperkt is kiest de producent zelf voor een aansluiting in antenne.
COGEN	De netbeheerder is verantwoordelijk voor de uitbating van het net, met inbegrip van onvoorziene omstandigheden. Beperking van de schadeloosstelling kan enkel in heel uitzonderlijke omstandigheden, die vooraf duidelijk zijn vastgelegd en waarbij daarover geoordeeld wordt door een onafhankelijk orgaan.	Akkoord	De VREG is van oordeel dat de netbeheerder best geplaatst is om in te schatten wat de impact is van storingen of onderhoud. Wel kan er afgewogen worden om een zo genaamde "flex free" band vast te leggen binnen dewelke de netbeheerder vrij is om af te regelen zonder compensatie waarbij rekening gehouden wordt met storingen en onderhoud op het net die congestie kunnen veroorzaken.
FORTECH	Wat wordt bedoeld met normale uitbatingomstandigheden? In welke mate moeten netbeheerders verantwoording afleggen voor de planning, uitbating, keuze van onderhoudsperiode?		Normale uitbatingomstandigheden zijn "N" . De VREG is wel van oordeel dat bij "N-1" er ook een schadeloosstelling moet zijn. Enkel bij N-2 en bij niet redundante aansluitingen is er een uitzondering.
FEBEG	Een schorsing of beperking van de toegang zonder vergoeding is alleen aanvaardbaar ingeval van overmacht (onvoorziene technische incidenten die niet het gevolg zijn van een gebrek aan onderhoud) en in zeer uitzonderlijke gevallen, bijvoorbeeld voor een productie-installatie die met expliciet akkoord van de betrokken producent, aansluit op een net waarvan de reservecapaciteit (N-1) wordt ingezet om deze bijkomende productiecapaciteit te kunnen aansluiten. In dat geval aanvaardt FEBEG eveneens dat geen financiële vergoeding wordt voorzien, voor zover de schorsing of beperking van de toegang minder dan 10 h/jaar bedraagt. Aangezien de netbeheerders geen vaste capaciteit garanderen, lijkt het FEBEG wel aangewezen – om discriminatie te vermijden – dat de netbeheerders aangepaste nettarieven aanbieden. FEBEG is		Dit moet verder besproken worden met netbeheerders en producenten/projectontwikkelaars.

	van mening dat deze situatie een typevoorbeeld is van een mogelijk product voor 'onderbreekbare capaciteit'.	
ESSENSCIA/ FEBELIEC	Ja, de netbeheerder is verantwoordelijk voor de uitbating van het net, inclusief de onvoorziene omstandigheden. Wij zijn van mening dat er een afweging nodig is op basis van kostenefficiëntie voor de aansluitbaarheid van installaties die niet gericht zijn op de vraag.	Moet verder besproken worden.
ELIA	Onder normale uitbatingsomstandigheden verstaat Elia een situatie waar alle netelementen aanwezig zijn (de zogenaamde N-situatie). Het hoogspanningsnet wordt in "N" uitgebaat met de bedoeling om in een "N-1" situatie de afname nog te kunnen verzekeren. Elia gaat ervan uit dat een "N-1" toestand geen normale netuitbating is.	
EANDIS	Ja, in uitzonderlijke uitbatingomstandigheden moet de DNB steeds beslissing kunnen nemen volledig in kader van veiligheid en bevoorradingszekerheid. De DNB garandeert vandaag geen N-1 voor productie-installaties. Wijziging van deze uitgangspunten zou het kostenplaatje van investeringen om dezelfde doelstelling te behalen significant wijzigen. Bijgevolg behoort N-1 vandaag niet tot de normale uitbatingomstandigheden voor productie en valt ze dus buiten de schadeloosstellingsregeling. Verder moet schadeloosstelling beperkt worden tot structurele congestie buiten de flex free band, occasionele congestie (bvb onvoorziene gelijktijdigheden), uitzonderlijke netuitbating omstandigheden, noodsituatie en overmacht moeten uitgesloten worden van compensatie.	Toelichten
INFRAx	Normale uitbatingsomstandigheden kunnen n-1 zijn.	

2.2.3. Op welke wijze kunnen producent en evenwichtsverantwoordelijke correct schadeloos gesteld worden?

ODE	Dit is een complexe materie waarbij best wordt gewerkt op basis van de actuele waarden van het ogenblik van de storing en het gemiddelde van de vergelijkbare periode op maandbasis of dergelijke. Het resultaat is het gemiddelde van een vergelijkbare periode tenzij er aantoonbare ogenblikkelijke situaties (hoge onbalanstarieven, congestie..) in rekening moeten worden gebracht.	genoteerd
COGEN	De compensatie moet terdege rekening houden met alle onkosten en gedeerde opbrengsten voor de decentrale producent (waarbij eventuele opbrengsten of vermeden kosten natuurlijk in rekening gebracht worden). Indien de compensatie geen rekening zou houden met de gedeerde certificaten (omdat er op dat moment geen rechtstreekse link met hernieuwbare-energieproductie of primaire-energiebesparing is) en bijvoorbeeld voorzien zou worden in een latere toekenning van de gedeerde certificaten dient alleszins rekening gehouden met de verdiscontering van de nominale certificaatwaarde en de daaraan gekoppelde financiële repercussies.	
FORTECH	Er kan gewerkt worden met een gemiddelde in vergelijkbare periodes, tenzij op dat ogenblik uitzonderlijke situaties optreden.	
FEBEG	<p>Een correcte schadeloosstelling is gebaseerd op twee pijlers:</p> <ul style="list-style-type: none"> • steeds neutralisatie van de impact van de ingreep voor de evenwichtsverantwoordelijke (door redispatch); • vergoeding van alle directe en indirecte kosten van de producent (verlies aan certificaten, CO2-emissierechten, ...) die verplicht wordt om een flexibele aansluiting te aanvaarden. <p>In een systeem met biedladders komt automatisch een marktgebaseerde vergoeding tot stand:</p>	

- de netbeheerder kiest het hoogste bod voor het afregelen van een productie-eenheid (wat de producent zelf wil betalen om af te regelen (uitgespaarde kosten voor brandstof, CO₂, ...));
- de netbeheerder kiest het laagste bod voor het opregelen van een productie-eenheid (wat de producent wil betaald worden om op te regelen).

Het verschil tussen beide biedprijzen is de kost voor het congestiebeheer ten laste van de netbeheerder.

Wordt er geen gebruik gemaakt van biedladders, dan dient de vergoeding voor het verplicht op- en afregelen rekening te houden met alle directe en indirecte kosten (verlies aan certificaten, CO₂-emissierechten, impact op de ondersteunende diensten, ...).

ELIA

Het voorstel bestaat er verder uit de ENI te vergoeden op basis van volgende principes:

- Indien de beslissing en instructie tot afregeling van de productie-eenheid zich voordoet voor de clearing van de Day Ahead Market (DAM), dan wordt de ENI vergoed aan de DAM prijs. Deze vergoeding wordt aan de producent overgemaakt.
- Indien de beslissing en instructie tot afregeling van de productie-eenheid zich voordoet na de clearing van de Day Ahead Market (DAM), dan zal de afregeling vergoed worden via compensatie van de BRP-perimeter en dit volgens transparante tijdsreeksen ENI(t). Er is geen financiële vergoeding voor de producent. Elia restitueert de afgeregelde energie in natura aan de evenwichtsverantwoordelijke, zodat de verkoop op de markt kan doorgaan en dat het 'onbalans effect' geneutraliseerd wordt. De producent krijgt een opbrengst uit de verkoop op de markt. In een dergelijke situatie dient er geen ENI aan de producent vergoed te worden gezien deze anders tweemaal inkomsten

ontvangt.

De referentievolumes ('Energy Not Injected' – ENI) welke gebruikt kunnen worden voor de berekening van het vergoedingsmechanisme zullen verschillen naar gelang de energiebronnen. Wat betreft wind en PV kan gebruik gemaakt worden van de gemiddelde productie (per 15 minuten) die door Elia volledig transparant op haar website zal worden gepubliceerd. Deze waarde wordt dan als referentiewaarde gebruikt om de tijdsreeksen ENI(t) te bepalen.

Voor biomassa en WKK is het niet haalbaar om dergelijke referentiewaarden te bepalen. Voor deze installaties dienen andere referenties genomen te worden zoals mogelijks de laatste 15 minuten tellergegevens. Voor biomassa en WKK aangesloten op het Elia-net kan de nominatie de gemeten 15'waarde vervangen..

EANDIS

Eandis stelt voor om volgende factoren in rekening te brengen bij het opmaken van een compensatieregeling :

- Innovatiepotentieel van de markt wordt niet belemmerd;
- Lokalisatieprikkel wordt niet belemmerd;
- Compensatie gemiste GSC via verlenging van de steunperiode of bij aanvang toekennen van een vast budget aan GSC per installatie, of incalculeren in bandingfactoren;
- Compensatie van de evenwichtsprijs door de TNB;
- Inachtnaemkosten DNB dienstverlening flexibiliteit;
- In acht name van vermeden kosten producent;
- Gereguleerd tarief voor compensatie energie gebaseerd op de Belpex prijs – i-factor. De i-factor moet een incentive zijn voor de producent om lokale afname op te vinden en lokale markten te stimuleren;
- Opnemen van kosten voor DNB/TNB in de bepaling van het toegelaten inkomen.

Voor alle aansluitingen geldt een minimum vast

flexibiliteitsniveau. Op deze manier worden alle producenten op dezelfde niet discriminatoire manier behandeld. Deze 'flex free band' is een aanvaardbaar niveau van productieverlies. Binnen deze 'flex free band' geldt geen schadeloosstelling (bv. maximaal 2% energie). Dit is jaarlijks op te volgen en te evalueren in functie van een KPI. (ter vergelijking, het werkelijke risico van een goed/ slecht wind/ zon jaar is > 10%, daarnaast wordt bij de berekening van de banding factoren reeds rekening gehouden met een bepaald risico op onevenwicht van de portefeuille van de leverancier/ evenwichtsverantwoordelijke)

De producent zal gedeeltelijk gecompenseerd worden in volgende gevallen:

- Bij structurele congestie;
- En ingeval jaarlijks voortschrijdende KPI overschrijding;
- In geval een netversterking technisch economisch verantwoordbaar is;
- In geval van overschrijding afgesproken termijn netversterking.

Het gederfde inkomen uit energie kan rechtstreeks vergoed worden met inachtnaam van de kosten DNB en de vermeden kosten van de producent. Onrechtstreeks kunnen de gederfde certificaten gerecupereerd worden door verlenging van de steunperiode of via bandingfactoren. Verder kan de evenwichtspereimeter onrechtstreeks gecompenseerd worden via aanpassing van de parameters uit de onrendabele top berekening of via de transportnetbeheerder. Tenslotte ziet Eandis de mogelijkheid van een incentiverend nettatarief voor bv. interruptible production. Alternatief kan een correctie van de evenwichtspereimeter van de evenwichtsverantwoordelijke in natura door de transportnetbeheerder een oplossing zijn. Hier moet wel rekening gehouden worden met dezelfde voorwaarde van uitzonderlijke toekenning en behoud van incentives voor de producenten om te innoveren.

INFRAX Infracx is voorstander van een gereguleerd compensatietarief (opgenomen in de tarieven van de DNB) voor MS netten (gelinkt aan de Belpex prijs) op basis van een vaste prijs per MW en tijdsduur van de niet beschikbare toegang. Voor de bepaling van de hoogte van dit tarief, moet rekening gehouden worden met een eventuele verlenging van de steunperiode en de compensatie van de evenwichtsprijs bij de TNB. Voor de LS netten spreken we van een vaste en variabele vermogensband met betrekking tot de nettoegang. De DNG beslist zelf hoeveel vast hij contracteert. Als de DNB zich niet houdt aan de vaste band, dan geldt de bestaande aansprakelijkheidsregeling.

FEBELIEC/ ESSENSCIA Producenten kunnen in geen geval recht hebben op certificaten bij afschakeling van hun installatie. Immers, zij dragen bij niet-produceren niet bij tot de HEB-doelstelling en de consument zal op een ander moment een installatie moeten vergoeden voor de invulling hiervan. Bijgevolg is het aangewezen om over te schakelen op een steun volgens vollasturen zodat de producent op een later moment certificaten kan inhalen.

2.2.4. Moet er expliciet een maximale uitvoeringstermijn voor de netversterking worden voorzien of wordt dit best geval per geval beoordeeld?

ODE Het is aan de DNB om dit vast te leggen in zijn detailstudie, gestaafd met de nodige berekeningen en verantwoording van de termijn, zodat een initiatiefnemer dit projectmatig kan beoordelen. Eens er een aanvang wordt genomen van het project is het ook aan de DNB om zijn termijnen te respecteren! Een individuele aanpak is hier meest aangewezen met een maximale termijn van vijf jaar.

COGEN	<p>Een absoluut maximum is natuurlijk wenselijk. Een periode van 5 jaar stemt niet overeen met de decretaal vastgelegde geldigheidstermijn van de startdatum. Indien daarenboven, bijvoorbeeld omwille van beperkte ingrepen die noodzakelijk zijn, een kortere uitvoeringstermijn verwacht kan worden, lijkt het aangewezen daarmee rekening te houden. Zoals reeds vermeld zijn de eerste jaren van een project immers van verhoogd belang voor de economische haalbaarheid. Hierbij wordt idealiter geval per geval beoordeeld, waarbij rekening gehouden wordt met de technische en economische factoren, alsook met externe factoren (bijvoorbeeld vergunningen).</p>	<p>De VREG is van oordeel dat de steunmaatregel aangepast moet worden aan de fysische realiteit van de investeringen.</p>
FORTECH	<p>Ja, het is noodzakelijk voor de rechtszekerheid van de investeerder</p>	
FEBEG	<p>De aansluitingsprocedure in de aanbeveling van de Elia Users' Group leidt ertoe dat de realisatie van de aansluiting en de bijhorende netversterking korter of langer kan zijn dan 5 jaar. De distributienetbeheerders zouden aangemoedigd moeten worden om zich te houden aan deze planning. Daarom zou het aflopen van de contractueel afgesproken termijn voor het uitvoeren van de vereiste netversterking moeten aangenomen worden als start voor de uitbetaling van schadeloosstelling, eerder dan een vaste termijn van 5 jaar. Er moet wel bevestigd worden dat 5 jaar een uiterste grens is voor de redelijkheid van zulk een termijn.</p> <p>Daarentegen is de termijn van 5 jaar voor het volledig tot stand brengen van aansluitingen langer dan de geldigheidstermijn van 3 jaar voor een principesaanvraag met betrekking tot het vastzetten van een bandingfactor voor de onrendabele top die kan verkregen worden door een projectontwikkelaar waarmee hij kan rekening houden in zijn investeringsbeslissing.</p>	
ELIA	<p>Wanneer een netversterking technisch-economisch verantwoord is, mag een maximale uitvoeringstermijn voor de netversterking voorzien worden. Deze moet realistisch zijn. Een onderscheid in maximale uitvoeringstermijn moet mogelijks gemaakt worden</p>	

	tussen projecten in het distributienet en in het hoogspanningsnet. Projecten in het Plaatselijk Vervoersnet kennen namelijk meestal een grotere omvang en complexiteit en vaak ook een moeilijker vergunningstraject.
EANDIS	Eandis pleit voor een beoordeling geval per geval binnen het kader van: <ul style="list-style-type: none"> • Het goedgekeurd investeringsplan; • Een maximale uitvoeringstermijn van 5 jaar; • Mogelijke uitzonderingsclausules voor situaties waarop de DNB geen impact heeft.
INFRAx	De complexiteit van de uit te voeren werken, vergunningen ed. verschilt sterk geval per geval.
FEBELIEC/ ESSENSCIA	Hiervoor is een geval per geval beoordeling vereist, waarbij rekening gehouden wordt met de technische en economische factoren, alsook met externe omstandigheden (vergunningen).

2.2.5. Is de uitzonderingsmaatregel gewenst?

ODE	Per definitie is een uitzondering niet aanvaardbaar aangezien er voorafgaand steeds voldoende informatie beschikbaar was. Tijdens een detailstudie wordt precies uitgemaakt wat het projectkader is en wat economisch-maatschappelijk haalbaar is.
COGEN	Gezien de investeringsplicht reeds gekoppeld is aan een bovengrens, en deze idealiter gebaseerd is op een verlaging van de totale systeemkosten zullen projecten die niet kostenefficiënt zijn vermeden worden. Daarom lijkt het bij toepassing daarvan niet aangewezen extra uitzonderingsmogelijkheden te voorzien. Dit onderstreept natuurlijk wel het belang van een goed onderbouwde studie dienaangaande.
FEBEG	Neen

ELIA	De maximale termijn moet aangepast kunnen worden indien de netinvestering niet kan worden uitgevoerd binnen deze termijn ten gevolge van elementen die buiten de verantwoordelijkheid liggen van de netbeheerder, in het bijzonder de vergunningsproblematiek.	De maximale termijn moet rekening houden met de nodige tijd voor de studie, uitvoering van de werken en de reguliere termijnen van vergunningen. Als deze termijn overschreden wordt moet de vergoeding betaald worden. Een uitzondering voor onvoorziene omstandigheden moet kunnen.
EANDIS	Ja, binnen een kader van objectieve beslissingscriteria.	
INFRAX	Omdat de uit te voeren werken sterk kunnen verschillen, is een uitzonderingsmaatregel verantwoord.	
FEBELIEC/ ESSENSCIA	Zeër zeker om te vermijden dat economisch onrendabele projecten worden uitgevoerd.	

2.2.6. Vanaf welk vermogen zou een verplichting tot flexibiliteit kunnen worden opgelegd?

ODE	Geen enkel want de flexibiliteit zal niet definieerbaar zijn langs de kant van de DNB! Tenzij er een volledige schadeloosstelling is van de DNB aan de producent is dit aanvaardbaar.	
COGEN	Het is erg moeilijk om hierbij een bepaald vermogen naar voren te schuiven, gezien hierbij o.a. ook rekening gehouden moet worden met de technologie en de impact op eventuele gekoppelde processen.	
FEBEG	FEBEG pleit voor een gelijke behandeling van alle productiemiddelen, onafhankelijk van hun technologie (HEB, WKK, conventionele productie, opslag,...), uitbating (door producent of prosumant) en vermogen. FEBEG is van oordeel dat bijgevolg geen drempel mag voorzien worden.	
ELIA	Vanaf 400 kVA.	400 kVA is ook de grens in het technisch reglement voor rapporteringsverplichting en wordt door de VREG aanzien als een aanvaardbare grens.
EANDIS	Eandis meent dat principieel elke netgebruiker die over een	

voldoende significant regelbaar vermogen beschikt een verplichting tot flexibiliteit (lees in welbepaalde en uitzonderlijke omstandigheden tijdelijke beperking van de toegang) kan worden opgelegd.

In concreto:

- In het MS-net: minstens vanaf 1MVA;
- Alle DNG die deelnemen aan de flex markt;
- Daar waar nodig voor het net <1MVA.

INFRAX Infracx stelt voor dat een nader te bepalen hoeveelheid flex verplicht dient beschikbaar gesteld te worden door iedere DNG aan de DNB. Door elke DNG te laten bijdragen wordt ieders bijdrage beperkt en kan de DNG hiermee in zijn business plan rekening houden.

FEBELIEC/
ESSENSCIA Hier is niet alleen het vermogen belangrijk, maar ook de technologie en de continuïteit van de processen die beleverd worden.

3. Samengevat

3.1. De voorstellen van de VREG voor bijkomende criteria voor de beoordeling van investeringsplannen

Eerste criterium

Indien de detailstudie bij een aanvraag tot aansluiting van een productie-installatie op basis van hernieuwbare energiebronnen of uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling aangeeft dat netversterkingen en/of -uitbreidingen moeten worden uitgevoerd, moeten de betrokken netbeheerders deze werken inplannen en realiseren binnen de 5 jaar na bestelling voor elke aansluiting waarvan een studie aangeeft dat de totale kost voor de aansluiting inclusief de kost voor netversterking en -uitbreiding maximaal 105.000 €/MVA opgesteld elektrisch vermogen uit hernieuwbare energiebronnen of kwalitatieve warmtekrachtkoppeling bedraagt.

Tweede criterium

Om de 2020 doelstelling van de Vlaamse regering voor hernieuwbare energie te behalen moeten de netbeheerders netversterkingen inplannen over de periode tussen 2015 en 2020 om de nodige bijkomende aansluitingscapaciteit te voorzien zodat de resterende hernieuwbare energieprojecten aangesloten kunnen worden. Bij de evaluatie van het investeringsplan wordt nagegaan hoeveel aansluitingscapaciteit er gepland was en hoeveel er uitgevoerd is in het voorbije jaar. Jaar na jaar moet 20% van de vooropgestelde aansluitingscapaciteit aansluitbaar gemaakt worden tenzij technisch economisch gemotiveerd kan worden dat de geplande investering niet aanvaardbaar is.

Derde criterium

Indien de detailstudie bij een aanvraag tot aansluiting of versterking van de aansluiting op laagspanning, waarbij de installatie van een warmtepomp of een decentrale productie uit hernieuwbare energie bepalend is voor het benodigde vermogen, aangeeft dat netversterkingen en/of netuitbreidingen moeten worden uitgevoerd, moeten de betrokken netbeheerders deze werken inplannen en realiseren binnen het jaar na de bestelling.

3.2. De aanpak van de ontwikkeling van criteria voor beoordeling van investeringsplannen.

Samengevat noteren we volgende algemene opmerkingen op de aanpak:

- Er is nood aan een langetermijnvisie over de ontwikkeling van de energiemarkt;
- De studie onthaalcapaciteit is onvolledig, te zeer gefocust op windenergie en daarom enkel geschikt als richtlijn;
- De ontwikkeling van investeringsplannen moet transparanter gebeuren, de plannen kunnen best geconsulteerd worden;
- Opleggen van te strikte verplichtingen voor investering moet worden vermeden;
- Er moeten criteria uitgewerkt worden voor de beoordeling van kostenefficiëntie.

Algemeen wordt aangegeven dat er nood is aan een langetermijnvisie over de ontwikkeling van de energiemarkt in al zijn facetten zodat de VREG kan oordelen of de investeringsplannen van de netbeheerders daarin passen. De studie onthaalcapaciteit lijkt voor alle partijen onvolledig, te zeer gefocust op windenergie en daarom enkel geschikt als richtlijn. Voor de projectontwikkelaars zou de studie ook aangevuld moeten worden met de lokale onthaalcapaciteit op het distributienet. De projectontwikkelaars steunen het initiatief van de VREG maar voegen er wel aan toe dat de ontwikkeling van investeringsplannen vooral transparanter moet gebeuren en de plannen best eerst geconsulteerd zouden worden. De netbeheerders en de SERV wijzen op het gevaar van te sterke (onrendabele) verplichtingen. Ook de criteria voor kostenefficiëntie dienen verder uitgewerkt te worden met een impactstudie voor de tarieven. De voorstellen moeten nog verder worden onderbouwd.

Repliek VREG

De VREG is het eens met deze opmerkingen maar in afwachting van een globale, beleidsmatige visie moeten de investeringsplannen beoordeeld kunnen worden en is er nu nood aan bijkomende criteria gericht op de evolutie in decentrale productie. De studie onthaalcapaciteit toont aan dat het bestaande transmissienet en plaatselijk vervoernet over voldoende capaciteit beschikt om mits de juiste investeringen de 2020 doelstellingen te behalen en is daarom een goede richtlijn bij het opstellen en beoordelen van "indicatieve" investeringsplannen. Voor de beoordeling van "indicatieve" investeringsplannen worden geen technisch-economische criteria ontwikkeld die geschikt zijn voor de beoordeling van een weigering tot aansluiten. De tarifaire impact is uiteraard een belangrijk aandachtspunt en vormt het onderwerp van aparte consultaties. Kosten en baten voor de volledige maatschappij zijn voor de regulator moeilijk in te schatten op het niveau van individuele investeringsprojecten. Daarom wordt binnen deze consultatie enkel gekeken naar een kader voor het voorzien in voldoende netcapaciteit om de door de overheid vastgelegde doelstellingen op een zo efficiënt mogelijk wijze te realiseren. In de voorstellen van de VREG is een KBA enkel voorzien in geval de netbeheerder een uitzondering aanvraagt op de verplichting tot netinvestering (zie deel 2 van deze consultatie).

3.3. Antwoorden op de vragen over criteria voor beoordeling van investeringsplannen

Samengevat noteren we volgende antwoorden op de vragen:

1. Is de termijn van 5 jaar vooropgesteld in het eerste criterium realistisch?
 - De termijn van 5 jaar is voor netbeheerders realistisch als vergunningen geen extra vertragingen meebrengen;
 - De periode is voor projectontwikkelaars niet afgestemd is op de steunmaatregelen en te lang voor een investeringsbeslissing.

De termijn van 5 jaar voor de uitvoering van netversterkingen lijkt voor de netbeheerders wel realistisch maar ze merken daarbij op dat zij afhankelijk zijn van vergunningstrajecten van de overheid. Vooral als er versterking nodig blijkt op niveau van het plaatselijk vervoernet willen de netbeheerders opschortende voorwaarden toevoegen voor het niet (tijdig) bekomen van vergunningen. De projectontwikkelaars merken daarentegen op dat in enkele gevallen deze periode te lang is en de investeerder geen afdoende zekerheid kan bieden bij zijn investeringsbeslissing. Het steunverhaal moet consistent blijven met de fysische realiteit van de investeringen.

Repliek VREG

De VREG is van oordeel dat in het kader van de beoordeling van indicatieve investeringsplannen de vooropgestelde termijn van 5 jaar enkel rekening kan houden met de problematiek van het realiseren van netversterkingen en de vergunningen die daarvoor nodig zijn. Dit sluit niet uit dat bij de bestelling er een andere termijn kan worden overeengekomen maar indien de maximum termijn van 5 jaar niet gehaald wordt, moet de vertraging gemotiveerd worden (zie deel 2 van deze consultatie). Projectontwikkelaars hebben een punt dat de termijnen voor steunmaatregelen niet afgestemd zijn op de termijnen voor netversterkingen. Dit moet echter hier niet geregeld worden: indien het project valt binnen het toepassingsdomein van de steunmaatregelen, kan de rendabiliteit van het project worden verzekerd via het steunbeleid.

2. Is de netkost van 105.000 €/MVA vooropgesteld in het eerste criterium geschikt?

- De kost van €105.000/MVA is geschikt bevonden als criterium maar moet inhoudelijk verduidelijkt worden (aansluiting in N, verliezen..);
- Deze kost mag enkel slaan op toewijsbare kosten;
- Het aandeel van de DNB van 56.000€/MVA is berekend voor windmolens. Voor producties die ingelust worden kan dit lager;
- De kost houdt geen rekening met de beperking van transformatorverliezen van het transportnet naar het distributienet;
- Dit mag geen exclusief criterium zijn om aanvragen van aansluiting te beoordelen;
- De kost zal evolueren met de aanvragen binnen de cluster;

De kost van 105.000 €/MVA in het eerste criterium wordt meestal wel geschikt gevonden maar de meerderheid vraagt wel duidelijk aan te geven wat deze kost precies inhoudt. Eandis wijst er op dat dit bedrag berekend is op de aansluiting van windmolenclusters en er best een lager bedrag kan vooropgesteld worden voor andere technologieën. FORTECH is van oordeel dat de kost geen rekening houdt met een meerwaarde door beperking van transformatorverliezen naar het transportnet en kostprijzen vaak te hoog worden ingeschat. De SERV heeft gelijkaardige bedenkingen en verwijst nogmaals naar de ongeschiktheid van de studie onthaalcapaciteit en de noodzaak om de plannen af te wegen binnen een ruimere visie op het energiesysteem. Zoals het nu voorkomt worden netinvesteringen reactief ingepland wat mogelijks niet optimaal is. Het criterium zou ook moeten gericht worden op clusters in plaats van op individuele aanvragen.

Repliek VREG

De VREG wil met dit criterium afdwingen dat er in de zones die in de studie onthaalcapaciteit groen zijn ingekleurd er voldoende netinvesteringen/versterkingen ingepland worden om het berekende potentieel aan te sluiten. Terecht wordt hier opgemerkt dat de groene clusters berekend zijn voor windmolens. De lijn wordt met dit criterium echter doorgetrokken naar alle aanvragen voor aansluiting van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve WKK met de berekende economische grens van € 105.000/MVA. De VREG is het niet eens met de stelling dat de studie onthaalcapaciteit geen geschikte basis kan zijn voor de beoordeling van de investeringsplannen; wel met de stelling dat een geïntegreerd beleidskader beter zou zijn maar, dit is er op dit ogenblik niet. Wel zou aan het criterium toegevoegd kunnen worden dat de geplande netversterking niet enkel moet dienen voor de aansluiting van de bestelde aanvraag maar ook rekening moet houden met het potentieel in de cluster. De funderingen van de netinvesteringen mogen de latere uitbreiding niet belemmeren.

3. Moet een uitzonderingsclausule worden toegevoegd aan het eerste criterium?

- Projecten die onder de €105.000/MVA drempel vallen maar niet kostenefficiënt zijn moeten een uitzondering vormen;
- In geval van problemen met vergunningen;
- Vijf jaar is een lange termijn om projecten uit te voeren zodat uitzonderingen nodig zijn.

De netbeheerders willen vooral een uitzondering voor problemen met vergunningen. Eandis, FEBELIEC en ESSENSCIA pleiten voor een uitzonderingsregel voor niet kostenefficiënte projecten die onder de € 105.000 grens vallen. Ode vindt vijf jaar een lange termijn op projectbasis temeer daar het toekennen van groenestroomcertificaten gebonden is aan het instapmoment. Dit maakt de projecten moeilijk uitvoerbaar zodat uitzonderingen nodig zijn.

Repliek VREG

Het bedrag van € 105.000 is een criterium dat in het leven geroepen is om zo kostenefficiënt mogelijk de 2020 doelstellingen te behalen. Uit een aan de plannen toegevoegde lijst van geweigerde en flexibele aansluitingen moet uit de motivering blijken dat een netversterking/uitbreiding niet kostenefficiënt is. De VREG is van oordeel dat mogelijke problemen met vergunningen geen reden is om de netversterking niet in te plannen, wel om de planning van de uitvoering aan te passen. De problematiek van afstemming van uitvoeringstermijn en steunmaatregel kan niet opgelost worden in de beoordeling van investeringsplannen. Netversterkingen hebben een uitvoeringstermijn waar men niet om heen kan.

4. Is het verplicht proactief investeren in aansluitingscapaciteit à rato van 20% per jaar een geschikt criterium?

- Het is te onduidelijk van welke basis deze berekening vertrekt en welke projecten worden meegerekend in de analyse? (Gtrad en Gflex ?);
- Risico op niet-rendabele investeringen;
- Roept vragen op waar eerst moet geïnvesteerd worden;
- Pas nuttig als het volledige potentieel is gekend en ondersteund door concrete vragen of beleidsplannen;
- Het kan maatschappelijk gunstiger zijn (maar daarom niet technisch-economisch) om aansluitingen te vervroegen of uit te stellen;
- Het is onduidelijk op wat dit percentage gebaseerd is en hoe deze verdeeld zal worden over de energiebronnen en de netbeheerders;
- Daar er voor WKK geen 2020 doelstellingen vastliggen is dit geen geschikt criterium;
- Het opleggen van algemene kwantitatieve investeringsdoelstellingen lijkt niet realistisch;
- De 20% kan enkel een streefdoel zijn in de begroting en de realisatie van het investeringsplan;
- Het is zinvol om proactief netten te gaan aanleggen.

De verplichte proactieve investering van jaarlijks 20% van de aansluitingscapaciteit om de 2020 doelstellingen te behalen wordt door de netbeheerders verdeeld onthaald. Elia kan zich niet vinden in deze doelstellingen lijken aan te sturen op proactief investeren wat niet kostefficiënt is. Het roept ook vragen over de berekening ervan. Eandis ziet het eerder als een streefdoel en algemeen willen alle netbeheerders pas investeringen inplannen als de projecten kenbaar gemaakt worden en mits ze technisch-economisch efficiënt genoeg zijn. COGEN mist de doelstellingen voor WKK.

Ook FEBEG, SERV en FEBELIEC-ESSENCIA zijn niet gevonden voor het opleggen van kwantitatieve doelstellingen. ODE daarentegen vindt het wel nodig om proactief te investeren en vooruit te plannen zodat de hernieuwbare energie zich maximaal kan ontwikkelen.

Repliek VREG

De VREG wijst er op dat het hier vooral om een controle gaat of er wel voldoende geïnvesteerd wordt in de netten. Voor het deel decentrale productie is de studie onthaalcapaciteit, die jaarlijks een update moet krijgen, de basis. De target van 20% slaat op het saldo van de vooropgestelde 2020 doelstellingen, die mits de juiste investeringen, te behalen zijn. De studie ging uit van een totaal van 6845 MW die het Vlaams Gewest als doelstelling vooropstelde voor de drie onderzochte technologieën. Uit een stand van zaken moet blijken welke netversterkingen en netinvesteringen nog moeten worden uitgevoerd om deze capaciteit te kunnen aansluiten. Deze zijn de basis voor een evaluatie van de investeringsplannen die een antwoord moeten bieden op de vraag of de netbeheerders voldoende capaciteit voor de distributie en vervoer van elektriciteit op hun netten aanhouden. Aan de hand van een 5 jarenplan wil de VREG analyseren of de netbeheerders hieraan voldoen voor het gedeelte decentrale productie. Plannen is één zaak maar uitvoeren is een andere. Daarom wil de VREG niet enkel "indicatieve plannen" evalueren maar ook nagaan wat er is uitgevoerd.

De VREG heeft niet de bedoeling om aan te sturen op proactieve netversterkingen en zal de verplichting aanpassen tot een jaarlijks streefdoel met motivering indien de plannen niet de beoogde 20% halen. Wel kan op deze manier opgevolgd worden wat de toestand in het veld is en evalueren of de grens van 105.000 €/MVA moet herbekeken worden. De concrete uitwerking kan best in overleg met de netbeheerders worden uitgewerkt bij de herziening van het rapporteringsmodel dat gebruikt wordt voor het opstellen van de investeringsplannen. De VREG overlegt met de netbeheerders om een goede monitoring van de aansluitcapaciteit te verzekeren, zodat indien nodig alsnog kan worden ingegrepen via de beoordeling van de investeringsplannen. De studie geeft aan dat voor WKK de Vlaamse regering een doelstelling heeft van 3.000 MW. In de studie werd gewerkt met 2.956 MW.

5. Is de termijn van 1 jaar vooropgesteld in het derde criterium realistisch?

- Over het algemeen is deze periode realistisch maar mag niet langer dan 1 jaar;
- Kosten voor vertragingen door externe factoren mogen niet ten laste komen van netbeheerders;
- Moet uitgebreid worden naar elektrische voertuigen en micro WKK.

Voor laagspanningsnetten wordt de uitvoeringstermijn voor een netversterking van 1 jaar gezien als realistisch en aanvaardbaar. INFRA is echter de mening toegedaan dat warmtepompen en decentrale HE productie-installaties geen aanleiding zou mogen geven voor dwingende netinvesteringen. De SERV daarentegen wil dit criterium uitbreiden naar micro WKK en aansluitpunten voor Elektrische voertuigen.

De VREG is van oordeel dat Elektrische voertuigen (nog) niet op dezelfde manier behandeld moeten worden als warmtepompen en decentrale HE productie-installaties die voorkomen op de lijst van EPB verplichtingen. Opladers van Elektrische voertuigen zijn verbruikers die momenteel niet opgelegd worden in de regelgeving en waarvoor een verzwaring van de aansluiting geen prioriteit is. Micro WKK's worden beschouwd als aansluitbaar

vanwege de gelijktijdigheid van productie en verbruik van deze vermogens en zullen dus meestal geen aanleiding geven tot aanvragen voor verzwaring van de aansluiting.

6. Moet een uitzonderingsclausule worden toegevoegd aan het derde criterium?

- Als de gelijktijdigheid van belasting verandert als gevolg van sturingen;
- Als de uitvoeringstermijn niet afgestemd is op steunmaatregelen;
- Alle niet kostenefficiënte investeringen moeten vermeden worden.

Infrax is van oordeel dat, indien het belastingsprofiel qua gelijktijdigheid verandert omwille van de aansturing van belasting of productie, er niet dwingend geïnvesteerd dient te worden boven de basiscapaciteit die alle LS-netgebruikers ter beschikking krijgen. COGEN vraagt een uitzondering voor huishoudelijke micro-WKK's, die in hun geheel een standaardketel vervangen en dus vanaf dag 1 moeten kunnen produceren (bijvoorbeeld bij breuk van oude installatie).

Repliek VREG

De basiscapaciteit van laagspanningsnetten waar INFRAX naar verwijst is nergens opgenomen in de regelgeving. Het is een concept dat verder moet onderzocht worden, ook naar tarifaire implicaties. Deze consultatie focust voornamelijk op de integratie van decentrale productie en warmtepompen, waarbij de VREG er nog eens de aandacht wil op vestigen dat het installeren van warmtepompen en PV bij nieuwbouw behoren tot de EPB verplichtingen vanaf 1/01/2014. Dit is de aanleiding van dit nieuwe criterium. Ook de afstemming met steunmaatregelen is hier niet gepast. De uitzonderingen die hier voorgesteld worden zijn daarom niet aanvaard. Het kan niet zijn dat een regelgeving een verplichting oplegt waar een om reden van capaciteit van het net niet kan aan voldaan worden. De installatie van micro WKK's is nog steeds een vrije keuze.

7. Moet er een decretale verduidelijking komen van de aansluitingsverplichtingen van decentrale productie-installaties voor distributienetbeheerders?

- Federale afstemming is gewenst;
- Energiedecreet beoogt nu enkel afnemers bij de evaluatie van investeringsplannen;
- Aandacht voor de impact op tarieven;
- Principiële verplichting tot netaansluiting is nodig voor alle nieuwe productiecapaciteit;
- Een decretale aansluitplicht bestaat vandaag reeds. Concrete uitvoeringstermijnen toevoegen.

Op de vraag naar een decretale verduidelijking van de aansluitingsverplichtingen van decentrale productie-installaties voor distributienetbeheerders reageert INFRAX dat de voorgestelde criteria ontoereikend zijn en wijst op het risico van verloren investeringen. Algemeen vragen de netbeheerders naar federale afstemming. Eandis vindt dat er verduidelijking gewenst is dat de verplichting enkel geldt indien de tussenkomst voor de distributienetbeheerder lager is dan € 56.000/MVA en rekening houdend met de budgettaire beperkingen van de distributienetbeheerder. Elia stelt dat een aansluiting met flexibele toegang ook aanvaard dient te worden in het kader van een eventuele aansluitingsverplichting. FEBEG acht het

noodzakelijk om aan netbeheerders via een decreet een principiële verplichting tot netaansluiting op te leggen voor alle nieuwe productiecapaciteit die bestemd is om te injecteren op het net (HEB, WKK, conventionele productie, opslag). COGEN merkt op dat het energiedecreet enkel afnemers beoogt bij de evaluatie van de investeringsplannen. ODE merkt op dat er reeds een decretale aansluitplicht bestaat maar dat die onvoldoende sluitend is.

Repliek VREG

De VREG is van oordeel dat een federale afstemming niet vereist is, gezien de bevoegdheid regionaal is, en er dus in elk gewest een apart beleidskader kan ontwikkeld worden.

Uit de antwoorden blijkt duidelijk dat er verwarring is over het al dan niet bestaan van een aansluitingsverplichting. Die is er immers niet expliciet, maar art.6.4.13 van het Energiebesluit legt wel een beperking op van de aansluitkosten. Deze verwarring wordt best weggewerkt. Het is de rol van de VREG om de netbeheerders ertoe aan te zetten om de realisatie van de beleidsdoelstellingen (o.m. inzake hernieuwbare energie en WKK) te faciliteren, en dit tegen een maatschappelijk aanvaardbare kost.

3.4. Voorstellen voor compensatie bij afregelen van decentrale productie

Verplichte aansluiting met flexibele toegang voor decentrale productie

Toevoeging aan het Energiedecreet voor als volgt:

§5. Bij een schorsing of beperking van de toegang tot het distributienet of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit omwille van een tekort aan vervoerscapaciteit voor een injectiepunt met een productie-installatie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen of kwalitatieve warmtekrachtkoppeling, moet de betrokken netbeheerder de producent en de evenwichtsverantwoordelijke volledig schadeloos stellen, met inbegrip van de financiële kost ten gevolge van het derven of het uitstel in toekenning van groenestroom- en/of warmte-krachtcertificaten. De betrokken netbeheerder kan deze schadeloosstelling verhalen op de netbeheerder of de transmissienetbeheerder die aan de bron ligt van het capaciteitsprobleem.

De schadeloosstelling moet worden uitbetaald:

1° vanaf de eerste dag na het verlopen van de termijn voor het uitvoeren van de vereiste netversterking;

2° vanaf de indienstname van de productie-installatie indien de netbeheerder zijn net niet versterkt voor het opheffen van de toegangsschorsing of – beperking.

Mits motivering op basis van een maatschappelijke kosten-batenanalyse kan de netbeheerder een uitzondering op de verplichting tot netversterking aanvragen bij de VREG. In dat geval is een netversterking niet vereist en moet geen schadeloosstelling worden voorzien bij schorsing of beperking van de toegang.

3.5. Algemene opmerkingen over compensatieregeling voor de flexibele toegang van decentrale productie

Samengevat noteren we volgende algemene opmerkingen op de aanpak:

- Voorstel van een marktgedreven model, waarbij elke installatie (ook bestaande) flexibele toegang heeft met compensatie;
- Een flexibele toegang voor hernieuwbare energie bronnen kan mits juiste vergoeding voor de gedeerde opbrengst inclusief GSC;
- Flexibele toegang kan enkel als plaatselijke en tijdelijke oplossing, nooit als een algemene regel bij HE en kwalitatieve WKK;
- Flexibiliteit door de DNB mag geen belemmering vormen om, binnen de evenwichtsverantwoordelijkheid van een ARP op transportniveau, te kunnen deelnemen aan de evenwichtsmechanismen;
- De periode van 5 jaar sluit niet aan op de decretaal vastgelegde geldigheidstermijn van de startdatum;
- Alle vergunde projecten voor nieuwe productie-eenheden moeten kunnen worden aangesloten met een vaste capaciteitsgarantie;
- Niet-gecompenseerde flexibele aansluitingen zijn onaanvaardbaar;
- In afwachting van netversterkingen kan een marktgebaseerd systeem voor congestiebeheer een tijdelijke oplossing bieden;
- De noodzaak voor een vergoedingsmechanisme hangt samen met de vraag welk soort net de maatschappij aangewezen vindt, rekening houdend met de maatschappelijke kosten van de aanleg van een dergelijk net;
- Volledige compensatie inclusief gemiste GSC geeft meestal aanleiding geeft netversterking;
- DNB moet kunnen beschikken over een nader te bepalen hoeveelheid flex beschikbaar gesteld door iedere DNG aan de DNB.

Algemeen wordt aangegeven dat enkel een wel afgewogen compensatiemechanisme enerzijds de netbeheerders kan aanzetten tot een goed afgewogen investering en de projectontwikkelaars in die mate moet vergoeden dat de investeringsbeslissing hierdoor niet beïnvloed wordt. De hoogte van de compensatie kan marktgedreven zijn maar het vergoeden van de groenestroomcertificaten blijft een heikel punt. De investeerders claimen dat ook die inkomsten tijdens de afschrijvingsperiode nodig zijn zoals berekend in de onrendabele top. Het uitstellen van inkomsten uit groenestroomcertificaten impliceert minder inkomsten in die afschrijfperiode. De netbeheerders geven aan dat een compensatie inclusief groenestroomcertificaten nagenoeg altijd een netversterking zal triggeren en dus leidt tot onrendabele investeringen. ODE stelt voor om een marktgedreven model te ontwikkelen waarbij elke installatie (ook bestaande) flexibele toegang heeft met compensatie. ODE geeft aan dat binnen de afschrijvingsperiode het afregelen niet haalbaar is. COGEN vraagt dat er afstemming zou zijn met de geldigheidsduur van de startdatum uit het energiedecreet. FEBEG blijft bij zijn standpunt dat alle vergunde projecten voor decentrale productie moeten beschikken over een vaste capaciteitsgarantie, structurele congestie leidt tot kapitaalsvernietiging.

Repliek VREG

De VREG is van oordeel dat het compensatiemechanisme een vergoeding moet zijn en geen aanzet tot onrendabele investeringen. Het moet de netbeheerders aanmoedigen om, daar waar de studie onthaalcapaciteit aangeeft dat er potentieel zit om tegen aanvaardbare kosten hernieuwbare energiebronnen of kwalitatieve warmtekrachtinstallaties aan te sluiten, de nodige netversterkingen aan te brengen. De compensatie mag niet van die aard zijn dat de investeerder de lokalisatieprikkel, om daar te investeren waar de aansluitcapaciteit is, niet meer voelt. Het moet een praktisch toepasbaar mechanisme zijn dat er toe bijdraagt dat de capaciteit van het net optimaal gebruikt wordt.

3.6. Antwoorden op vragen over compensatieregeling voor de flexibele toegang van decentrale productie

Samengevat noteren we volgende antwoorden op de vragen:

1. Is een decretale regeling inzake schorsing of beperking van de toegang gewenst? Waarom (niet)?
 - Tot op heden is hier niets voor opgenomen waardoor er een onevenwichtige situatie is tussen DNB en producenten;
 - In het kader van investeringszekerheid voor de investeerders is het aangewezen dat een en ander decretaal is vastgelegd;
 - Om rechtszekerheid te creëren is het noodzakelijk een aantal basisregels te verankeren in het decreet;
 - Het is voorbarig om de voorgestelde compensatieregeling voor de flexibele toegang van decentrale productie decretaal vast te leggen, eerst dient een lange termijnvisie ontwikkeld te worden die een competitieve en bevoorradingszekere elektriciteitsvoorziening waarborgt;
 - Wanneer ingeval van beperking van toegang (volledig of gedeeltelijk) een mogelijke vergoeding zou moeten worden betaald door de netbeheerder, is er nood aan een reglementair kader;
 - Flexibele toegang in kader van congestiebeheer is een opportuniteit om de beleidsdoelstellingen op een kostenefficiënte manier te behalen met een evenwichtige verdeling van maatschappelijke kosten en baten;
 - Dit kan beter opgenomen worden in het TRDE en de aansluitcontracten.

FEBELIEC en ESSENSCIA zijn van oordeel dat er beter eerst een lange termijnvisie ontwikkeld wordt en zitten hiermee op de golflengte van SERV. De projectontwikkelaars zijn vragende partij voor een decretale regeling want in het kader van investeringszekerheid is het wenselijk dat er rechtszekerheid is. De netbeheerders reageren verdeeld, Eandis is voorstander om een regeling decretaal uit te werken terwijl Infracx eerder een bepaling opgenomen ziet in het technisch reglement. Elia laat het in het midden door te vermelden dat in geval er een vergoeding betaald moet worden, er nood is aan een reglementair kader.

Repliek VREG

De VREG is van oordeel dat er best niet gewacht wordt om een compensatieregeling uit te werken. Op dit moment is er geen aanmoediging om de termijnen van netversterking te respecteren. De projectontwikkelaars dragen momenteel alle risico's van de congestie zonder dat zij iets kunnen

aansturen. De VREG is ook van mening dat een dergelijk compensatiemechanisme niet thuis hoort in een technisch regelement. Het TRDE kan aanvullend zijn voor de bepalingen van technische eisen en een eventuele vermogengrens.

2. Moet de schadeloosstelling worden beperkt tot congestie bij normale uitbatingsomstandigheden?

- Neen, een producent heeft over onderhoud of storingen geen zeggenschap;
- Beperking schadeloosstelling kan enkel in uitzonderlijke omstandigheden die vooraf zijn vastgelegd door een onafhankelijke instantie;
- Een beperking is enkel aanvaardbaar in geval van overmacht en in geval reservecapaciteit wordt ingezet;
- Ja, de netbeheerder is verantwoordelijk voor de uitbating van zijn net, inclusief onvoorziene omstandigheden;
- Ja, de netbeheerder moet beslissingen kunnen nemen in kader van veiligheid en bevoorradingszekerheid.

De projectontwikkelaars zijn de mening toegedaan dat de netbeheerder verantwoordelijk is met inbegrip van onvoorziene omstandigheden en er enkel een uitzondering kan gelden in geval van overmacht. FEBEG is van oordeel dat in geval de netbeheerder de reserve capaciteit (N-1) ook wordt ingezet om de flex capaciteit maximaal te benutten er best een regeling is om de financiële vergoeding weg te laten voor het afregelen tot max. 10 uur per jaar. De netbeheerders verduidelijken dat normale uitbatingsomstandigheden de "N" situatie betekent. Bij incidenten (N-1) kan er geen sprake zijn van schadeloosstelling. Verder moet voor Eandis de schadeloosstelling beperkt worden tot gevallen van structurele congestie buiten een te definiëren flex free band. Occasionele congestie, uitzonderlijke omstandigheden van netuitbating, noodsituatie en overmacht moet uitgesloten worden.

Repliek VREG

De VREG is van oordeel dat er best geen beperking ingebouwd wordt voor situaties van panne of onderhoud van installaties, ook niet als de reservecomponenten ingezet worden. De VREG gaat er van uit dat de netbeheerders de impact hiervan best kunnen inschatten en tevens de nodige mitigerende maatregelen nemen, op basis van een kosten-batenanalyse (investeren of flexibele toegang compenseren). De VREG vindt het wel aangewezen om de netbeheerder een vast te leggen flex free band toe te staan. De huidige MS-netten zijn immers niet berekend op volledige synchroniteit. Het gebruik van een dergelijke band zou moeten geëvalueerd worden, om te oordelen of die op termijn behouden moet blijven. De juiste grootte van die band moet verder worden overlegd en kan best in TRDE worden vastgelegd. Situaties waarbij de toegang onderbroken wordt in noodsituaties of gevallen van overmacht vormen een uitzondering. Hierop heeft de netbeheerder geen impact.

3. Op welke wijze kunnen producent en evenwichtsverantwoordelijke correct schadeloos gesteld worden?

- Er wordt best gewerkt met de waarden op het ogenblik van de storing en het gemiddelde van de vergelijkbare periode op maandbasis;
- De compensatie moet rekening houden met alle onkosten en gedeerde opbrengsten;
- Er moet steeds een neutralisatie zijn van de kost voor het onevenwicht dat gecreëerd wordt bij het afregelen;
- Alle directe en indirecte kosten moeten worden vergoed;

- In een systeem met biedladders komt een marktgebaseerde vergoeding tot stand als het verschil tussen aanbod voor afregelen en opregelen;
- Voor de clearing van de Day Ahead Market (DAM), dan wordt de ENI¹ vergoed aan de DAM prijs. Na de clearing van de Day Ahead Market (DAM), dan zal de afregeling vergoed worden via compensatie van de BRP-perimeter en dit volgens transparante tijdsreeksen ENI(t).
- De compensatieregeling mag het innovatiepotentieel van de markt en de lokalisatieprikkel niet belemmeren en moet rekening houden met gemiste GSC, de evenwichtspereimeter, de kosten van de DNB voor de dienstverlening van flexibiliteit, de vermeden kosten van de producent;
- Voor de referentievolumes van ENI wind en PV kan gebruik gemaakt worden van de gemiddelde productie (per 15 minuten') die door Elia volledig transparant op haar website zal worden gepubliceerd. Voor biomassa en WKK op het Elia-net kan de nominatie de gemeten 15' waarde vervangen.
- Gereguleerd tarief voor compensatie energie gebaseerd op de Belpex prijs – i-factor. De i-factor moet een incentive zijn voor de producent om lokale afname op te vinden en lokale markten te stimuleren;
- Een gereguleerd compensatietarief (opgenomen in de tarieven van de DNB) voor MS netten (gelinkt aan de Belpex prijs) op basis van een vaste prijs per MW en tijdsduur van de niet beschikbare toegang;
- Producenten kunnen in geen geval recht hebben op certificaten bij afschakeling van hun installatie.

De projectontwikkelaars zijn voorstander van een volledige compensatie van de kosten en gedeerde inkomsten van alle partijen inclusief GSC. Daarvoor kan best een marktgebaseerd systeem opgezet worden.

Elia stelt een systeem voor dat er uit bestaat om de ENI te vergoeden op basis van Day Ahead Market (DAM) prijs of de BRP-perimeter en dit volgens transparante tijdsreeksen ENI(t) al naar gelang het moment van de beslissing en instructie tot afregeling van de productie-eenheid zich voordoet voor of na de clearing van de Day Ahead Market. In het laatste geval restitueert Elia de afgeregelde energie in natura aan de evenwichtsverantwoordelijke, zodat de verkoop op de markt kan doorgaan en dat het 'onbalans effect' geneutraliseerd wordt. De producent krijgt een opbrengst uit de verkoop op de markt. In een dergelijke situatie dient er geen ENI aan de producent vergoed te worden gezien deze anders tweemaal inkomsten ontvangt.

Eandis wil een compensatie regeling uitwerken die het innovatiepotentieel van de markt en de lokalisatieprikkel niet belemmeren en wil rekening houden met gemiste GSC via verlenging van de steunperiode, de evenwichtspereimeter, de kosten van de DNB voor de dienstverlening van flexibiliteit en de vermeden kosten van de producent. De compensatie moet gebeuren volgens een gereguleerd tarief voor compensatie energie gebaseerd op de Belpex prijs – i-factor. De i-factor moet een incentive zijn voor de producent om lokale afname op te vinden en lokale markten te stimuleren. Zij rekenen daarbij op een minimum percentage dat de netbeheerder mag afregelen zonder compensatie. Het gedeerde inkomen uit energie kan rechtstreeks vergoed worden met inachtnaam van de kosten DNB en de vermeden kosten van de producent. Onrechtstreeks kunnen de gedeerde certificaten gerecupereerd worden door verlenging van de steunperiode of via bandingfactoren. Verder kan de evenwichtspereimeter onrechtstreeks gecompenseerd worden via aanpassing van de parameters uit de onrendabele top berekening of via de transportnetbeheerder. Ten slotte ziet Eandis de mogelijkheid van een incentiverend nettatarief voor bv. "interruptible production". Alternatief kan een correctie van de evenwichtspereimeter van de evenwichtsverantwoordelijke in natura door de transportnetbeheerder een oplossing zijn.

¹ ENI= energy not injected

Infrac is voorstander van een gereguleerd compensatietarief voor aansluitingen op MS netten (gelinkt aan de Belpex prijs) op basis van een vaste prijs per MW en tijdsduur van de niet beschikbare toegang. Voor de bepaling van de hoogte van dit tarief, moet rekening gehouden worden met een eventuele verlenging van de steunperiode en de compensatie van de evenwichtsperimeter bij de TNB. Voor de LS netten stelt Infrac een vaste en variabele vermogensband voor met betrekking tot de nettoegang. De DNG beslist zelf hoeveel vast hij contracteert. Als de DNB zich niet houdt aan de vaste band, dan geldt de bestaande aansprakelijkheidsregeling. Producenten kunnen in geen geval recht hebben op certificaten bij afschakeling van hun installatie. Bijgevolg is het volgens Infrac aangewezen om over te schakelen op een steun volgens vollasturen zodat de producent op een later moment certificaten kan inhalen.

Febeliec en Essencia zijn van oordeel dat een vergoeding van de GSC zeker niet kan. Dit kan geregeld worden via een verlenging van de steunperiode. Het is aangewezen om de steun te berekenen volgens vollasturen.

De VREG wil op basis van de input verkregen bij deze consultatie, op het beleidsplatform en ervaringen op het terrein een compensatie uitwerken in overleg met de andere regulatoren en dit omzetten in een advies.

4. Moet er expliciet een maximale uitvoeringstermijn voor de netversterking worden voorzien of wordt dit best geval per geval beoordeeld?

- Een individuele aanpak is hier meest aangewezen met een maximale termijn van vijf jaar;
- Een periode van 5 jaar stemt niet overeen met de decretaal vastgelegde geldigheidstermijn van de startdatum;
- Ja, het is noodzakelijk voor de rechtszekerheid van de investeerder;
- De contractueel afgesproken termijn voor het uitvoeren van de vereiste netversterking moet aangenomen worden als start voor de uitbetaling van schadeloosstelling. Er moet wel bevestigd worden dat 5 jaar een uiterste grens is voor de redelijkheid van zulk een termijn.
- De termijn van 5 jaar voor het volledig tot stand brengen van aansluitingen langer dan de geldigheidstermijn van 3 jaar voor een principesaanvraag met betrekking tot het vastzetten van een bandingfactor voor de onrendabele top die kan verkregen worden door een projectontwikkelaar waarmee hij kan rekening houden in zijn investeringsbeslissing;
- Wanneer een netversterking technisch-economisch verantwoord is, mag een maximale uitvoeringstermijn voorzien worden;
- Er moet een onderscheid zijn in de maximale invoeringstermijn voor de distributie en het plaatselijk vervoer;
- Best een beoordeling geval per geval binnen het kader van het goedgekeurd investeringsplan, een maximale uitvoeringstermijn van 5 jaar en uitzonderingsclausules voor situaties waarop de DNB geen impact heeft;

De projectontwikkelaars zijn voorstander van een maximale uitvoeringstermijn voor de netversterking maar duiden op de noodzaak van afstemming met de geldigheidstermijn voor een principesaanvraag met betrekking tot het vastzetten van een bandingfactor voor de onrendabele top die kan verkregen worden door een projectontwikkelaar waarmee hij kan rekening houden in zijn investeringsbeslissing. De netbeheerders accepteren de maximale termijn van 5 jaar met uitzondering voor externe factoren waar zij geen vat op hebben. Zij verwijzen ook naar de verschillen in uitvoeringstermijnen voor projecten in het distributienet en het plaatselijk vervoernet.

Repliek VREG

De VREG is van oordeel dat er best een maximale uitvoeringstermijn komt die rekening houdt met alle aspecten van de uitvoering voor het distributienet en het plaatselijk vervoernet om de investeerders enige rechtszekerheid te bieden.

5. Is de uitzonderingsmaatregel gewenst?

- Een uitzondering is per definitie niet aanvaardbaar;
- Ja, ten gevolge van elementen die buiten de verantwoordelijkheid liggen van de netbeheerder, in het bijzonder de vergunningsproblematiek;
- Ja, binnen een kader van objectieve beslissingscriteria;
- Omdat de uit te voeren werken sterk kunnen verschillen, is een uitzonderingsmaatregel verantwoord;
- Zeer zeker om te vermijden dat economisch onrendabele projecten worden uitgevoerd.

Voor projectontwikkelaars is dit duidelijk niet gewenst. Netbeheerders duiden op de vergunningsproblematiek waar zij vaak geen greep op hebben en willen daarom een uitzondering. Ook Febeliec en Essenscia zien een noodzaak van uitzondering om te voorkomen dat er onrendabele projecten worden uitgevoerd.

Repliek VREG

De VREG is van oordeel dat er hier uitzonderingen gemaakt kunnen worden voor vergunningsproblematiek.

6. Vanaf welk vermogen zou een verplichting tot flexibiliteit kunnen worden opgelegd?

- Geen enkele tenzij er volledige compensatie is van de netbeheerder;
- Er mag geen drempel worden voorzien voor de gelijkheid van behandeling van alle productiemiddelen;
- 400 kVA;
- In het MS-net: minstens vanaf 1MVA, alle DNG die deelnemen aan de flex markt en daar waar nodig voor het net <1MVA;
- Een nader te bepalen hoeveelheid flex dient verplicht beschikbaar gesteld te worden door iedere DNG aan de DNB.
- Hier is niet alleen het vermogen belangrijk, maar ook de technologie en de continuïteit van de processen die beleverd worden;

Projectontwikkelaars zien liever geen drempel. Elia schuift 400 kVA naar voor die al eerder in gebruik is voor regelbare decentrale productie,. Eandis diversifieert voor MS netten, producenten die deelnemen aan het flex verhaal en daar waar nodig voor het net met een grens van 1 MVA. Infrac verwijst opnieuw naar de flex free band voor iedereen . Febeliec en Essenscia zien dit liever bepaald per technologie en in functie van de continuïteit van de processen die beleverd moeten worden.

Repliek VREG

Dit moet worden afgewogen tegen de meerkost voor het plaatsen van een afstandsbesturing. Het lijkt aannemelijk dat daarom dezelfde grens genomen wordt als in het technisch reglement voor rapporteringsverplichting (400 kVA).

4. Conclusies

4.1. Beoordeling investeringsplannen

Om de studie onthaalcapaciteit inzetbaar te maken bij de beoordeling van de investeringsplannen moet er regelmatig een update gebeuren. Hierbij zou ook moeten bekeken worden welke aansluitcapaciteit er beschikbaar is voor PV en kwalitatieve WKK naast de berekende capaciteit voor windclusters. Niet alleen de doelstellingen van de Vlaamse regering zullen evolueren met de tijd, ook de geïdentificeerde locaties voor projecten zullen aangepast moeten worden aan de verdere ontwikkelingen op het vlak van ruimtelijke ordening.

In het eerste criterium is de uitvoeringstermijn van 5 jaar beoordeeld als realistisch maar er kan best rekening gehouden worden met de mogelijke vertraging vanwege de vergunningsproblematiek. De steunmaatregelen moeten rekening houden met de fysieke realiteit van de investeringen. Jaarlijks moet geëvalueerd worden of het bedrag van 105.000 €/MVA een aanpassing behoeft. Het bedrag is afgestemd op de aansluiting van windclusters maar dit criterium wordt doorgetrokken voor PV en kwalitatieve WKK. Het criterium is een richtsnoer bij de behandeling van klachten. In het rapporteringsmodel zal een lijst worden opgevraagd van geweigerde aansluitingen met de berekende aansluitkost/MVA uit de detailstudie. De geplande versterking moet niet enkel rekening houden met het vermogen van de bestelde aanvraag maar ook met het potentieel in de cluster.

Het tweede criterium is vooral bedoeld om af te toetsen of de investering de planning volgen en de afwijkingen op de planning te laten toelichten. Het is niet de bedoeling om via de beoordeling van indicatieve investeringsplannen strikte verplichtingen voor proactieve investeringen op te leggen, maar wel om de netbeheerders een streefdoel te stellen voor hun indicatieve investeringsplannen. De criteria voor de beoordeling van kostenefficiëntie moeten verder worden uitgewerkt. Als de investeringen achter blijven op de doelstelling moet de maximale kost van 105.000 €/MVA geëvalueerd en zo nodig aangepast worden.

Het criterium voor laagspanning is voor de huidige evolutie van verbruikers en EPB verplichtingen voldoende bij de beoordeling van de investeringsplannen. Proactief investeren voor het mogelijke succes van elektrische voertuigen kunnen leiden tot verloren investeringen.

De ontwikkeling van investeringsplannen moet transparanter gebeuren. De netbeheerders moeten hun investeringsbeleid en plannen publiek kenbaar maken. De VREG heeft daarom actie ondernomen om de investeringsplannen van de distributienetbeheerders met de achterliggende hypothesen en ontwikkelingsstrategieën te laten publiceren na goedkeuring zoals dat reeds het geval was voor het plaatselijk vervoernet. Deze verplichting zal opgenomen worden in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit bij de volgende herziening.

Rekening houdend met de ontvangen opmerkingen uit de consultatie stelt de VREG voor om de criteria aan te passen als volgt:

Eerste criterium

Indien de detailstudie bij een aanvraag tot aansluiting van een productie-installatie op basis van hernieuwbare energiebronnen of uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling aangeeft dat netversterkingen en/of -uitbreidingen moeten worden uitgevoerd, moeten de betrokken netbeheerders deze werken inplannen en realiseren binnen de 5 jaar na bestelling voor elke aansluiting waarvan een studie aangeeft dat de totale kost voor de aansluiting inclusief de kost voor netversterking en -uitbreiding maximaal 105.000 €/MVA opgesteld elektrisch vermogen uit hernieuwbare

energiebronnen of kwalitatieve warmtekrachtkoppeling bedraagt. De geplande netuitbreiding moet rekening houden met het potentieel in de cluster. De realisatietermijn kan enkel worden verlengd mits motivering op basis van aanslepende vergunningsdossiers.

Tweede criterium

Om de 2020 doelstelling van de Vlaamse regering voor hernieuwbare energie te behalen moeten de netbeheerders netversterkingen inplannen over de periode tussen 2015 en 2020 om de nodige bijkomende aansluitingscapaciteit te voorzien zodat de resterende hernieuwbare energieprojecten aangesloten kunnen worden. Bij de evaluatie van het investeringsplan wordt nagegaan hoeveel aansluitingscapaciteit er gepland was en hoeveel er uitgevoerd is in het voorbije jaar. Jaar na jaar wordt als streefdoel 20% van de vooropgestelde aansluitingscapaciteit aansluitbaar gemaakt tenzij technisch economisch gemotiveerd kan worden dat de geplande investering niet aanvaardbaar is.

Derde criterium (ongewijzigd)

Indien de detailstudie bij een aanvraag tot aansluiting of versterking van de aansluiting op laagspanning, waarbij de installatie van een warmtepomp of een decentrale productie uit hernieuwbare energie bepalend is voor het benodigde vermogen, aangeeft dat netversterkingen en/of netuitbreidingen moeten worden uitgevoerd, moeten de betrokken netbeheerders deze werken inplannen en realiseren binnen het jaar na de bestelling.

De verwarring over de aansluitplicht wordt best weggewerkt met een aanpassing van het decreet. Het is de rol van de VREG om de netbeheerders ertoe aan te zetten om de realisatie van de beleidsdoelstellingen (o.m. inzake hernieuwbare energie en WKK) te faciliteren, en dit tegen een maatschappelijk aanvaardbare kost. Het rapporteringsmodel zal in overleg met de netbeheerders worden aangepast. De individuele beoordeling van aanvragen tot aansluiting van een productie-installatie op basis van hernieuwbare energiebronnen of uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling moet verder worden geëvalueerd en aan de netbeheerders zal worden gevraagd om de studie onthaalcapaciteit te actualiseren en waar nodig te vervolledigen. Dit zal resulteren in een mededeling van de VREG.

4.2. Compensatieregeling voor de flexibele toegang van decentrale productie

Projectontwikkelaars zijn geen vragende partij voor flexibele aansluitingen, in tegendeel. Het biedt wel de mogelijkheid om in afwachting van een netversterking alvast het project te realiseren. Echter als er in geval van congestie voorrang moet verleend worden is de flexibele aansluiting onvermijdbaar want het net zo concipiëren dat er geen congestie kan optreden is te duur. Wel is iedereen het er over eens dat een flexibele aansluiting gepaard moet gaan met een compensatieregeling. De projectontwikkelaars willen daarbij garanties voor compensatie van alle mogelijke kosten. De netbeheerders willen de compensatie beperken tot vergoeding van de hoogst noodzakelijke kosten en het risico op afregelen delen via een flex free band. Ook dringen zij er op aan om de methodiek federaal af te stemmen. Dit overleg komt stilaan op gang en kan in de loop van 2014 leiden tot een evenwichtig voorstel.

Een compensatieregeling voor de flexibele toegang van decentrale productie kan best via decretale regeling rechtszekerheid bieden voor de investeerders. De ervaringen uit proefprojecten zoals “Waaslandhaven” kunnen een gepaste regeling mee helpen vorm geven.

Het is belangrijk om de steunmaatregelen te koppelen aan een uitvoeringstermijn voor de netversterking/uitbreiding. Dit moet rechtszekerheid bieden aan de projectontwikkelaar en de netbeheerder stimuleren om gepast/gewogen te investeren.

De VREG wil op basis van de input verkregen bij deze consultatie, op het beleidsplatform en ervaringen op het terrein een voorstel van compensatieregeling uitwerken in overleg met de andere regulatoren en dit omzetten in een beleidsadvies.