



1 **Achtergronddocument**

2 **Tariefregulering voor elektriciteitsdistributie:** 3 **achtergrond en concepten**

4 Brussel, 18 februari 2014

5

Dossier	Tariefregulering elektriciteit
Toelichting	Dit achtergronddocument is informatief/documentair en beschrijft de belangrijkste theoretische concepten en instrumenten van tariefregulering in de elektriciteitssector.
Contactpersoon	Peter Van Humbeeck - pvhumbeeck@serv.be - 02 209 01 01 Mohammed Amarchohi - mamarchohi@serv.be 02 209 01 47

6

1	SITUERING	3
2	KERNPROBLEEM BIJ TARIEFREGULERING	4
2.1	Doelstellingen	4
2.2	Asymmetrische informatie.....	4
2.3	Trade-offs	7
3	TARIEFMETHODES	9
3.1	Situering	9
3.2	Traditionele tariefmethodes	10
3.3	Incentive-based tariefmethodes	12
3.4	Hybride tariefmethodes.....	16
4	TARIEFSTRUCTUUR	22
4.1	Situering	22
4.2	Alternatieve tariefstructuren	23
4.3	Sturing via tariefstructuur	24
4.4	Tariefstructuur voor netaansluitingen	25
5	ENKELE CAPITA SELECTA	26
5.1	Duur tarifaire periode	26
5.2	Solidarisering netkosten.....	27
5.3	Output- of performance-based regulering	28
6	TARIEFREGULERING IN HET LICHT VAN ENKELE MARKTONTWIKKELINGEN 33	
6.1	Technologische innovatie en verslimming van netten	33
6.2	Sterke groei van decentrale opwekking	35
6.3	Lokale en autonome netten en directe lijnen.....	37
6.4	Netintegratie op Europees niveau	37
6.5	Grootschalige netinvesteringen.....	37
7	BIJ WIJZE VAN CONCLUSIE	39
8	BIJLAGE: VOORBEELDEN VAN TARIEFREGULERING IN ANDERE LANDEN	41
8.1	Situering	41
8.2	Enkele best practices.....	42

1 Situering

Dit **achtergronddocument** beschrijft de belangrijkste theoretische concepten en instrumenten van tariefregulering in de elektriciteitssector.

Onder **tariefregulering** wordt verstaan de regulering door de overheid (specifieker: door onafhankelijke regulatoren) van de tarieven die de distributienetbeheerders (DNB of DSO, Distribution System Operators) mogen aanrekenen aan hun klanten. Tariefregulering moet idealiter overwinsten bij de DNB's weghalen en kostenefficiënte stimuleren, maar tegelijkertijd ook vermijden dat vooral of uitsluitend bespaard wordt op investeringen in infrastructuur of op de kwaliteit van de diensten.

Deze tariefregulering voor de DNB's is nodig omdat er dit segment van de elektriciteitssector sprake is van een **natuurlijk monopolie** (anders dan in de beide andere segmenten, nl. productie en de levering, waar de markt vrijgemaakt is en de concurrentie moet zorgen voor competitieve tarieven). Monopolies leiden tot maatschappelijk suboptimale resultaten, maar zijn verantwoord voor de netinfrastructuur aangezien investeringen voor het net zeer groot zijn en het niet verantwoord is om concurrerende netinfrastructuur op te zetten.

Tariefregulering door **onafhankelijke regulatoren**, en niet door de politieke overheid, is nodig omdat het gaat om kapitaalintensieve investeringen met een lange levensduur die enkel zullen gebeuren in een stabiel en voorspelbaar reguleringskader waarbinnen electorale kortetermijnbelangen geen plaats hebben. Een tweede reden is dat een onafhankelijke regulator beter dan de politiek in staat wordt geacht om een 'level playing field' te verzekeren voor alle marktpartijen (bv. gelijke toegang tot het net), omdat overheden vaak zelf belangen hebben in de energiesector.

Tariefregulering is onderdeel van (en moet dus worden gezien in samenhang met) de **brede marktregulering** in de elektriciteitssector. Die marktregulering heeft meerdere doelen: economische, sociale en ecologische. Zij worden geconcretiseerd in termen van:

- statische economische efficiëntie (zo laag mogelijke marginale kosten);
- dynamische economische efficiëntie (structureel lage kosten op lange termijn door innovatie en de best mogelijke inzet van verschillende energiebronnen en -technieken);
- marktwerking en mededinging (gelijk speelveld waarop bedrijven met elkaar kunnen concurreren);
- leveringszekerheid (de mate waarin afnemers kunnen rekenen op de levering van energie);
- voorzieningszekerheid (de beschikbaarheid op lange termijn van elektriciteit);
- crisisbestendigheid (de mate waarin een nationale en internationale energiecrisis vermeden kan worden en de eventuele gevolgen beheerst kunnen worden);
- sociale indicatoren (betaalbare en toegankelijke energie voor alle energieconsumenten, billijke verdeling van lusten en lasten, ...) en
- milieu-indicatoren (energie- en CO₂-besparing, afval, natuur...).

Voor het segment van de distributie gaat het (als gevolg van het natuurlijk monopolie) om een **uitgebreidere regulering dan voor de andere segmenten**. Het betreft o.a. de aanwijzing als distributienetbeheerder, de operationele en juridische scheiding van netontwikkeling en -beheer tegenover productie en levering, de regulering van de toegang tot het distributienet, van de investeringen in de distributienetten en van de distributienettarieven, het opleggen van openbardienstverplichtingen (ODV's), enz.

2 Kernprobleem bij tariefregulering

2.1 Doelstellingen

De bedoeling van tariefregulering is in oorsprong het vermijden dat de netwerkbeheerders als gevolg van hun monopoliepositie onverantwoorde winsten maken. Vaak worden onderstaande criteria vooropgesteld waaraan tarieven en tariefmethodologiën moeten voldoen. Ze moeten¹:

- **zo laag mogelijk zijn** door efficiënt netbeheer (beheersbare kosten) en efficiënt beleid (niet-beheersbare kosten), met aandacht voor impact op lange termijn investeringsklimaat. Netwerkgebruiker dienen de juiste prijssignalen te krijgen om het net optimaal en efficiënt te gebruiken en efficiënt te investeren d.m.v. een optimale locatie-beleid. De tarieven moeten dus **de juiste incentives geven aan de marktpartijen**.
- **niet discriminerend zijn** wat inhoudt dat identieke klanten, die een goed of een dienst kopen op dezelfde plaats en hetzelfde tijdstip, hiervoor een zelfde prijs betalen. Dit criterium impliceert echter niet dat de tarieven niet kunnen gewijzigd worden in functie van de tijd of van de locatie. Verschillende tarieven in functie van piek- of dalvraag moeten kunnen. Ook ruimtelijk verschillende tarieven moeten kunnen in de mate dat deze kostenverschillen weerspiegelen. Dit betekent verder wel dat nettatarieven niet onnodig verschillen, dit met afweging van overwegingen inzake rechtvaardigheid, solidarisering, kostenreflectiviteit, nood aan differentiatie bv. omwille van sturing, met op zijn minst uniforme doorrekening van de kosten van ODV's (solidarisering).
- **transparant zijn** wat betekent dat ze op een transparante wijze moeten berekend worden. Met andere woorden, de gebruikers van het energienetwerk moeten weten en begrijpen hoe de tarieven berekend worden. Enkel wanneer dit het geval is, kunnen netwerkgebruikers in hun beslissingen op een correcte wijze rekening houden met de nettatarieven. Transparantie is echter niet hetzelfde als eenvoud. De tariefberekeningen kunnen in principe dus vrij complex zijn, zolang het maar duidelijk is hoe de berekeningen precies gebeuren. Ook van belang is dat de tarieven **betrouwbaar en voorspelbaar** moeten zijn zodat onder andere de investeerders geen bijkomende onzekerheid hebben. Dit geldt met name voor aansluitingskosten. Dergelijke tarieven kunnen dus best ex-ante vastgelegd worden voor een periode van een aantal jaren.
- **kostendekkend voor de netbeheerder zijn** zodat de netbeheerder zijn gereguleerde taken en activiteiten zonder belemmeringen (maar efficiënt) kan uitvoeren. De tariefzetting bepaalt de inkomsten van de netbeheerder.

Gaandeweg zijn er andere doelstellingen voor tariefregulering bijgekomen (zie verder).

2.2 Asymmetrische informatie

Het bepalen van een geschikte tariefmethode en het goedkeuren van tariefvoorstellen van de netbeheerders, is **geen eenvoudige taak** voor een regulator. Die heeft immers te kampen met asymmetrische informatie en een aantal afruilen (trade-offs) doordat het moeilijk is om alle doelstellingen tegelijk te realiseren. Zo is er o.a. een spanningsveld tussen het streven

¹ Zie onder andere:

- Pepermans en Proost, 2002. "Op zoek naar een nieuw winstmechanisme voor de elektriciteitsdistributie in een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt." Verslag van taak 5 van het Project PBO98/KUL/22. KU-Leuven.
- Verhaegen, K., et al., 2006. "Distribution network tariffs: Fairness of pricing systems in Europe". Proceedings of Distribution Europe Conference, Barcelona, 17-19 mei 2006.

naar lagere tarieven voor de consumenten en naar voldoende winstgevendheid zodat de noodzakelijke investeringen in capaciteit, kwaliteit en dienstverlening mogelijk blijven.

Tariefregulering vraagt veel deskundigheid en kennis van de regulator. Het vergt intensieve **financiële analyses** die een inzicht geven in de kapitaalkosten, afschrijvingstermijnen, operationele kosten, historische kosten, toekomstige kosten van de netbeheerder enz. Voor de tariefregulering worden normaliter enkel de kosten in rekening gebracht die daadwerkelijk worden gemaakt voor de betrokken dienstverlening (vergt het boekhoudkundig scheiden van rekeningen) én die noodzakelijk zijn (geen 'doorrekening' van overmatige kosten die bv. te wijten zijn aan het feit dat de onderneming te veel betaalde voor sommige inputs, of een vermijdbare fout maakte in een investeringsbeslissing enz.)². De benodigde informatie wordt gehaald uit de financiële rekeningen, de financiële markt en financiële modellen. In feite moet de toezichthouder de hele bedrijfsvoering van de marktpartij doorlichten om de tariefzetting goed te kunnen bepalen. Een te hoog tarief geeft immers monopoliewinsten voor de netwerkeigenaar en een te laag tarief kan noodzakelijke investeringen en vernieuwingen tegenhouden. In beide gevallen gaat de welvaart voor de samenleving erop achteruit.

Hoewel intensieve financiële analyses inzicht verschaffen aan de regulator, zal er een blijvende informatiekloof tussen de regulator en de netwerkeigenaar bestaan: het **asymmetrische informatieprobleem**³.

Het management kan nl. verschillende inspanningen voor kostenbesparing leveren waarbij grote inspanningen normaliter gepaard gaan met grote kostenbesparingen. Het management zal zonder stimulans echter een voorkeur hebben voor lage inspanningen en grote eigen winsten. De regulator kan de hoogte van de inspanningen van het management echter niet rechtstreeks observeren. Het informatievoordeel bij de regulator over de kostenniveau en de opportuniteiten tot kostenreductie d.m.v. de inspanningen van het management kunnen de monopolist een strategisch voordeel bezorgen⁴.

In essentie heeft de regulator als gevolg van asymmetrische informatie te kampen met twee problemen bij de regulering van natuurlijke netwerkmonopolies: "moral hazard" en "adverse selection"⁵. Onder adverse selection wordt asymmetrische informatie vóór het vastleggen van de overeenkomst verstaan terwijl moral hazard betrekking heeft op asymmetrische informatie na de totstandkoming van de overeenkomst⁶. Beide zijn voorbeelden van **marktfalen** veroorzaakt door informatieverschillen tussen verschillende partijen.

² Drie andere specifieke vraagstukken komen voor in vele vormen van tariefregulering: de behandeling van buitengewone gebeurtenissen, de behandeling van kosten die de operatoren niet kunnen beïnvloeden (bv. brandstoftarieven bij de opwekking van elektriciteit), en de inschatting van de toekomstige vraag.

³ Joskow, P., 15 08 2007. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. MIT and NBER.

⁴ De informatieasymmetrie inzake de kosten van de gereguleerde ondernemingen bestaat niet enkel ten aanzien van de regulator, ook ten aanzien van de vermogensverschaffers. Dit maakt de situatie voor de gereguleerde onderneming complexer. Enerzijds zorgt de informatieasymmetrie ervoor dat de gereguleerde onderneming lage kosten en hoge winstgevendheid wilt signaleren aan de kapitaalmarkt terwijl anderzijds dezelfde onderneming de regulator het signaal wilt geven dat de kosten hoog zijn aangezien hoge kosten hoge maximale tarieven impliceren. ("New Perspectives on Investment in infrastructures", 2008, p. 67 e.v.)

⁵ Public Utility Research Center, UF, 2008. Annotated reading list for a body of knowledge on infrastructure regulation. Glossary: <http://www.regulationbodyofknowledge.org/glossary/> Joskow, P., 15 08 2007. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. MIT and NBER.

⁶ De termen worden vaak gebruikt in de verzekeringswereld en vinden daar hun oorsprong. Zo zal er sprake zijn van adverse selection wanneer degene die zich wenst te verzekeren informatie over zijn 'slechte toestand' (zwakke gezondheid bij ziekteverzekering, slechte rijgedrag bij autoverzekering, etc.) verzwijgt voor de verzekeringsmaatschappij wanneer deze een overeenkomst sluit. Deze verzekering is interessant voor de persoon die zich wenst te verzekeren maar niet winstgevend voor de verzekeringsmaatschappij. Het zijn net degenen die de maatschappij niet wenst te verzekeren vanuit winstoogmerk die aangetrokken worden door de verzekeringsovereenkomst. De verzekerde heeft meer informatie over zijn toestand dan de verzekeringsmaatschappij. In hetzelfde voorbeeld, na het sluiten van de overeenkomst, kan de verzekerde meer nalatend optreden in zijn gedrag. In het geval van een ziekteverzekering kan hij meer roken en drinken, minder

“**Adverse selection**” doet zich voor als de netwerkmonopolist een incentive heeft om de overheid of regulator mee te delen dat de situatie slechter is dan het werkelijk is wanneer de overheid of regulator de regels vastlegt waaronder de natuurlijke monopolist de diensten moet verlenen. De gereguleerde netwerkeigenaar kan de regulator trachten te overtuigen dat de kosten hoger liggen dan ze werkelijk zijn zodat de regulator hogere tarieven kan goedkeuren voor de dienstverlening. Dit “adverse selection” probleem is dus een gevolg van asymmetrische informatie over de werkelijke kosten. Een eenvoudige aanpak van de regulator bestaat erin om de hoogte van de tarieven vast te zetten ter hoogte van de “ex-post” gerealiseerde kosten. Op dergelijke wijze kan het informatienadeel van de regulator wegvallen door het toepassen van een audit over de kosten van de onderneming. Dit is het mechanisme van de “**cost of service**” regulering of van de “**rate of return**” regulering (cf. infra). De onderneming krijgt de garantie dat alle kosten voor de productie en dienstverlening worden gecompenseerd terwijl additionele vergoedingen voor de onderneming of het management niet mogelijk wordt gemaakt. De vergoedingen zijn gelijk aan de actuele kosten van de onderneming, vaak vermeerderd met een billijke vergoeding voor het kapitaal.

Deze regeling laat het oplossen van het probleem van adverse selection toe maar creëert een ander probleem, nl. **efficiëntiefalen**. Aangezien een dergelijke aanpak geen additionele bonussen, vergoedingen en winsten voor de onderneming en/of het management mogelijk maakt, kan deze regeling zorgen voor een beperkte inspanningsniveau van het management om een maximale kostenefficiëntie na te streven waardoor de kosten hoger uitvallen dan maatschappelijk wenselijk. Hierdoor betalen consumenten hogere tarieven dan wanneer de onderneming efficiënter beheerd zou worden. Dit zijn de zogenaamde “**x-inefficiënties**”. Dit tweede probleem van asymmetrische informatie over de inspanningsniveau van het management wordt in de literatuur beschreven als het “**moral hazard**” probleem. Een vaak toegepaste tariefregulering die hier een oplossing voor biedt, is de “**price cap**” regulering. Dit houdt in dat de regulator een vaste prijs ‘ex ante’ goedkeurt die de gereguleerde onderneming mag aanrekenen. De prijs mag enkel aangepast worden aan ‘exogene’ veranderingen in de inputindex en andere kostendragers. Aangezien tarieven vast liggen (en enkel wijzigen in functie van exogene veranderingen) en niet wijzigen in functie van de inspanningen van het management of ex post realisaties van de kosten, heeft de onderneming en het management er baat bij om de inspanningen van het management te versterken om kosten te reduceren. Het management heeft in dit geval een maximale “incentive”⁷ om de kosten te drukken aangezien de onderneming het verschil met de vergoedingen die gekoppeld zijn aan de vaste tarieven kan verzilveren en voor zich kan houden. Deze winstextractie geeft **geen onmiddellijk voordeel voor de consument** en de maatschappij. Het idee is wel dat bij de volgende tarifaire periode de tarieven herzien worden in functie van de gerealiseerde kostenbesparingen. Een bijkomend probleem bij price cap regulering, is dat indien de incentives enkel betrekking hebben op kostenbesparingen kan dit repercussies hebben op de **kwaliteit van de dienstverlening** (cf. infra). De vastgelegde tarieven dienen wel hoog genoeg geprikt te worden zodat de onderneming zeker de gemaakte kosten kan verhalen.

De onderstaande tabel⁸ geeft een samenvattend overzicht van de manieren waarop de regulator met natuurlijke monopolies kan omgaan in het kader van asymmetrische informatie op basis van de zogenaamde ‘**kracht**’ (power) van de regulering. Hoe groter de kracht van

strikt omgaan met een dieet, etc. In geval van een autoverzekering bijvoorbeeld kan de verzekerde overschakelen naar een (meer) roekeloos rijgedrag. Dit is een voorbeeld van moral hazard. De twee aspecten zijn vaak gelinkt.

⁷ Price cap regulering valt onder één van de eerste toepassingen van “incentive regulation” en wordt in de literatuur vaak als voornaamste voorbeeld van incentive regulation aangehaald. (cfr. supra)

⁸ Uit: WRR, 2008. New Perspectives on Investment in Infrastructures. WRR, Scientific Council for government policy. Amsterdam University Press, 2008. Hoofdstuk 2: Regulering en investeringen in infrastructuur, Theon van Dijk.

een methode, hoe sterker het verband tussen de tarieven die de onderneming aanrekenen en de performantie met betrekking tot kosten en winst. Zo hebben tariefplafonds bv. een grote kracht (*high-powered*) omdat er voor de gereguleerde onderneming een sterk verband is tussen haar winst en de inspanning die ze levert om de kosten te verlagen. Bij cost-plus-regulering is de kracht dan weer beperkt (*low-powered*) omdat de inkomsten van de onderneming niet afhankelijk zijn van de mate van inspanningen om kosten laag te houden.

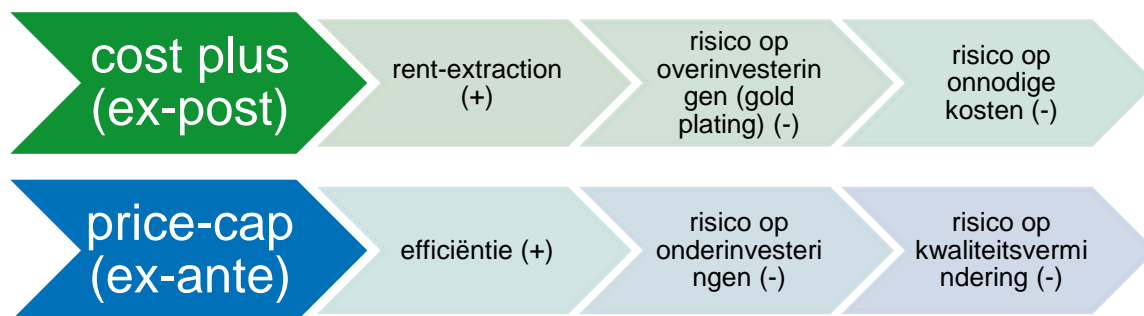
Tariefregulering kan op basis van het voorgaande ingedeeld worden in twee hoofdcategorieën: low-powered regulering of *cost-plus* tariefregulering en high-powered regulering of meerjarige tariefplafonds. **Low-powered** regulering geeft weinig prikkels en stimulansen aan een bedrijf om zo kostenefficiënt mogelijk te werken, maar laat anderzijds weinig excessieve winsten aan de onderneming toe en beperkt zo statische welvaartsverliezen (*deadweight losses*). **High-powered** regulering of *incentive regulering* prikkelt de onderneming wel om kostenefficiënt te opereren aangezien kostenbesparingen aan de gereguleerde onderneming (die is *residual claimant*) zelf toekomen. Deze categorie van tariefregulering pakt echter het probleem van excessieve tarieven op de korte termijn minder hard aan en veroorzaakt daarom op korte termijn meer welvaartsverliezen.

2.3 Trade-offs

Een regulator die de tarieven van de netwerkmonopolist dient te reguleren komt voor een aantal **trade-offs** te staan ten gevolge van de hierboven besproken asymmetrische informatie. Een aantal van die trade-offs zijn:

- Trade-off tussen incentives en 'rent extraction'
- Trade-off tussen overinvesteringen en gebrek aan investeringen
- Trade-off tussen kosten en kwaliteit

Figuur 1: afruilen tussen traditioneel en incentive tariefregulering



▀ **Afruil tussen incentives en 'rent extraction'**

Indien de regulator opteert om **incentives** te integreren in de tariefregulering heeft dat als voordeel dat **kosten gedrukt** kunnen worden. In dat geval zal de regulator de tarieven 'ex ante' vaststellen die de gereguleerde onderneming mag aanrekenen in de vorm van meerjarige tariefplafonds (incentive regulering zoals "price cap" of "revenue cap" regulering). Maar dit laat wel meer **overwinsten** toe bij de monopolist. De netwerkmonopolist kan met name de winsten naar zich toe trekken waardoor het voordeel (rents) van de kostenbesparing volledig ten goede komt van de monopolist en niet van de consument.

Indien de regulator **geen incentives** toepast en alle kosten van de monopolist terug vergoed worden zonder additionele vergoedingen (rents) toe te staan, is er een **maximale "rent extraction"** maar kunnen de **kosten onnodig hoog** liggen. In dat geval zal de regulator de tarieven vaststellen op hoogte van de "ex-post" gerealiseerde kosten (zgn. rendementsregulering, "rate of return" of "cost plus" regulering). De onderneming krijgt dus

alle kosten voor de productie en dienstverlening gecompenseerd terwijl additionele vergoedingen voor de onderneming of het management niet mogelijk wordt gemaakt wat ten koste gaat van de prikkel voor de natuurlijk monopolist om kosten te reduceren. Deze regeling zorgt voor een beperkte inspanningsniveau van het management om een maximale kostenefficiëntie na te streven waardoor de kosten hoger uitvallen dan maatschappelijk wenselijk (zgn. “**x-inefficiënties**”). Hierdoor betalen consumenten hogere tarieven dan wanneer de onderneming efficiënter beheerd zou worden

Een mogelijke oplossing voor de afruil is het gebruiken van **hybride** of “sharing” mechanismen waarbij de opbrengsten ten gevolge van efficiëntieverbeteringen verdeeld worden over zowel de monopolist als de consumenten (bijv. “profit sharing” of “sliding scale” regulering).

▀ **Afruil tussen gold plating en asset sweating**

Een gevolg van de rent-extraction tegenover efficiëntie is het risico op respectievelijk **overinvesteringen** en het **gebrek aan investeringen**.

Als aan de ene kant de gemaakte kosten gegarandeerd vergoed worden, zoals bij het toepassen van cost-plus of *low-powered*-regulering, wordt de monopolist niet geremd in het uitbreiden en “oppoetsen” van zijn netwerk (zgn. gold plating), ongeacht of de markt hier om vraagt. Langetermijninvesteringen in infrastructuur kunnen bij low-powered regulering leiden tot **overinvesteringen**. Dit risico is vooral groot wanneer de regulator een vaste vergoeding toestaat op geïnvesteerd kapitaal (rate of return regulering). Kapitaalintensieve technologieën worden dan gestimuleerd ten gevolge van de kapitaalvergoedingen⁹.

Als aan de andere kant de regulator *incentive/high-powered* regulering toepast loopt men het risico dat er **onder-geïnvesteerd**¹⁰ wordt in de infrastructuur waardoor de kwaliteit van de infrastructuur erop achteruit gaat. Dit principe wordt ook wel *asset sweating* genoemd. Investeren in (kwaliteit van) netwerkinfrastructuur is immers een kostenpost, waarop veelal bezuinigd wordt ten gunste van het korte termijn rendement. Er is immers vaak een groot tijdsverloop tussen (niet) investeren en het uiteindelijke effect op de netwerkkwaliteit, waardoor managers minder geneigd zijn maatregelen te treffen ten behoeve van de kwaliteit op de lange termijn. Investeringen bepalen bovendien het prijsniveau op langere termijn. Uitgestelde of achtergebleven investeringen kunnen tot capaciteitstekorten leiden wat dan op langere termijn tot hogere tarieven en aanzienlijke welvaartsverliezen kan leiden.

Onder-investeringen of degradatie van de infrastructuurkwaliteit kan (deels) vermeden worden door speciale voorwaarden te laten gelden voor het aanpassen van de plafonds tijdens de reguleringsperiode om te voorzien in de investeringskosten. Verder kan er ook **expliciete kwaliteitsregulering** opgelegd worden en een sensibiliserende aansprakelijkheidsregeling (cf. infra).

▀ **Afruil tussen kosten en kwaliteit**

Naast een mogelijk gebrek aan investeringen in de infrastructuur kan ook de kwaliteit van de dienstverlening lijden onder de kostenbesparingen.

⁹ Zolang de kosten van investeringen in infrastructuur door de toezichthouder in de regulatory rate base worden geaccepteerd (de regulatory rate base omvat activa van de natuurlijk monopolist die middels gereguleerde tarieven mogen worden terugverdiend), worden investeringen in infrastructuur volop gestimuleerd. De kosten van deze investeringen worden dan immers via hogere tarieven volledig afgewenteld op de eindgebruikers. Vanwege dit kenmerk kan rendementsregulering zelfs tot te veel investeringen (overinvesteringen) leiden.

¹⁰ Onder-investeren kan ook een gevolg zijn van een relatief hoge aandeel Vreemd Vermogen op Totaal Vermogen (ook wel *gearing ratio* genoemd). Een hoge gearing ratio kan gepaard gaan met onder-investeringen in infrastructuur omdat vermogensverschaffers de risico's dan te hoog inschatten. Een hoge gearing ratio kan verder gepaard gaan met een verhoogd risico op faillissement omdat de steeds terugkerende rentelasten hoog zijn. (“New Perspectives on Investment in infrastructures”, 2008)

De **kwaliteit van de dienstverlening** kan erop achteruit gaan ten gevolge van gebrekkige (kapitaal)investeringen maar ook ten gevolge van **besparingen in operationele kosten**. De regulator dient er dus op te waken dat de kwaliteit niet daalt ten gevolge van de toegepaste efficiëntie-incentives. De literatuur geeft gemengde conclusies over het bestaan van de afruil tussen efficiëntie en kwaliteit. Sommige empirische onderzoeken tonen het bestaan van de afruil aan¹¹ terwijl anderen de afruil ontkrachten¹². Zo tonen bepaalde studies aan dat, naast structurele variabelen zoals dichtheid en energieverbruik per afnemer, kwaliteit significant bijdraagt tot de verklaring van verschillen in efficiëntiescores.¹³

Een mogelijke remedie tegen de potentiële degradatie van het kwaliteitsniveau van de dienstverlening is het scheppen van een recht voor de regulator om gerealiseerde besparingen teniet te doen indien deze niet het gevolg zijn van efficiëntie maar eerder van een inperking in de diensten of de kwaliteit ervan. Ook kan het benchmark model kwalitatieve aspecten (in monetaire termen) meenemen.

3 Tariefmethodes

3.1 Situering

Bij tariefregulering kan men zoals vermeld een onderscheid maken tussen twee belangrijke soorten van tariefregulering: **rendementsregulering** enerzijds en **inkomstenregulering** anderzijds.

In het geval van **rendementsregulering** (rate-of-return regulation) wordt er bepaald welk rendement op het kapitaal de natuurlijke monopolist, in dit geval de DNB, mag behalen. Bij een variant hierop, de cost-plus-regulering, worden de tarieven gebaseerd op de gemaakte en te maken kosten, met daarbovenop een billijke winstmarge voor het geïnvesteerd kapitaal. Elk teveel aan winst wordt door de regulator afgeroomd en als korting voor de eindgebruikers verrekend in de volgende distributienettarieven. Een tekort aan inkomsten wordt gecompenseerd door een stijging van de distributienettarieven in de volgende periode. Het is een eenvoudige en stabiele vorm van tariefregulering. De DNB wordt echter gestimuleerd om te investeren in dure en soms onnodige netwerkuitbreidingen of andere investeringen gezien hij in dit geval van een hogere kapitaalvergoeding kan genieten. Hierdoor is er een gebrek aan stimulans om efficiënt, doelmatig en kostenbewust om te gaan met de beschikbare middelen. Daarnaast is er de hoge moeilijkheidsgraad waarmee de regulator wordt geconfronteerd om het juiste niveau van de kapitaalvergoeding te bepalen. De regulator heeft immers altijd te kampen met informatieasymmetrie (cf. supra).

Bij **inkomstenregulering** (ook wel price-cap regulation) ontvangt de DNB zijn inkomsten uit de inning van de distributienettarieven zonder nacalculaties voor eventuele tekorten of overwinsten. Het niveau van deze inkomsten wordt jaarlijks geïndexeerd met het inflatiecijfer.

¹¹ Zie bijvoorbeeld:

- Ter-Martirosyan, 2003. The effects of incentive regulation on quality of service in electricity markets. Department of Economics, George Washington University. (Scope: de VS)
- Yu, Jamasb et al., 2007. Incorporating the price of quality in efficiency analysis: the case of electricity distribution regulation in the UK. Cambridge, EPRG, University of Cambridge. (Scope: Engeland)

¹² Zie bijvoorbeeld:

- Giannakis, Jamasb et al., 2005. Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application of the UK electricity distribution networks. Energy Policy 33(17): 2256-2271. (Scope: Engeland)
- Jamasb en Pollitt, 2007. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. Energy Policy 35 (12):6163-6187. (Scope: Engeland en Noorwegen)

¹³ Carlo Cambini et al., 2012. Output-based incentive regulation: benchmarking with quality of supply in electricity distribution.

Daarnaast dient de DNB gedurende de regulatoire periode zijn efficiëntie te verbeteren met een jaarlijks percentage, de zogenaamde x-factor. Deze **x-factor** kan op individuele basis of op collectieve basis worden bepaald, bv. aan de hand van **benchmarking** methodes waarbij de operationele kosten worden vergeleken met die van andere vergelijkbare ondernemingen in het binnen- en/of het buitenland. Inkomstenregulering belooft dus een meer efficiënte DNB met een hogere winst, omdat deze reguleringsvorm wel stimuleert om efficiënter om te gaan met de beschikbare middelen. Tevens wordt er in deze reguleringsvorm vaak gebruik gemaakt van de **kwaliteitsterm q** om te vermijden dat de DNBs zouden overdrijven in kostenbesparende maatregelen hetgeen ten koste kan gaan van de kwaliteit van de door hun geleverde dienstverlening. Ook aan deze reguleringsvorm zijn echter nadelen verbonden. Het is niet altijd de meest geschikte vorm om netinvesteringen te stimuleren. Het bepalen van x-factor kan ook een cruciale rol spelen in de werking van de DNB: een te soepele x-factor heeft tot gevolg dat de onderneming overwinsten kan behalen terwijl een te strenge x-factor de onderneming in financiële moeilijkheden kan brengen.

De “cost of service” regulering en de “price cap”- of “fixed price” regulering worden dan ook als **twee uitersten** op het spectrum van tariefregulering beschouwd. Elk van de twee uitersten heeft zoals vermeld voor- en nadelen. Een regulator die een maximale sociale welvaart nastreeft zal een regulering implementeren die met beide problemen rekening houdt. De optimale tariefregulering ligt dus ergens tussen de twee uitersten. Voorbeelden van tussenliggende (of hybride) oplossingen zijn “profit sharing”, “sliding scale” mechanismen en “menu regulering” (cf. infra).

Hierna worden enkele tariefmethodes meer in detail besproken.

Buiten de keuze van de tariefmethode is de **implementatie** van groot belang. Een goed uitgewerkte tariefregulering kan de voordelen van een slecht geïmplementeerde tariefregulering compenseren. Van belang is dus om zowel een goed overwogen tariefmethode te kiezen alsook een te voorzien in een goede implementatie ervan.

3.2 Traditionele tariefmethodes

Bij de traditionele tariefmethodes wordt er getracht om de kosten van de netbeheerder volledig vergoed te krijgen. Verder is er ook een billijke vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal voorzien. Deze tariefmethodes zijn vooral vormen van ‘low-powered’ regulering. Hieronder worden enkele van deze traditionele methodes toegelicht.

3.2.1 Rate of return- (ROR) of rendementsregulering

Tot halverwege de jaren tachtig van de vorige eeuw was rate of return regulering, cost of service” of “cost plus” regulering de toonaangevende reguleringswijze voor nutsbedrijven¹⁴.

Rate of return regulering is een relatief eenvoudige en stabiele vorm van tariefregulering. Er wordt bepaald welk rendement op het kapitaal de monopolist mag behalen.

Een variant is het **cost plus-systeem**, waarbij de tarieven gebaseerd moeten worden op de kosten, met daar bovenop een billijke winstmarge. Concreet worden in deze methode in een eerste stap het gewaarborgd inkomen of de kosten bepaald. In een tweede stap worden de prijsstructuur en tarieven voor de verschillende klantengroepen (markten en producten) vastgelegd. Het gewaarborgd inkomen (Q) is gelijk aan de som van de operationele kosten (E) en een billijke marge of rendement (r) op het kapitaal (B of RAB regulatory asset base): $Q = E + rB$. De tariefregulering zorgt er m.a.w. dat het prijsniveau zo gekozen wordt dat het inkomen (prijs maal hoeveelheid) toelaat om de operationele kosten (OPEX: grondstoffen,

¹⁴ Poort en Tieben, 2010. *Van Maatstaf naar Maatwerk*. Tijdschrift voor Toezicht 2010 (1)

arbeid, belastingen, afschrijvingen...) en de kapitaalkosten (CAPEX: een gewogen gemiddelde van de kosten van het eigen en vreemd vermogen) te dekken.¹⁵

Als permanente vorm van prijstoezicht is deze optie doorgaans minder geschikt. Er zijn immers **twee belangrijke nadelen** (zie tabel). Ten eerste wordt de monopolist niet geremd in het uitbreiden en oppoetsen van zijn netwerk ("gold plating"¹⁶, cf. supra). Kapitaalintensieve technologieën worden gestimuleerd ten gevolge van de kapitaalvergoedingen in functie van de RAB. Ten tweede kan de onderneming in kwestie alle "redelijke" kosten doorberekenen en is er bijgevolg geen prijsprikkel om efficiënter te gaan werken. Tussen twee reguleringsperioden in kan de monopolist weliswaar grotere winsten maken door efficiënter te werken, maar deze kostendalingen zullen worden meegenomen door de regulator in de volgende ronde onder de vorm van een lager gewaarborgd inkomen waardoor de **stimulus beperkt** is. Daarom worden soms incentive mechanismen toegevoegd aan rate of return regulering (cf. infra). Een voorbeeld is de zgn. *sliding scale regulering* (cf. infra). Daarin wordt toegelaten dat het bedrijf een deel van de extra winsten door efficiënter te werken behoudt.

Ander nadelen of moeilijkheden bij deze regulering is de moeilijkheidsgraad voor de regulator om de juiste en optimale rate of return (ROR) te bepalen alsook een beoordelingsmethode uit te werken voor het bepalen wat er al dan niet tot de RAB kan en mag behoren.

Figuur 2: voor- en nadelen van ROR-regulering¹⁷

Voordelen rendementsregulering	Nadelen rendementsregulering
<ul style="list-style-type: none"> – Geen woekerwinsten mogelijk – Redelijk rendement garandeert voldoende investeringen – Flexibel m.b.t. prijsfluctuaties inputfactoren 	<ul style="list-style-type: none"> – Risico's liggen niet bij partij die ze het beste kan beheersen – Hoog rendement lokt overinvesteringen uit (<i>gold plating</i>) en geeft prikkel om rendement vermogen te vergroten, dividenduitkering kan nadelig zijn voor bedrijf – Laag rendement leidt tot inefficiënt productieproces – Geen prikkels om te snijden in doorbelaste kosten – Geen prikkels voor innovatie – Prikkels om te schuiven met kosten als bedrijf ook actief is in concurrerende markt (kruissubsidiëring) – Hoge administratieve lasten bedrijf door toezicht – Hoge bestuurslast toezichthouder

3.2.2 Constant-profit-per-unit-output regulering

Onder constant-profit-per-unit-of-output regulering¹⁸ kan de gereguleerde onderneming een maximale winst per eenheid output realiseren. Dit reguleringsmechanisme is, hoewel de winsten per afgenomen eenheid begrensd zijn, minder geschikt omdat het incentives creëert

¹⁵ Den Hertog, J., 2010. Review of economic theories of regulation. Tjalling C Koopmans Research Institute. Discussion paper series nr: 10-18. Utrecht school of Economics, Utrecht University.

¹⁶ Ook wel de Averch–Johnson effect genoemd in de literatuur, namelijk kapitaalaccumulatie om de winstvolumes uit te breiden.

¹⁷ Poort en Tieben, 2010. *Van Maatstaf naar Maatwerk*. Tijdschrift voor Toezicht 2010 (1)

¹⁸ Pepermans en Proost, 2002. Op zoek naar een nieuw winstmechanisme voor de elektriciteitsdistributie in een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt. KUL.

voor de gereguleerde ondernemingen om zoveel mogelijk te verkopen. In de praktijk (cf. infra) wordt deze reguleringsvorm daarom weinig toegepast.

3.3 Incentive-based tariefmethodes

Aangezien de klassieke ROR-regulering weinig stimulans bevat tot kostenbeheersing heeft **incentive regulering** steeds meer aan belang gewonnen.

Incentive regulering houdt in dat de monopolist aangezet wordt om **efficiënter** te werken en de kosten te drukken. Efficiëntie stimuleren bij de netbeheerders kan enkel betrekking hebben op de **kosten** die **beheersbaar** zijn, waar zij vat op hebben. Hieronder worden enkele op incentive gebaseerde tariefmethodes toegelicht.

3.3.1 Price-cap regulering

Een eerste methode van incentive regulering is de **price cap regulering** of *RPI-X regulering*. Deze vorm is de meest gebruikte vorm van incentive regulering in de OESO landen, voornamelijk in de telecommunicatiesector.¹⁹ Ook op wereldvlak is de price cap regulering de meest populaire vorm van incentive regulering.²⁰ Reeds in 1995 werd deze reguleringsmethode in het VK gebruikt. Price-cap regulering tracht de directe link tussen inkomen en kosten te doorbreken.

Price cap-regulering in zijn zuivere vorm neemt de informatieachterstand van de toezichhouders als uitgangspunt en negeert zaken als de interne kostenstructuur van bedrijven, het geïnvesteerd vermogen en de redelijke vermogenskostenvergoeding. De gereguleerde onder deze tariefregulering dient in elke tarifaire periode²¹ zijn efficiëntie te verbeteren met een jaarlijks percentage, de **X-factor**. Deze X-factor kan op individuele basis (per DNB) of op collectieve basis (voor alle DNB's) bepaald worden.

Bij een price cap worden de maximale tarieven per dienst of dienstenpakket vastgelegd door de tarieven te indexeren op het inflatieniveau (RPI of Retail Price Index²²) min een X-factor die de productiviteitsstijging van de ingezette middelen reflecteert²³. Bij price-cap regulering zet de regulator een initiële prijs (p_0) vast die dan op basis van deze parameters (RPI en X) wordt aangepast. De prijs in periode 1 wordt gegeven door:

$$p_1 = p_0 (1 + RPI - X)^{24}$$

Het bepalen van de X-factor wordt in theorie door de regulator opgelegd maar wordt in de praktijk vaak bekomen door statistische benchmarking methodes waarbij de operationele kosten worden vergeleken met andere vergelijkbare ondernemingen (peers). Hierdoor wordt 'price-cap'-regulering soms ook vaak onder '**benchmark-regulering**' (cf. infra) ingedeeld. De statistische benchmarkingtechnieken hebben betrekking op de operationele kosten en zijn

¹⁹ Vogelsang, 2002. Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20 year Perspective.

²⁰ Joskow, P., 2007. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. p 66

²¹ Het nadeel van meerjarige tarifaire periodes is het zogenaamde CAPEX time-shift probleem. Dit doet zich voor wanneer investeringen plaatsgrijpen gedurende een lopende meerjarig tarifaire periode. Hiervoor zal geen billijke vergoeding voor ontvangen worden omdat deze kosten slechts toegevoegd worden aan de RAB na de herziening bij de start van de volgende tarifaire periode.

²² Soms spreekt men ook van 'cpi' of consumer price index (consumentenprijsindexcijfer) i.p.v. 'rpi'. (Tieben, B., en Poort, J., 2008)

²³ Stel dat de inflatie over een regulatoire periode 5% bedraagt, en de productiviteit toeneemt met 3%, dan wordt toegelaten dat de gereguleerde tarieven stijgen met 2%.

²⁴ Sommige regulators gebruiken ook nog een "z" factor dat kostenelementen waar de gereguleerde instanties geen vat op hebben reflecteert. Bijvoorbeeld in het VK: de lasten die de DNB's moeten betalen om verbonden te worden met het transmissienet of veranderingen in eigendomsbelastingen. In sommige landen (bijv. Italië) voegt men een Q-factor toe, een maatstaf voor de kwaliteit. (Joskow, 2007; Cambini et al, 2012)

niet ontwikkeld voor de kapitaalgerelateerde kosten gelet op de zeer grote heterogeniteit tussen de verschillende bedrijven inzake leeftijd van de activa, de geografie, de kwaliteit van de dienstverlening, etc. Anders dan bij *rate of return regulering* wordt dus niet vertrokken van “redelijke kosten” maar van efficiënte kosten op basis van efficiëntiestudies, vergelijking tussen de betrokken onderneming en andere ondernemingen of een gemiddelde onderneming op het vlak van mogelijkheden om de efficiëntie van de bedrijfsvoering (benchmarking, yardstick competition, cf. infra) of algemene productiviteitstrends.

Een price cap **beloont** een **meer efficiënte netwerkbeheerder** met een hogere winst, hetgeen prikkelt om te investeren in efficiëntieverbeteringen en verlaging van de operationele kosten. De efficiëntieverbeteringen komen volledig ten goede van de netwerkbeheerder. De price cap of vaste tarieven liggen vast voor een periode van een aantal jaren maar soms kunnen aanpassingen binnen de ‘tarifaire periode’ (cf. infra) toegelaten worden, vooral indien bepaalde (onbeheersbare) kosten een sterk stijgende evolutie hebben gekend. Na de tarifaire periode wordt een nieuwe startprijs (p_0) en een nieuwe x-factor opgesteld. De nieuwe startprijs houdt rekening met de gerealiseerde efficiëntiewinsten en vertaalt zich dan ook meestal in lagere tarieven wat ten goede komt van de afnemer. Het resetten (in het Engels: ratchet prices) is gebaseerd op de gerealiseerde kosten uit de vorige periode.

Figuur 3: voor- en nadelen prijsplafonds²⁵

Voordelen prijsplafonds	Nadelen prijsplafonds
<ul style="list-style-type: none"> – Beperking monopoliekracht door prijscontrole – Sterke prikkel voor efficiëntie – Voorspelbare en transparante tarieven – Lage administratieve lasten – Geringe bestuurslast 	<ul style="list-style-type: none"> – Voorzichtige x is mogelijk niet geheel effectief in het afromen van overwinst – Toezichthouder heeft bindingsprobleem bij groot verschil tussen verwachte en feitelijke kostenontwikkeling. Anticipatie hierop kan de efficiëntieprikkels zwakker maken – Te hoge x kan bedrijf in problemen brengen en leiden tot onderinvesteringen – Risico's met betrekking tot de marktprijzen voor inputfactoren zijn voor rekening van bedrijf – Onvoldoende investeringsprikkels wanneer bijvoorbeeld langetermijnstrategie ontbreekt

Deze regulering heeft naast de incentive om te besparen ook andere **voordelen**. Zo is de informatiebehoefte voor de regulator gering waardoor de administratieve lasten en de bestuurslast van deze reguleringsmethode in principe lager is. Verder ontwikkelen de tarieven zich op een voorstelbare wijze wat voor een stabiel regelgevend en investeringsklimaat zorgt.²⁶

Ook deze vorm van tariefregulering heeft **nadelen** naast het feit dat de extra toegelaten winsten ten gevolge van lagere kosten ten goede van de netbeheerder komen:

- Wanneer de **kwaliteit** van de dienstverlening niet op een andere manier wordt verzekerd of gereguleerd, kan de price cap ertoe leiden dat bespaard wordt op kwaliteit (minder onderhoud, betrouwbaarheid, frequentie...) om de winsten te vergroten.²⁷

²⁵ Poort en Tieben, 2010. *Van Maatstaf naar Maatwerk*. Tijdschrift voor Toezicht 2010 (1)

²⁶ Tieben, B., en Poort, J., 2008. *Van maatstaf naar maatwerk: toekomstvisie reguleringskader netwerkbedrijven elektriciteit en gas*. SEO Economisch Onderzoek. In opdracht van NMa Energiekamer, Amsterdam.

²⁷ Banerjee, A., 2003. Does incentive regulation “Cause” degradation of telephone service quality? *Information Economics and Policy*, 15: 243-269.

Daarom wordt soms bij price cap regulering soms ook een kwaliteitsfactor (**q-factor**, cf. infra) in de reguleringsformule ingebouwd²⁸.

- Price cap regulering kan ook een **gebrek** aan stimulans voor **investeringen** in de **netinfrastructuur** betekenen. Zo werd over de tarifaire periodes 1995-2000 en 2000-2005 in het VK een trend van verminderde investeringen in de netinfrastructuur duidelijk zichtbaar.²⁹ In 2005 heeft men in de VK als reactie wijzigingen aangebracht aan het reguleringsmodel om zowel de gebrekkige investeringen voor het onderhoud van het net als de ondermaatse additionele investeringen in het net om hernieuwbare energie en decentrale opwekking te ondervangen.
- Verder stelt men ook vast³⁰ dat gereguleerde ondernemingen waarbij price-cap regulering wordt toegepast de grootste inspanningen tot besparingen leveren in de eerste jaren van de tarifaire periode. De inspanningen tot kostenbesparing dalen naarmate de datum voor de prijsherziening nadert. Dit **strategisch gedrag** van efficiëntieverbeteringen uitstellen (vnl. tegen het einde van een regulatoire periode) als regulatoren de gerealiseerde efficiëntieverbeteringen ‘sanctioneren’ met lagere toegelaten tarieven in de volgende regulatoire periode is een ander nadeel. Dit fenomeen wordt ook wel de “time shift” genoemd.
- Een bijkomend nadeel is dat price cap regulering vooral interessant is om de operationele kosten te drukken. Maar als het primaire doel van de tariefregulering is om meer en **nieuwe investeringen** uit te lokken, is price cap regulering niet het beste instrument.
- Een ander heikel punt is dat de efficiëntiewinsten ten goede komen van de netbeheerder (wat de incentive vormt) en niet doorgerekend worden aan de **consument**. Op korte termijn heeft de consument er dus geen profijt aan. De filosofie is echter dat de consument er baat bij heeft op lange termijn. Door de netbeheerders toe te staan hogere winsten te behouden is er een maximale incentive voor efficiëntieverbeteringen (vooraf vastgelegde tarieven). De regulator zal echter bij de herziening voor de volgende tarifaire periode de kostentarget doen dalen in lijn met de efficiëntiewinsten waardoor de consument wint bij de lagere vastgestelde tarieven en dus baat heeft op langere termijn.
- Het bepalen van de **X-factor** door de regulator is tevens een moeilijk punt. Een te soepele X-factor heeft namelijk tot gevolg dat het bedrijf overwinsten kan behalen terwijl een te strenge X-factor het bedrijf in problemen kan brengen.
- Tot slot heeft price-cap regulering het nadeel (of voordeel) dat de inkomsten van de netbeheerder afhankelijk zijn van de afgenomen **volumes**. Er bestaat echter veel onzekerheid over de evolutie van de volumes, vooral indien men een lange tariefperiode hanteert. Zo kan bijvoorbeeld het gebruik van vraagsturing (DSM) het effect hebben dat het afgenomen volume daalt en derhalve ook de inkomsten van de netbeheerder. Naast het gebruik van DSM, kan ook het gebruik van meer efficiënte toestellen de afgenomen hoeveelheid kWh doen afnemen.³¹ Anderzijds kan de

²⁸ Het gebruiken van een Q-factor voor de kwaliteitsregeling houdt bij het degraderen van de kwaliteit een verplichte verlaging van de tarieven in. In de VS werd de Q-factor regulering reeds toegepast in de telecom sector in Rhode Island, Utah, New Mexico en Massachusetts. Ook in Italië (snelwegen en aardgas) en het VK (water) is de Q-factor regulering toegepast. (Kevin M. Currier, 2007. A Practical approach to quality-adjusted price cap regulation. Telecommunications policy.)

²⁹ IMPROGRES, WP6, 2010. Regulation strategies for selected Member States (Denmark, Germany, Netherlands, Spain, the UK). http://www.improgress.org/fileadmin/improgres/user/docs/D8_Final.pdf

³⁰ Joskow, P., 2007. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. (p.23)

³¹ Dit is niet noodzakelijk het geval. Vraagsturing kan het verbruik ook enkel verschuiven in de tijd en zelfs leiden tot een toename van het verbruik in geval Time-Of-Use (TOU-)pricing wordt toegepast. In dergelijke gevallen kan

toenemende elektrificering het volume doen toenemen en dus ook de inkomsten voor de netbeheerder. De afhankelijkheid van de afgenomen volume zorgt voor een bijkomend risico voor de netbeheerder. Het risico is vooral groot in geval gebruik wordt gemaakt van een price-cap regulering aangezien tarieven (per kWh) dan niet mogen fluctueren³². Het risico is veel kleiner bij revenue-cap regulering (zie hieronder) aangezien de toegestane opbrengsten dan verdeeld kunnen worden over het afgenomen volume. Ook bij ROR-regulering valt het risico weg. Een hybride systeem waarbij zowel een revenu- als price-cap worden opgelegd kan hier een oplossing voor bieden.³³

3.3.2 Revenu-cap regulering

Een andere werkwijze is '**revenue cap**' regulering. Hier gaat het om hetzelfde als bij 'price cap' regulering met dit verschil dat de inflatie min X-formule slaat op inkomsten (omzet) in plaats van op tarieven.

Deze vorm van regulering wordt gebruikt wanneer de kosten niet sterk samenhangen met de verkochte hoeveelheden. Bovendien lijkt deze reguleringsvorm onvoorziene evoluties in het totale afgenomen volume beter te dekken dan de price-cap regulering.³⁴ Het voordeel ten aanzien van 'price cap' regulering is dat regulatoren zich niet moeten inlaten met tarieven en complexe prijsstructuren. De besproken nadelen bij price-cap regulering zijn grotendeels ook hier van toepassing. Concreet ziet de formule er bijvoorbeeld zo uit:

$$I_1 = I_0 (1 + RPI - X)$$

waarbij I_1 en I_0 respectievelijk de inkomstengrens voor jaar t en jaar $t-1$ voorstellen en de RPI de indicator voor de inflatie³⁵.

Het **nadeel** van incentive regulering is dat de efficiëntiewinsten in de meest gebruikte methodes vaak volledig **ten goede** komen van de **monopolist**. Een bijkomend generiek nadeel van incentive regulering is dat deze vorm van regulering minder geschikt is voor regulering van **kapitaalkosten**. Dit probleem kan opgelost worden door af te stappen van een TOTEX-benadering – waarbij de maatstaf of benchmark betrekking heeft op de totale kosten – en zich voor de benchmark te beperken tot de OPEX - de operationele kosten – terwijl de CAPEX – de kapitaalkosten – afzonderlijk worden gereguleerd om de betrouwbaarheid en kwaliteit niet in het gedrang te brengen. Tevens moet er bij incentive regulering ook gewaakt worden over mogelijke **creatieve indelingen** van kosten, met name kapitaalkosten inbrengen als operationele kosten en andersom. Zo kan een hamer met een gebruiksduur van 5 jaar als operationele kost ingebracht worden terwijl software met een gebruiksduur van 3 jaar als kapitaalkost wordt ingedeeld.³⁶ Er is niet altijd een duidelijk afbakening tussen wat tot de OPEX en wat tot de CAPEX hoort. Het is aan de regulator om duidelijke regels te definiëren om creatieve misbruiken tegen te gaan.

men het verbruik in piekmomenten verminderen maar het overcompenseren door meer te verbruiken tijdens dalmomenten aangezien de prijs dan lager ligt. Netto kan men dus meer verbruiken.

³² G. A. Comnes, S. Stoft, N. Greene and L. J. Hill, 1995. Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities: Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues.

³³ Ibid.

³⁴ Zo lijken de netbeheerders verkeerdelijk een afnamestijging ingeschat te hebben gebaseerd op historische trends terwijl het afgenomen volume van het elektriciteitsdistributienet juist gedaald is door de crisis enerzijds maar voornamelijk de sterk toegenomen decentrale zelfopwekking.

³⁵ In de consultatienota van de VREG inzake het voorstel van methode tot vaststelling van de distributienettarieven stelt de VREG voor om deze methode toe te passen voor de Vlaamse distributienetbeheerders bij het overhevelen van de tariefbevoegdheid in het kader van de 6e staatshervorming. De CREG paste een cost-plus tariefmethode toe.

³⁶ Joskow, P., 15 08 2007. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. MIT and NBER.

Bovendien is een bijkomend belangrijk nadeel de mogelijke degradatie van de **kwaliteit** van dienstverlening bij incentive regulering.³⁷ (cf. infra)

3.4 Hybride tariefmethodes

In de **praktijk** zijn de verschillen tussen ROR-regulering en price-cap-regulering vaak kleiner dan hier toegelicht aangezien zuivere ROR- of price-cap-reguleringen in de praktijk weinig voorkomen omdat meestal kenmerken van **beide methodes gecombineerd** worden. De twee reguleringsmethodes groeien eerder naar elkaar toe maar betekent niet dat de nadelen zo uitgesloten worden. De administratieve lasten en bestuurslasten worden groter terwijl het risico dat de gereguleerde bedrijven hun informatievoorsprong in het consultatieproces zullen gebruiken om de x-factor te beïnvloeden in hun voordeel kan toenemen.³⁸ Price-cap-regulering wordt ook vaak gecombineerd met andere incentive mechanismen (cf. infra) om de reeds vermelde bekommernissen inzake verminderde kwaliteit van de dienstverlening en gebrek aan investeringen tegen te gaan.

In de praktijk gebruiken de meeste regulatoren intussen **hybride varianten** voor de tariefregulering. Er wordt een combinatie van rate of return karakteristieken met price of revenue caps alsook andere methodes (bv. Benchmarking) gekozen. In functie van het gekozen hybride systeem wordt vervolgens de lengte van de tarifaire periode (wanneer tarieven kunnen herzien worden) gekozen. Het combineren van methodes laat de regulator toe om zowel kostenefficiëntie na te streven alsook aan “rent extraction”³⁹ te doen. Een van de vaak toegepaste methodes om efficiëntie te stimuleren is de benchmarking/yardstick regulering. Deze en nog andere hybride moderne vormen worden hieronder toegelicht.

3.4.1 Benchmark en Yardstick regulation

Soms wordt benchmarking als **variant van ‘price-cap’** regulering beschouwd. Het verschil hierbij is dat de efficiëntiedoelstelling niet van hogerhand door de regulator wordt vastgesteld (cf. supra: X-factor) maar door de bedrijven zelf wordt bepaald. Benchmarking-regulering stimuleert met name concurrentie tussen de ondernemingen.⁴⁰

Benchmark en Yardstick regulering wordt meestal niet als een op zich staande reguleringsvorm beschouwd maar maakt deel uit van andere incentive reguleringsmechanismen zoals price cap of revenue cap regulering (cf. supra). In het VK maken regulators bijvoorbeeld vaak gebruik van elementen uit de rate-of-return regulering en benchmarking analyses om X-factors in de price-cap regulering te bekomen.

Bij *benchmark, yardstick of maatstaf-regulering* worden de tarieven van de netbeheerder **afhankelijk van de prestaties van andere bedrijven**. Het voordeel is dat er sterke stimulansen zijn om de netbeheerder aan te sturen efficiënter te werken. Benchmark of Yardstick regulering is vooral bruikbaar bij niet concurrerende en quasi identieke bedrijven. De tarieven voor elk gereguleerde onderneming is gebaseerd op de kosten van de andere bedrijven (of een hypothetisch efficiënt bedrijf). In de **‘zuivere’ vorm** van maatstafregulering krijgt ieder bedrijf een iets andere maatstaf opgelegd op basis van alle overige bedrijven. Soms wordt echter ook voor alle bedrijven dezelfde maatstaf gebruikt op basis van de **gemiddelde productiviteitsontwikkeling** of kostenbesparing van alle bedrijven. Een nadeel van deze laatste vorm is dat de prikkels minder sterk worden omdat de eigen

³⁷ Cunningham en De Joode, 2006. Firm Behavior under incentive regulation: the inefficiencies of benchmarking.

³⁸ Tieben, B., en Poort, J., 2008. Van maatstaf naar maatwerk: toekomstvisie reguleringskader netwerkbedrijven elektriciteit en gas. SEO Economisch Onderzoek. In opdracht van NMa Energiekamer, Amsterdam.

³⁹ Met “rent extraction” wordt bedoeld dat niet billijke of overbodige winsten en vergoedingen bij de monopolist worden afgeroomd in het voordeel van de consument.

⁴⁰ Vogelsang 2002. Incentive regulation and competition in Public Utility Markets. + Joskow, P., 2007. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks (p. 21)

efficiëntiewinsten ook een impact heeft op de eigen maatstaf. Ook is een **combinatie** van de twee mogelijk wat tevens behoort tot de internationaal aanvaarde 'best practice'.⁴¹ De X-factor wordt dan verdeeld in een algemene efficiëntie-factor (of "general productivity improvement factor") X en een individuele efficiëntie-factor (of "individual efficiency catch-up factor") X_i .

In de literatuur⁴² wordt een **onderscheid** gemaakt tussen benchmark en yardstick regulering. Bij **benchmarking** worden de prestaties van de netwerkmonopolie vergeleken met deze van andere netbeheerders in de industrie of het gemiddelde van de industrie. In dit geval worden efficiëntieverbeteringen beschouwd als endogeen. Bij **Yardsticking**, daarentegen, worden beoogde efficiëntieverbeteringen beschouwd als exogeen voor de individuele netbeheerder maar endogeen voor de volledige sector. In dit geval komt de efficiëntieverbetering overeen met de lange termijn technologische vooruitgang. Benchmarking moet dus toegepast worden alvorens de yardstick regulering kan gebruikt worden.

Maatstafregulering is relatief effectief en efficiënt. **Effectief** omdat de (over)winsten niet voortkomen uit de monopoliepositie maar eerder enkel voorbehouden worden aan goed presterende bedrijven. **Efficiënt** omdat deze reguleringsvorm niet al te hoge kosten met zich meebrengt en ook de bedrijven maximaal stimuleert voor efficiëntie.⁴³

Voorwaarden voor benchmarking-regulering zijn wel dat:

- er **voldoende vergelijkbare ondernemingen** zijn om een vergelijking mogelijk te maken. Zo is benchmarking in Duitsland en Zwitserland beter mogelijk doordat er honderden netbedrijven actief zijn.
- de **vergelijkbaarheid** van bedrijven voldoende groot is. Initieel inefficiënte bedrijven met een grote besparingspotentieel kunnen bijvoorbeeld de tempo waarmee de gemiddelde kosten moeten dalen zelfs vergroten (door de grote sprongen in efficiëntie) waardoor juist de efficiëntere bedrijven in de problemen komen.⁴⁴

Omdat het in sommige landen een zeer moeilijke opgave is voor de regulator om een grote set van quasi identieke ondernemingen te vinden, wordt vaak beroep gedaan op regressie analyses, kostenfunctie schattingen en gerelateerde **statistische technieken**. De twee meest voorkomende vormen van statistische analyse van de informatie zijn data envelope analysis (DEA, waarbij men op zoek gaat naar een efficiëntiecurve die een theoretisch efficiënte onderneming voorstelt) en regressieanalyse⁴⁵ (waarbij men op zoek gaat naar de gemiddelde efficiëntie). Meer en meer worden ook simulatiemodellen van 'virtuele ondernemingen' gebruikt. De benchmark kan zowel betrekking hebben op de operationele als op de kapitaalkosten⁴⁶. Hoewel deze laatste typisch twee keer zo groot zijn als de operationele kosten voor elektriciteitsdistributiebedrijven, zijn de benchmark methodes om de toegestane kapitaalkosten te bepalen veel minder ontwikkeld dan deze voor operationele kosten⁴⁷.

⁴¹ Agrell, P., Bogetoft, P. (2009), International Benchmarking of Electricity Transmission System Operators, e3grid project, Final Report, 2009-03-09. Beschikbaar op: http://e3grid.sumicsid.com/pub/2009-03-09_e3grid_final_report_open_main.pdf

⁴² Cunningham en De Jood, 2006. Firm behavior under incentive regulation: the inefficiencies of benchmarking.

⁴³ Tieben, B., en Poort, J., 2008. Van maatstaf naar maatwerk: toekomstvisie reguleringskader netwerkbedrijven elektriciteit en gas. SEO Economisch Onderzoek. In opdracht van NMa Energiekamer, Amsterdam.

⁴⁴ Tieben, B., en Poort, J., 2008. Van maatstaf naar maatwerk: toekomstvisie reguleringskader netwerkbedrijven elektriciteit en gas. SEO Economisch Onderzoek. In opdracht van NMa Energiekamer, Amsterdam.

⁴⁵ Bijvoorbeeld Stochastic Frontier Analysis (SFA) en Corrected Ordinary Least Squares (COLS) methode.

⁴⁶ Meestal wordt benchmarking gebruikt voor de operationele kosten. Sommige landen, zoals Finland, Duitsland, Noorwegen en Oostenrijk gebruiken totale kosten voor de benchmarking. (Eurelectric, 2010. The Economic Regulation for European Distribution System Operators).

⁴⁷ Joskow, P., 15 08 2007. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. MIT and NBER. (p. 39)

Het **nadeel**⁴⁸ van deze methode is dat er een risico is dat de betere score van de benchmark of yardstick te wijten zijn aan **andere factoren** die niet gerelateerd zijn tot efficiëntie. Zo onderscheidt men vier categorieën:

- **Schaaleffecten:** Bepaalde regionale monopolies werken op kleine schaal wat impliceert dat hun gemiddelde kosten hoger liggen dan bij gelijkaardige ondernemingen op grotere schaal. Dit betekent niet dat de onderneming niet efficiënt werkt, ze kan juist efficiënter werken dat de onderneming met lagere gemiddelde kosten.
- **Omgevingsfactoren:** Bepaalde specificiteiten of omgevingsfactoren kunnen zorgen dat de gemiddelde kosten van een netwerkmonopolie hoger liggen dan gemiddeld. Zo kan gedacht worden aan bijvoorbeeld het actief zijn in moeilijk toegankelijke of in een dun bevolkte regio. Verder vallen bijvoorbeeld lokale lonen en belastingsvoeten hier ook onder.
- **Kwaliteit van de dienst:** Sommige regionale netwerkmonopolies kunnen hogere gemiddelde kosten hebben dan andere ten gevolge van een betere kwaliteit van de diensten (bijv. minder onderbrekingen, kortere onderbrekingen, ...)
- **Toeval:** Soms kan eenvoudigweg toeval aan de grondslag liggen van verschillen in gemiddelde kosten tussen de regionale netwerkmonopolies. Zo kunnen regionale weersomstandigheden zorgen voor hogere kosten bij de ene onderneming ten opzichte van de anderen.

Door middel van statistische technieken kan een deel van deze niet aan efficiëntie gerelateerde kostenverschillen **uitgezuiverd** worden. Dit neemt niet weg dat er altijd een marge voor discussie zal blijven bestaan tussen de regulator en de gereguleerde. Het succes van het toepassen van yardstick regulering wordt bepaald door de homogeniteit van de gereguleerde ondernemingen en de kwaliteit van de gegevens die gebruikt worden voor de ramingen van de kostenstructuur.

Een ander nadeel is dat benchmark-regulering het onaantrekkelijk kan maken voor de gereguleerde ondernemingen om **als eerste te investeren** in kostenverhogende vervangingsinvesteringen. Dit omdat de kosten meteen worden gemaakt terwijl de ruimte voor tariefwijzigingen pas ontstaat als anderen ook investeren.

Benchmark-regulering is verder ook gevoelig voor **collectieve manipulaties** door de gereguleerde ondernemingen. De ondernemingen kunnen samenspannen om de benchmark of maatstaf te manipuleren en te beïnvloeden (kartelvorming).⁴⁹

Bijzondere aandacht bij benchmarking dient te gaan naar de behandeling van **kapitaalkosten**. Kapitaal gerelateerde kosten verschillen zeer sterk gezien de grote heterogeniteit tussen de verschillende bedrijven inzake leeftijd van de activa, de geografie, de bevolkingsdichtheid, etc. Bij de vergelijking van de efficiëntie wordt verondersteld dat de netbeheerders vergelijkbaar zijn terwijl ze een verschillende investeringscyclus kennen.⁵⁰ Aangezien investeringen in infrastructuur historisch voornamelijk uit deze cyclische uitgaven bestaan, wordt het gebruik van statistische benchmarks voor toekomstige kapitaaluitbreidingen tevens een moeilijke opgave is.⁵¹ Niet enkel de cyclische uitgaven kunnen verschillen, ook kunnen de afschrijvingsperiodes en de invulling van de verschillende

⁴⁸ Ondanks deze potentiële moeilijkheden wordt yardstick regulering in onder meer Chili, Japan, Nederland, Ontario (Canada) en Spanje toegepast voor de regulering van de distributiesector.

⁴⁹ Tieben, B., en Poort, J., 2008. Van maatstaf naar maatwerk: toekomstvisie reguleringskader netwerkbedrijven elektriciteit en gas. SEO Economisch Onderzoek. In opdracht van NMa Energiekamer, Amsterdam.

⁵⁰ Honnef Bad, December 14 2011, Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Study for the Australian Energy Regulator, WIK-Consult.

⁵¹ Joskow, P., 15 08 2007. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. MIT and NBER. (p.40)

kostencategorieën verschillen, vooral als de benchmark interregionaal of internationaal berekend wordt.

3.4.2 Profit of earnings sharing

Deze regeling laat toe dat **consumenten rechtstreeks participeren** in de additionele winsten of geleden verliezen van de netbeheerders. Dit kan onder de vorm van ex post terugbetaling (of bijbetaling) als korting, in de vorm van toekomstige tariefverlagingen (of verhoging) of in de vorm van additionele investeringen. Deze regeling geniet een hoog rechtvaardigheidsgehalte maar vergt grote administratieve inspanningen daar de winsten telkens opnieuw moeten berekend en onderhandeld worden. Ook het bepalen van de x-factor door de regulator is een complexe opdracht die veel inspanningen vraagt.

De profit sharing regeling werd in de eerste helft van de 20^{ste} eeuw veelvuldig gebruikt in de VS maar verloor zijn populariteit in de jaren 1950. De telecom sector in de VS kende enige populariteit toe aan deze regeling in de jaren 80' en 90' maar brak recent met deze trend.⁵²

Figuur 4: voor- en nadelen profit sharing in vergelijking met prijsplafonds⁵³

Voordelen profit sharing	Nadelen profit sharing
– Minder overwinsten bij efficiëntieverbetere ring groter dan x.	– Minder sterke efficiëntieprikkels (winst wordt deels wegbelast).
– Grotere maatschappelijke acceptatie doordat de maatschappij of afnemers delen in de winst.	– Uitvoering vereist toch weer gedegen inzicht in kosten en winst, met administratielasten en bestuurslast als gevolg

3.4.3 Banded rate-of-return regulation

Deze regulering is een variant van de profit sharing regulering. Een mogelijke invulling van het profit sharing principe is dat men bepaalde intervallen definieert waarbinnen de winst (of verlies) volledig ten voordele (of ten nadele) van de netwerkbeheerder komt.

Voor de netbeheerders wordt een bandbreedte gedefinieerd waar de winsten en verliezen tussen kunnen fluctueren. Winsten hoger dan de bovengrens (of verliezen lager dan de ondergrens) worden tussen de netbeheerder en afnemer gedeeld. Een tweede (ruimere) interval kan tevens gedefinieerd worden met de bedoeling dat winsten (en verliezen) die buiten het ruimere interval vallen volledig ten voordele (ten nadele) van de consument vallen⁵⁴. Enkel wanneer hogere winsten dan de bovengrens of verliezen lager dan de ondergrens gerealiseerd worden, worden maw de boni of mali (deels) toegekend aan de consumenten. Wanneer de netbeheerder zich buiten de bandbreedte bevindt zal hij de tarieven zodanig aanpassen dat de ROR zich terug binnen het interval bevindt. Deze regeling vergt wel grote administratieve inspanningen.

3.4.4 “Menu” of “options”

In 2004 heeft de regulator van de elektriciteitsnettarieven in het Verenigd Koninkrijk een innovatieve aanpak toegepast, namelijk “menu” of “sliding scale mechanism⁵⁵”. Deze

⁵² Vogelsang, 2002. Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20 year Perspective.

⁵³ Poort en Tieben, 2010. *Van Maatstaf naar Maatwerk*. Tijdschrift voor Toezicht 2010 (1)

⁵⁴ Public Utility Research Center, UF, 2008. Annotated reading list for a body of knowledge on infrastructure regulation. Chapter 5: regulating overall price levels.

⁵⁵ Een “sliding scale” regulatory mechanism bestaat erin dat de prijs die de gereguleerde onderneming mag aanrekenen gedeeltelijk gekoppeld is aan de veranderingen in de gerealiseerde kosten en gedeeltelijk ‘ex ante’ vastgelegd is. Hierna volgt een voorbeeld:

Stel dat de verzekerde rate of return (R^*) werd vastgelegd op 12% maar het bedrijf door efficiënter te werken met de vastgelegde tarieven een rendement op het kapitaal haalt van 16% (R°), en dat het bedrijf de helft van deze

toepassing laat bedrijven toe te **kieszen** tussen verschillende mogelijkheden. Meestal bestaat de keuze uit een combinatie van price caps en profit sharing.

In sommige landen lijkt de tariefregulering in de tijd te evolueren van ROR-regulering, over incentive-regulering – eerst met efficiëntie vereisten en later ook met kwaliteitseisen – naar **menuregulering**.⁵⁶

Om tegemoet te komen aan de verschillende afruilen (cf. supra) lijkt het aanbieden van een *menu* van op kosten gebaseerde incentive contracten soelaas te brengen. Menu regulering houdt in dat de regulator **meerdere opties of keuzes** ter beschikking stelt aan de monopolist. In een zeer eenvoudige model kan de regulator de keuze uit de twee extreme reguleringsmechanismes aanbieden. Hierdoor kan de regulator een veeleisende *price cap* contract aanbieden aangezien het alternatief contract, het *cost-plus* contract, reeds toelaat dat alle kosten gedekt worden. Indien het price cap contract te veeleisend is, kan de onderneming nog steeds kiezen voor het cost-plus contract. Als gevolg valt de adverse selection probleem (cf. supra) weg. Indien de onderneming echter grote opportuniteiten voor kostenefficiëntie kent en voor het (veeleisende) price-cap contract kiest, zullen meer “rents” naar de consumenten terugvloeien.⁵⁷ Een menu verplicht de onderneming tevens om zijn **kostenreductiepotentieel bekend te maken** door de keuze die de onderneming maakt. Het idee is dus dat de regeling rekening houdt met de specifieke omstandigheden van de netbeheerder zonder dat de regulator deze omstandigheden op voorhand kent. Zo kan de netbeheerder grote of kleine opportuniteiten hebben om de kosten te drukken. De uiteindelijke keuze van de netbeheerder verradt de aard van de kostenreductiepotentieel van de netbeheerder en laat het ex-post opleggen van voorwaarden op maat toe. Indien de netbeheerder grote besparingspotentiëlen heeft zal hij de regeling kiezen die in zijn voordeel uitkomt waardoor een strengere regeling achteraf bekeken beter was geweest.

Een **nadeel** van menuregulering is net dat het de netbeheerder toelaat de regeling te kiezen die het voordeligst uitkomt voor hem.⁵⁸ Een bijkomende nadeel is dat dergelijke ‘menu-regulering’ meer informatie en veronderstellingen op voorhand vereist vergeleken met bijvoorbeeld de price-cap regulering.⁵⁹

Er zijn **verschillende toepassingen** van menu-regulering. Zo kan de keuze als volgt vorm nemen: kiezen tussen (i) een lagere kapitaalvergoeding in combinatie met een hogere incentive vergoeding voor de kostenbesparing (indien lagere kosten dan de target behaald worden) of (ii) een hogere kapitaalvergoeding in combinatie met een lagere toekenning van

extra winst mag behouden ($h=50\%$). Dan worden de extra winsten van 4% gelijk verdeeld tussen een hogere winstmarge ($R_t = 14\%$) tegen lagere tarieven in de volgende regulatorische periode: $R_t = R^o + h(R^* - R^o)$

Een alternatieve manier om dit toe te lichten, is door de toegelaten winst (P) gelijk te stellen aan $P = bP^i + (1-b)C$ met C gelijk aan de gemiddelde kosten van het bedrijf en P^i een prijs onafhankelijk van deze kosten. Als b gelijk is aan 0, is de toelaten prijs gelijk aan de gemiddelde kosten (bv. 10€), wat neerkomt op zuivere rate of return regulering ($P=10€$). Als $b = 0,7$ en de gemiddelde kosten komen overeen met de efficiënte kosten, dan kan het bedrijf al zijn kosten recupereren omdat de toegelaten prijs gelijk is aan 10€ ($=0,7 \cdot 10 + 0,3 \cdot 10$). Stel nu dat het bedrijf zijn kosten kan laten dalen tot 9€ per eenheid. De geschatte efficiënte kosten zijn nog steeds 10€ maar de werkelijke kosten zijn 9€. De toegelaten winst daalt nu tot 9,70€ ($=0,7 \cdot 10 + 0,3 \cdot 9$). Het bedrijf wordt dus beloond met een extra winst van 0,70€ per eenheid. Een deel van de efficiëntiewinst gaat echter ook naar de consument onder de vorm van lagere tarieven (0,30€).

⁵⁶ Jamasb en Pollitt, 2007. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. Energy Policy 35 (12):6163-6187.

⁵⁷ Een veeleisende contract houdt in dat de vaste prijs relatief laag gelegd wordt. Indien de onderneming zelf inschat dat de toegestane prijs te laag is om uit de kosten te komen (dus lage opportuniteiten voor kostenreductie) zal het kiezen voor het “cost of service” contract dat de kosten zal dekken. Indien de onderneming grote besparingsmogelijkheden heeft, zal het, ondanks de relatief lage opgelegde prijs van het “fixed price” contract toch voor dit contract kiezen omdat ze nog “rents” kan overhouden door de grote marge. Maar gegeven de relatief lage “price cap” hebben de consumenten er ook nog baat bij.

⁵⁸ Vogelsang 2002. Incentive regulation and competition in Public Utility Markets.

⁵⁹ G. A. Comnes, S. Stoft, N. Greene and L. J. Hill, 1995. Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities: Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues

winsten ten gevolge van besparingen in operationele kosten.⁶⁰ Een andere mogelijkheid kan de afruilen tussen prijsdalingen en winsten omvatten. Indien de netbeheerder een optie kiest met vooropgestelde intensieve prijsdalingen kan de netbeheerder (een groot deel van) de gerealiseerde winsten verzilveren. Indien de netbeheerder eerder een voorkeur heeft voor de optie met relatief lage prijsdalingen moet de netbeheerder (een groot deel van) de surplus winst boven de billijke winstmarge terugsluizen naar de consument.

In de praktijk worden menu's onder andere gebruikt in de VS en het VK. In de VS heeft men reeds elementen van rate-of-return regulering en price-cap regulering gecombineerd. Onder dit mechanisme konden operators uit verschillende opties kiezen. Elke optie bevatte een X-factor en een formule dat bepaalde welk aandeel van de boekhoudkundige winsten de operator voor zich mocht houden. Opties met een strenge (hoge) X-factor lieten de operator toe grotere proporties van de winsten te behouden.⁶¹

Een andere concrete toepassing⁶² van de menu-regulering voor toekomstige kapitaaluitgaven in het VK is de "menu of sliding scale incentives" zoals toegepast door OFGEM, de energieregulator van het VK.

De onderstaande tabel geeft een illustratie van hoe dergelijke regulering concreet vorm kan krijgen. De te delen fracties hangen af van de ratio tussen de gekozen doelstelling aangaande kapitaaluitgaven door de netbeheerder en deze voorgesteld door een externe consultant (PB Power in de tabel). Deze ratio varieert tussen 100 en 140. Indien, bijvoorbeeld, een netbeheerder instemt met een kapitaalsbestedingsbudget dat 105% van de aanbeveling van de consultant (eerste kolom), dient hij te kiezen uit de "schuivende schaal" in de eerste kolom. Hij zal een basis bonus van 2.5% van zijn doelinkomen ontvangen. Indien de werkelijke uitgaven 70% van de vooropgestelde uitgaven blijken te zijn door kostenefficiëntie, zal de netbeheerder een 16,5% stijging van zijn inkomen ontvangen als beloning. Indien de uitgaven de vooropgestelde doel overschrijden met bijv. 140% van de vooropgestelde uitgaven zal het inkomen verminderd worden met 11,5% t.o.v. de vooropgestelde streefinkomen. Bovenstaande incentive mechanisme heeft enkel betrekking op kapitaalkosten en niet op operationele kosten. Een aandachtspunt bij dergelijke mechanismen is het gegeven dat kapitaaluitgaven over een langere termijn betrekking hebben dan de voorziene tarifaire periodes. De vraag stelt zich dan hoe het overschrijden of inperken van de vooropgestelde targets behandeld moeten worden in de volgende tarifaire periode.

⁶⁰ Joskow, 2008. Incentive regulation and its application to electricity networks. Review of network economics.

⁶¹ Public Utility Research Center, UF, 2008. Annotated reading list for a body of knowledge on infrastructure regulation. Chapter 5: regulating overall price levels.

⁶² Joskow, P., 15 08 2007. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. MIT and NBER. (p.41)

Tabel 1: voorbeeld menuregulering zoals gebruikt door OFGEM

SLIDING SCALE MATRIX FOR CAPITAL EXPENDITURE ALLOWANCE

DNO:PB Power Ratio	100	105	110	115	120	125	130	135	140
Efficiency Incentive	40%	38%	35%	33%	30%	28%	25%	23%	20%
Additional Income	2.5	2.1	1.6	1.1	0.6	-0.1	-0.8	-1.6	-2.4
as pre-tax rate of return	0.200%	0.168%	0.130%	0.090%	0.046%	-0.004%	-0.062%	-0.124%	-0.192%
Rewards & Penalties									
Allowed expenditure	105	106.25	107.5	108.75	110	111.25	112.5	113.75	115
Actual Exp									
70	16.5	15.7	14.8	13.7	12.6	11.3	9.9	8.3	6.6
80	12.5	11.9	11.3	10.5	9.6	8.5	7.4	6.0	4.6
90	8.5	8.2	7.8	7.2	6.6	5.8	4.9	3.8	2.6
100	4.5	4.4	4.3	4.0	3.6	3.0	2.4	1.5	0.6
105	2.5	2.6	2.5	2.3	2.1	1.7	1.1	0.4	-0.4
110	0.5	0.7	0.8	0.7	0.6	0.3	-0.1	-0.7	-1.4
115	-1.5	-1.2	-1.0	-0.9	-0.9	-1.1	-1.4	-1.8	-2.4
120	-3.5	-3.1	-2.7	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-3.0	-3.4
125	-5.5	-4.9	-4.5	-4.2	-3.9	-3.8	-3.9	-4.1	-4.4
130	-7.5	-6.8	-6.2	-5.8	-5.4	-5.2	-5.1	-5.2	-5.4
135	-9.5	-8.7	-8.0	-7.4	-6.9	-6.6	-6.4	-6.3	-6.4
140	-11.5	-10.6	-9.7	-9.0	-8.4	-8.0	-7.6	-7.5	-7.4

where, for example: (top-left corner) $16.5 = (105 - 70) \times 40\% + 2.5$

(bottom-right) $-7.4 = (115 - 140) \times 20\% - 2.4$

Source: OFGEM 2004

4 Tariefstructuur

4.1 Situering

Naast het reguleren van het prijsniveau, is ook regulering van de **tariefstructuur** ('rate design') van groot belang. Zo kan de structuur van de tarieven het rationeel gebruik van energie en dus van de infrastructuur bevorderen. Ook kunnen via prijsstructuren bv. sociale doelstellingen beoogd en gerealiseerd worden.

Met het oog op economische efficiëntie beoogt een goede prijsstructuur meestal de dekking van de totale (aanvaarde) kosten én de afstemming van de tarieven op de **marginale kosten** (d.w.z. de additionele kapitaal- en operationele kosten van één extra eenheid output). Marginale prijszetting is echter moeilijk in geval van schaafeffecten omdat marginale tarieven in dat geval niet alle kosten dekken. De kosten bestaan voor de netbeheerder voornamelijk uit vaste kosten terwijl de variabele marginale kosten slechts een zeer klein deel uitmaken van de kosten.

In die gevallen wordt gewoonlijk geopteerd voor een **meervoudige prijszetting** gebaseerd op de gemiddelde kosten. Bij meervoudige prijszetting ('multipart prices') worden afzonderlijke tarieven gehanteerd voor verschillende onderdelen van de dienstverlening (bv. een tweevoudig tarief bestaande uit een variabele component die aanleunt bij de marginale kosten en een vaste component die dient om de overige kosten te dekken).

In veel gevallen is tariefstructuur in de praktijk op basis van een kWh afname. Per afgenomen kWh van het net betaalt men een distributiekost. Deze tariefstructuur is meestal niet houdbaar omdat:

- Deze tariefstructuur **niet kostenreflectief** is. De kosten m.b.t. tot elektriciteitsdistributie bestaan voornamelijk uit vaste infrastructuurkosten die voor een groot stuk onafhankelijk zijn van de gebruik;

- Het net gedimensioneerd is op de **piekafname** (en/of injectie) waardoor netverzwaring kan vermeden worden door tarieven te diversifiëren naar de periode, hogere piektarieven en lagere daltarieven;
- Deze tariefstructuur enkel rekening houdt met **netto-afname**⁶³ van stroom waardoor prosumenten een zeer lage bijdrage leveren in de financiering van het distributienet (dubbele subsidiëring van prosumenten). Rekening houdend met de hoge ODV's die vervat zitten in de tarieven ten gevolge van de subsidies voor prosumenten lijkt dit pervers te werken.

Het bovenstaande in beschouwing genomen, kan het dus aangewezen zijn om eerder de tarieven (gedeeltelijk) op basis van de aangesloten **capaciteit** (€/kW) of een 'lump-sum' (€ per jaar) in te voeren. Dit heeft echter wel een negatieve impact op energiebesparingsimpulsen⁶⁴. In veel landen wordt een capaciteitsterm gebruikt als onderdeel van de tariefstructuur⁶⁵.

Niet enkel de levering van stroom maar ook de toegang tot elektriciteit is van belang. De **betrouwbaarheid** van de dienstverlening van de netbeheerder komt door de veranderingen in het energielandschap steeds vaker in gedrang. Tariefregulering kan een remediërende rol spelen, al is het maar tijdelijk (tot de netcapaciteiten toereikend zijn).

Verschillende tariefstructuren zijn mogelijk en allemaal hebben **voor- en nadelen**. In onderstaande tabel wordt daarvan een overzicht gegeven.

Tabel 2: overzicht voor- en nadelen verschillende tariefstructuren

Structuur/basis	criteria			
	Kostenreflectief	REG	Stimuleert opslag	eenvoud
Volume (€/kWh)	-	+	-	+
Capaciteit (€/kW)	+	-	-	+
Lump-sum (€/jaar)	-	-	-	+
Volume met Piek/dal	+	+/-	+	-
Combinatie volume en capaciteit	+	+/-	+	---
Optionele tarieven/menu	+/-	-	+/-	---
Niet-lineair degressief	--	---	+/-	-
Niet-lineair progressief	--	+++	+/-	-

4.2 Alternatieve tariefstructuren

Hieronder worden een aantal **alternatieve tariefstructuren** kort toegelicht.

- Bij de zgn. '**Ramsey-pricing**' worden hogere tarieven gevraagd aan klanten met een relatief prijsongevoelige vraag (prijsinelastische vraag) en lagere tarieven aan klanten die prijsgevoeliger zijn (hoge prijselasticiteit, d.w.z. een grote procentuele verandering in

⁶³ De netto-afname is ten gevolge van de netto-meting waarbij prosumenten via een terugdraaiende teller enkel tarieven betalen op het netto-afgenomen stroom, dwz dat hun eigen productie in mindering wordt gebracht. Dit terwijl de prosumenten ook voor de afname tijdens niet-productie-uren alsook stroom afnemen en dus gebruik maken van het net. Bovendien injecteren prosumenten ook stroom op het net, wat dus een dubbele gebruik van het net betekent (afname en injectie). Het gebruiken van slimme meters kan hier deels soelaas brengen doordat deze de injectie van stroom en de totale afname kunnen meten en doorgegeven aan de netbeheerder.

⁶⁴ THINK report, topic 12, "from distribution networks to smart distribution systems; rethinking the regulation of European DSOs", 29 april 2013

⁶⁵ Eurelectric, 2013. Network tariff structure for a smart energy system. 11/05/2013.

gevraagd volume bij een prijswijziging van 1%). Dit zou betekenen dat vooral kleine gebruikers (met een relatief prijsinelastische vraag) een hoger tarief zullen betalen dan de grote industriële afnemers die een grotere onderhandelingspositie hebben (en dus een prijselastischer vraag). Hoewel deze vorm van prijszetting wel in de literatuur voorkomt, lijkt het in de praktijk weinig werkbaar, onder meer omdat elasticiteiten voor distributienettarieven moeilijk te berekenen zijn. Ramsey-pricing dient niet verward te worden met cascade-pricing (cf. infra) waarbij de vaste kosten toegewezen worden via een systeem dat rekening houdt met de mate waarin de klant(engroep) gebruik maakt van het net.⁶⁶

- Bij **optionele tarieven** krijgt de consument de keuze om uit verschillende tariefmenu's het tariefplan te selecteren dat het best past bij zijn of haar gebruikersprofiel.
- Bij **niet-lineaire tarieven** variëren de eenheidstarieven afhankelijk van de omvang van het verbruik. Zij kunnen progressief (stijgende eenheidstarieven bij oplopend verbruik) en degressief zijn (dalende eenheidstarieven bij oplopend verbruik).
- Bij **'cascade pricing'** rekent men de (vaste) kosten toe aan de afnemers al naargelang het gebruik van het net. Men gaat ervan uit dat de hoogte van de nettarieven afhankelijk is van het spanningsniveau op het net. (De huidige tariefstructuur in België maakt gebruik van de cascade-pricing).
- Bij **'peak load pricing'** variëren de eenheidstarieven afhankelijk van het moment van verbruik. Aangezien de netwerkkosten worden bepaald door het verbruik in piekperiodes, liggen de tarieven in die periode hoger dan tijdens de 'daluren'. Peak load pricing veronderstelt meestal gesofistikeerde meetapparatuur voor de registratie van het verbruik.
- Bij **'reliability pricing'**⁶⁷ wordt een opsplitsing voorzien tussen de gegarandeerde 'base load' en verschillende betrouwbaarheidsniveaus voor de 'peak load'.

4.3 Sturing via tariefstructuur

Aangezien de kosten voor de netbeheerder afhankelijk zijn van zowel de locatie als de tijdsinterval van het gebruik, kan het aangewezen lijken om hiervoor **sturende signalen** te gebruiken die de kosten enigszins kunnen inperken.⁶⁸ Zo kan gedacht worden aan:

- Een **locatiesignaal**: aangezien netwerkkosten afhangen van de locatie van afname en injectie kan het aangewezen zijn om te sturen op locatie. Een dergelijke signaal zal geen impact hebben op de reeds aangesloten (sunk) installaties. Een dergelijke signaal heeft dus voornamelijk betrekking op de lokalisatie van hernieuwbare energieopwekkingsinstallaties. Sturen op locatie is vooral van belang bij aansluitingskosten. (cf. infra)
- Een **tijdssignaal**: aangezien de netkosten afhankelijk zijn van de capaciteitsvereisten en dus van de piekafname en –injectie kunnen de lange termijn kosten van het net ingeperkt worden door de piekcapaciteiten te beperken. Hiervoor kan, zowel voor afname als injectie, een tijdssignaal het gebruik van het net sturen zodat het net minder gebruikt wordt tijdens piekmomenten.

⁶⁶ Verhaegen, K., et al., 2006. "Distribution network tariffs: Fairness of pricing systems in Europe". Proceedings of Distribution Europe Conference, Barcelona, 17-19 mei 2006

⁶⁷ Genoese Fabio, 23 oktober 2013. An end to support for renewables? The wrong battle to fight. CEPS.

⁶⁸ THINK report, topic 12, "from distribution networks to smart distribution systems; rethinking the regulation of European DSOs", 29 april 2013

CE Delft publiceerde recent een rapport⁶⁹ waarin onderzocht werd of en welke type variabele nettarieven gewenst is. Drie mogelijkheden werden beschouwd en gemodelleerd voor een virtuele wijk van 200 huishoudens:

- een **tarief per kWh** verbruik (i);
- een **tarief met differentiatie naar tijd** (hoog tarief tijdens piekuren en een laag tarief tijdens daluren) (ii);
- een **tarief met differentiatie naar capaciteit** (vast tarief per kWh en extra tarief voor piekmomenten) (iii).

In de studie is zowel gekeken naar de effecten voor huishoudens, netbeheerder en bedrijven. Alle tarieven hebben **voor- en nadelen**. Een tarief per kWh (i) is administratief eenvoudig maar is niet geschikt als sturingsmechanisme aangezien ze de piekvraag nauwelijks verlaagt. Variabele tarieven (ii) leiden daarentegen wel tot een piekverlaging en hebben als bijkomend voordeel dat ze relatief voorspelbaar zijn voor huishoudens en netbeheerder. De differentiatie naar capaciteit (iii) verdient volgens de studie de voorkeur voor zowel de gebruikers als voor de netbeheerder omdat enerzijds de variabele kosten zorgen voor energiebesparing en zelfopwekking achter de meter en anderzijds ook de kosten in rekening worden gebracht bij de gebruikers die de piek veroorzaken. Bij het toepassen van een dergelijke tariefstructuur zou volgens de studie tevens de maatschappelijke kostenreductie het grootst zijn. Dergelijke tariefregulering vereist echter wel slimme meters en geavanceerde ICT-technologie.

4.4 Tariefstructuur voor netaansluitingen

De verschillende lidstaten van de Europese Unie hanteren zeer gevarieerde aansluitingstarieven. In het algemeen wordt er een onderscheid gemaakt tussen een “shallow”, een “deep” of een hybride tarief.

Bij een **shallow** tarief worden enkel de directe kosten voor de aansluiting op de meest nabije punt op de distributienet aangerekend. In dergelijke gevallen wordt de nieuw aan te sluiten netgebruiker gesubsidieerd aangezien de totale kosten van het systeem groter zijn dan de aansluitingskosten.

In geval van een **deep** tarief⁷⁰, worden ook de geschatte kosten ten gevolge van de noodzakelijke netversterkingen mee aangerekend. Deze aanpak stimuleert de investeerders in decentrale opwekkingsinstallaties om lokaal te investeren waar het net beschikbare capaciteit heeft. Het nadeel van een dergelijke aanpak is dat het ervoor kan zorgen dat de investeerders een afwachtende en passieve houding aannemen en wachten tot iemand anders eerst investeert⁷¹.

Het kan dan in de praktijk gunstig blijken om een **combinatie** van de twee methodes toe te passen, zoals bijvoorbeeld in Nederland wordt toegepast. Daar past men voor grote installaties met een capaciteit groter dan 10 MW een ‘deep’ aansluitingstarief toe terwijl kleinere installaties gesubsidieerd (‘shallow’ tarief) worden door de andere netgebruikers. Een dergelijke onderverdeling is echter niet technologie-neutraal en kan dus leiden tot een suboptimale schaalkeuze van de decentrale opwekkingsinstallaties.⁷²

⁶⁹ CE Delft, januari 2013. Variabilisering transporttarieven – effecten voor de consument, netbeheerder en samenleving. Delft, Nederland.

⁷⁰ In de EU-15 landen passen enkel Spanje en Nederland een ‘deep’ tarief toe. Zie bijlage A.

⁷¹ Op transmissieniveau spelen aansluitingskosten een minder grote rol en vormen ze geen grote barrière omdat ze (zelfs bij een *deep* tarief) geen significante aandeel nemen in de totale uitgaven. (Cossent et al., 2009)

⁷² THINK report, topic 12, “from distribution networks to smart distribution systems; rethinking the regulation of European DSOs”, 29 april 2013

In **Vlaanderen**⁷³ wordt gebruik gemaakt van de *shallow connection costs*. In het Energiebesluit stelt art. 6.4.13. een beperking van aansluitingskosten voor installaties voor de productie van hernieuwbare energie in. De kosten blijven beperkt tot de aansluitingskosten, berekend voor het geval dat de aansluiting gemaakt zou worden op het dichtstbijzijnde punt van het bestaande net⁷⁴ waarbij de netbeheerder de aanvrager een volledig inzicht geeft in de ligging van de meest aangewezen aansluitingspunt. Het verschil tussen de te betalen aansluitingskosten en de werkelijke aansluitingskosten, wordt gedragen door de netbeheerder als openbardienstverplichtingen.

Intussen is er een beperking (plafond) opgelegd voorwindenergieprojecten met een aanvraag na 19 oktober 2012. Kosten boven 56.000 €/MW vallen ten laste van de aanvrager.

Een ander aandachtspunt bij investeringen in het net ten gevolge van bijkomende aansluitingen zijn de **stranded assets**⁷⁵. (cf. supra)

5 Enkele capita selecta

5.1 Duur tarifaire periode

De lengte van een tarifaire periode kan sterk variëren en is in functie van de gekozen reguleringmethode. Korte en lange tarifaire periodes hebben beide hun voor- en nadelen.

Het toepassen van benchmarking vereist vaak **meerjarentarieven** om de netbeheerder de ruimte te geven besparingen (en eventueel bijkomende vergoedingen) te realiseren over de verschillende jaren. Meerjarentarieven hebben ook het bijkomende voordeel dat ze zorgen voor **stabiliteit**. De stabiliteit heeft zowel betrekking op de kosten voor de eindgebruiker als het juridische kader. Elk nieuw tariefvoorstel kan namelijk potentieel leiden tot juridische geschillen.

Een korte tarifaire periode (periode waarbij de tarieven vastliggen) kan te kort blijken om efficiënte operationele- en investeringskosten te realiseren terwijl lange tarifaire periodes kunnen zorgen voor **tariefschokken** tussen tarifaire periodes.

Een ander nadeel is het zogenaamde '**CAPEX time-shift**' probleem. Meerjarentarieven zorgen ervoor dat de gemaakte kapitaalkosten pas later verwerkt in de RAB waardoor ook de vergoeding hiervan wordt uitgesteld. Naast het CAPEX time-shift probleem kunnen investeringskosten ook ex-post geweigerd worden om mee genomen te worden (bv. in lijn met de efficiëntie-analyse) waardoor de lange tijdspanne tussen beslissing en verwerping voor onzekerheid voor de netbeheerder zorgt.

Er kan gedacht worden aan een **opsplitsing** van de tarieven in een gedeelte dat ex-ante vastligt voor de tarifaire periode en een gedeelte dat jaarlijks ex-post wordt aangepast. Dit kan bijvoorbeeld door een opsplitsing te maken van de huidige nettatarieven wat ook ten goede komt voor de transparantie van de tarieven voor de eindgebruiker: netgerelateerde

⁷³ Net als in de overige regio's van België, Nederland, Duitsland en Denemarken (situatie 2010). Van Gorp, M., april 2010. Slimme netten en slimme meters voor energieke KMO's. Unizo studiedienst.

⁷⁴ Op een spanning van minder dan 1 kV als het aansluitingsvermogen kleiner is dan 250 kVA; op een spanning groter dan of gelijk aan 1 kV en kleiner dan 30 kV als het aansluitingsvermogen groter is dan of gelijk is aan 250 kVA en kleiner is dan 25 MVA; op een spanningsniveau van 30 kV of meer als het aansluitingsvermogen 25 MVA of meer bedraagt.

⁷⁵ Doordat decentrale opwekkers slechts een deel moeten betalen van de kosten voor de netaansluiting, kan een situatie ontstaan dat investeringen in netwerkactiva ten behoeve van aansluiting van decentrale opwekking na verloop van tijd stranded assets worden omdat de investeringshorizon van decentrale opwekkers aanzienlijk korter is dan die van netbeheerders (ongeveer 10 jaar versus 50 jaar). Naast de kortere levensduur speelt ook het beperkt aantal uren gebruik een rol (voor wind 2000 uren, voor zon 850 tot 1000 uren, WKK > 4000 uren).

kosten en ODV's. De tariefcomponenten m.b.t. de netgerelateerde kosten kunnen dan via meerjarentarieven vastgelegd worden terwijl de tariefcomponent m.b.t. ODV's kan veranderen in functie van de evoluties van de kosten om tariefschokken te vermijden.

Bij price-cap regulering kiest men doorgaans 3 tot 5 jaar als tarifaire periode waarin de X-factor vastgelegd wordt.⁷⁶ Een tarifaire periode van drie jaar lijkt in de praktijk soms te kort om efficiënte operationele- en investeringskosten te stimuleren. Het Verenigd Koninkrijk heeft bijvoorbeeld recentelijk besloten om de tarifaire periode van vijf jaar te verlengen tot acht jaar om een langere periode toe te staan waarbij bijkomende inkomsten kunnen gerealiseerd worden door de efficiënte operationele werking van de gereguleerde monopolie.⁷⁷ De verlening zou ook bedoeld zijn om innovatieve investeringen met een langere terugverdientijd te stimuleren.⁷⁸ Een te korte tarifaire periode in geval men een price-cap regulering hanteert zorgt er verder ook voor dat de reguleringsmethode evolueert naar een ROR-reguleringsmechanisme waarbij de voordelen van een price-cap regulering juist wegvallen.⁷⁹

5.2 Solidarisering netkosten

Er kunnen **structurele kostenverschillen** zijn tussen netbeheerders en die kunnen aanleiding geven tot (grote) tariefverschillen. Dit doet zich voornamelijk voor wanneer de ontwikkelingen zich niet gelijkmatig verspreiden over de verschillende netbeheerders.

Een voorbeeld is de injectie van hernieuwbare energie waarbij zowel de aansluiting op het net, wat uitbreidingsinvesteringen noodzaakt, als het voorzien van de nodige capaciteit door middel van netverzwaring vereist is. Indien de ene regio meer decentrale hernieuwbare energieopwekking kent dan de andere kan dit tot structurele tariefverschillen leiden. Bovendien zijn de ODV's ter ondersteuning van het hernieuwbare energiebeleid, die via distributienettarieven gefinancierd worden, evenredig met de decentrale opwekking. De ongelijkmatige verdeling van de elektrificatie voor vervoer en verwarming en de daarbij horende benodigde verzwaring van de netcapaciteit is een ander voorbeeld. Dit alles leidt bij een gelijk verbruiksprofiel tot verschillende bijdragen alleen omdat men bij een andere netbeheerder is aangesloten. Hierdoor ontstaat bij onvolledige solidarisering een **regionaal onevenredige lastenverdeling** tussen netbeheerders en eindklanten om een 'landelijke' doelstelling voor hernieuwbare energie en WKK te realiseren.

De vraag werpt zich dan ook vaak op of een (gedeeltelijke) **solidarisering** van de tarieven, dat wil zeggen, het gelijkmatiger verdelen van de tarieven over de verschillende netbeheerders, al dan niet gewenst is. Dat betekent dat identieke klanten, die een goed of een dienst kopen op dezelfde plaats en hetzelfde tijdstip, hiervoor een zelfde prijs betalen.

Er is een discussie nodig over wat men wenst te solidariseren en wat niet. Men kan verschillende opties kiezen:

- Enkel de solidarisering van alle openbare dienstverplichtingen;
- Enkel de solidarisering van bepaalde ODV, bv. enkel de kosten van de groenestroom- en WKK certificaten;
- Volledige solidarisering van de netkosten, een eenheidstarief.

In geval van een **gedeeltelijke solidarisering** kunnen de kosten die (grotendeels) veroorzaakt worden door het beleid op Vlaams niveau (bv. ODV's) gesolidariseerd worden

⁷⁶ Tieben, B., en Poort, J., 2008. Van maatstaf naar maatwerk: toekomstvisie reguleringskader netwerkbedrijven elektriciteit en gas. SEO Economisch Onderzoek. In opdracht van NMa Energiekamer, Amsterdam

⁷⁷ Pollitt, Dr. M.G., 2012. The future of regulation of energy network tariffs – visie van Dr. M.G. Pollitt. PricewaterhouseCoopers. 7 september 2012.

⁷⁸ Poort en Tieben, 2010. Van maatstaf naar maatwerk. Tijdschrift voor Toezicht 2010 (1).

⁷⁹ Pepermans en Proost, 2002. Op zoek naar een nieuwe winstmechanisme voor de elektriciteitsdistributie in een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt. KUL.

terwijl de kosten die voornamelijk bestaan uit de eigen werking van de DNB op hun werkingsgebied slechts toegewezen worden aan de aangeslotenen op dat gebied.

Een **eenheidstarief**, net als een fusie van de netbeheerders, heeft immers voor- en nadelen. Zo veroorzaakt een eengemaakt tarief bv. belangrijke tariefverschuivingen tussen gezinnen/bedrijven in verschillende netgebieden. Bij een eengemaakt tarief verliest men ook sturingsmogelijkheden (ook in functie van duurzame ontwikkeling) en beperkt men de kostenreflectiviteit, wat nadelen heeft voor de responsabilisering en voor de efficiëntie, zowel op bedrijfsniveau (netbeheerders) als op maatschappelijk niveau (allocatie).

5.3 Output- of performance-based regulering

De investeringen die nodig zijn de netten uit te breiden, te vernieuwen, te versterken, te koppelen, te interconnecteren en te verslimmen zullen de komende jaren naar verwachting aanzienlijk zijn⁸⁰. Tegen die achtergrond is discussie ontstaan of de huidige reguleringssystematiek in veel landen wel in staat is de netbeheerders te prikkelen om de wenselijke infrastructuurinvesteringen tijdig en in voldoende mate tot stand te brengen.

De kritiek is namelijk dat de huidige tariefregulering in veel landen zich vooral concentreert op de efficiëntie, maar (te) weinig aandacht heeft voor bewaking van de kwaliteit (bv. leveringszekerheid) en voor stimulering van investeringen⁸¹. Investeren in kwaliteit van netwerkinfrastructuur is immers een kostenpost, waarop veelal bezuinigd wordt ten gunste van het korte termijn rendement. Er is daarbij vaak een groot tijdsverloop tussen (niet) investeren en het uiteindelijke effect op de netwerkkwaliteit, waardoor managers minder geneigd zijn maatregelen te nemen ten behoeve van de kwaliteit op de lange termijn⁸². De gehanteerde tariefregulering zou netbeheerders onvoldoende zekerheid geven dat investeringen in nieuwe netinfrastructuur ook daadwerkelijk terugverdiend worden⁸³, waardoor hun investeringsbereidheid afneemt⁸⁴. Zo is het binnen een systeem van maatstafconcurrentie onaantrekkelijk om de eerste netbeheerder te zijn die

⁸⁰ Cf. supra.

⁸¹ Dit zijn traditionele dilemma's in tariefregulering. Voor meer uitleg over de trade-off tussen overinvesteringen en gebrek aan investeringen, tussen incentives en 'rent extraction', en tussen kosten en kwaliteit, zie achtergronddocument 1: concepten en instrumenten van marktregulering.

⁸² De Nederlandse Wetenschappelijke Raad voor het Regeringsbeleid concludeerde in dezelfde zin dat bij de introductie van marktwerking in de verschillende netwerksectoren "vooral is gekoerst op vergroting van de efficiëntie en vergroting van de keuzevrijheid van consumenten. Met deze oriëntatie op kortetermijnwaarden is succes geboekt, maar dat zou ten koste zijn gegaan van langetermijnwaarden, zoals innovatie, onderhoud, beschikbaarheid en duurzaamheid". Zie WRR (1998).

⁸³ O.a. door het ex post karakter en door te lage IRR's, zie Eurelectric, 2011. Regulation for Smart Grids. Bij prestatie meting op basis van totex zijn de investeringen (capex) bovendien onderdeel van de prestatie meting. Dit heeft tot gevolg dat gereguleerde ondernemingen een risico dragen dat (investerings)kosten niet vergoed worden. Indien een bedrijf bovengemiddeld investeert en daarmee met haar kostenniveau boven het sectorgemiddelde uitkomt, worden niet (direct) alle kosten vergoed. Bovengemiddelde investeringsniveaus gaan in deze gevallen direct ten koste van de winst. Indien andere netbeheerders later soortgelijke investeringen doen, zal dit in theorie wel een voordeel opleveren voor de "first mover" indien zijn kostenniveau dan onder het gemiddelde komt. PWC (2009).

⁸⁴ De Nederlandse Energiekamer merkte daarbij op dat de (Nederlandse) netbeheerders voldoende winsten hebben behaald en voldoende middelen lijken te hebben om hun verwachte kosten (inclusief hun geplande investeringen) terug te verdienen, maar dat ze de neiging hebben om de gemaakte winsten (ook als deze het gevolg zijn van 'achterblijvende' investeringen) als dividend aan de aandeelhouders uit te keren, terwijl deze mogelijk nodig zijn om toekomstige investeringen te kunnen financieren. De Nederlandse Energiekamer merkte ook op dat de netbeheerders in de huidige tariefregulering worden vergoed voor het nemen van risico's: zij mogen de doelmatige kosten om energienetten te onderhouden en aan te leggen terugverdienen, en mogen hierop een redelijk rendement maken, in lijn met de door hen gelopen risico's. Een cruciale vraag is dan ook, gegeven het feit dat er altijd risico's zullen zijn, wie deze risico's draagt: de afnemers of de netbeheerders? Investeringsprojecten kenmerken zich door hun lange looptijd en grote onzekerheid. Door netbeheerders meer 'comfort' te geven, verdwijnt die onzekerheid bij de netbeheerders maar niet de onderliggende risico's. Die risico's komen dan bij iemand anders terecht.

kostenverhogende vervangings- of innovatieve investeringen doet⁸⁵. De traditionele regulering zou er ook toe leiden dat netwerkmonopolies weigerachtig staan om technologische risico's te nemen. Nieuwe (wenselijke) infrastructuur komt hierdoor te langzaam of niet tot stand⁸⁶.

Gelet op de geschetste ontwikkelingen, wordt in verschillende landen gewerkt of gedacht aan **nieuwe vormen van regulering** die netbeheerders meer stimuleert op kwaliteit en investeringen, zonder de voordelen van de huidige reguleringsmethodiek te ondergraven⁸⁷. De discussies over een nieuw kader voor investeringen zijn dus gericht op de vraag hoe de regulering moet gebeuren om een optimale balans te bereiken tussen kwaliteit van de netten (bv. leveringszekerheid), effectiviteit (vermijden dat er te weinig in de netten wordt geïnvesteerd) en efficiëntie (vermijden van niet nuttige investeringen en te dure netten) van investeringen⁸⁸.

Concreet gaat het dan – in aanvulling op eventuele bestaande mechanismen zoals bv. aansprakelijkheidsregels voor netbeheerders voor schade door storingen of onderbrekingen – om **bijkomende sturing** via indirecte instrumenten waaronder vergelijkende rapporten (comparative overviews publications), normen of regelgeving over het vereiste minimum dienstverleningsniveau waarbij het niet halen van het minimumniveau gesanctioneerd wordt met een boete, specifieke financieringsmechanismen om (innovatieve) investeringen aan te moedigen (standards), en zgn. **output- of prestatiegebaseerde tarifiering** voor de distributienettarieven in plaats van de huidige input- of kostengebaseerde tarifiering⁸⁹. Zulke outputtarifiering stelt nettarieven vast op basis van outputindicatoren en geeft zo netbeheerders financiële incentives om de kwaliteit van de dienstverlening en hun netten op peil te houden of te verhogen, terwijl de meeste bestaande tariefmethoden gebaseerd zijn op inputindicatoren zoals bewezen aanvaardbare kosten⁹⁰.

In tegenstelling tot de reeds besproken methoden van tariefregulering tracht output-georiënteerde tariefregulering rekening te houden met de **kwaliteit** van de stroomlevering, de veiligheid, de duurzaamheid en innovatie. In feite tracht men bij output-gebaseerde regulering de link tussen de kosten en de gereguleerde tarieven van de netbedrijven te verzwakken waarbij **financiële sancties en beloningen** worden gebruikt in functie van bepaalde criteria en streefdoelen inzake prestaties. Een bijkomend voordeel van performance-based of output-based regulering is de ontkoppeling van inkomsten en de verkoopvolume. Zowel bij price-cap regulering als bij cost-of-service regulering stijgen de inkomsten bij toenemende afgenomen kWh. Dit werkt energie-efficiëntie tegen⁹¹.

⁸⁵ Het doen van investeringen leidt immers tot hogere kosten, waardoor de productiviteit van de netbeheerder die als eerste investeert afneemt ten opzichte van de productiviteit van de andere netbeheerders. Dit heeft weer tot gevolg dat de gereguleerde inkomsten van de desbetreffende netbeheerder niet voldoende zijn om zijn kosten terug te verdienen. De facto zou dit inhouden dat investeren resulteert in een negatieve financiële prikkel via de maatstaf. Pas als alle netbeheerders deze investeringen (tegelijktijd) doorvoeren, neemt de maatstaf in zijn geheel toe en worden de kosten van de investeringen (op termijn) via de tarieven gedekt. Deze problematiek zou niet alleen leiden tot uitstel van (vervangings)investeringen, maar zou ook tot een negatieve prikkel leiden voor het innovatievermogen.

⁸⁶ Brest Jesse (2012). When the future attacks: how regulatory constraints could block utilities from their full potential.

⁸⁷ Zie voor meer toelichting over tariefreguleringsmethode het achtergrondrapport 1: concepten en methoden van marktregulering.

⁸⁸ Nederlandse Mededingingsautoriteit / Energiekamer (2009). Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer.

⁸⁹ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2010_07_tso_liability.pdf

⁹⁰ Florence School of Regulation & European University Institute, 2010. Smart regulation for smart grids. Policy brief.

⁹¹ Peter A. Bradford, September 2011. Performance-Based Regulation (PBR) in Theory and Practice. Vermont Law School.

Prestatiemetingen vereisen echter duidelijke objectieve indicatoren die enkel betrekking hebben op de nagestreefde doelstellingen, gezuiverd van externe effecten die buiten de wil van de netwerkmonopolist om plaatsvinden. De vereniging van Europese regulatoren (ACER/CEER) heeft meegedeeld⁹² dat ze **prestatie-indicatoren** zal ontwikkelen die de regulatoren moeten toelaten de vooruitgang inzake investeringen in slimme netten te meten. Bruikbare prestatie-indicatoren die een Europese benchmarking toelaten zijn echter moeilijk te ontwikkelen. Ze moeten zorgvuldig ontwikkeld worden en rekening houden met externe factoren zoals de historische evolutie van de netwerkinfrastructuur, de geografische locatie, rurale of stedelijke gebieden, etc.

In een (beperkt) aantal landen wordt vandaag reeds gewerkt met **aangepaste regulering**. Ondanks de moeilijkheidsgraad voor het ontwikkelen van de parameters, heeft men in **Italië** een voorstel van een beweging richting output-gebaseerde incentives onder consultatie.⁹³ In de **VS** gebruikt men in sommige gevallen de zogenaamde ‘performance based rate-making (PBR)’ wat in essentie neerkomt op een rate-of-return regulering met ‘revenu sharing’-mechanismen.⁹⁴

In **Nederland** is er een aanvullend kwaliteitsbeleid uitgewerkt (zie figuur) via regulering van het kwaliteitsresultaat (compensatieregeling en q-factor⁹⁵) en toezicht op kwaliteitsnormen en -processen (o.a. normstelling, de kwaliteits- en capaciteitsdocumenten, kwaliteitsbewakingssystemen⁹⁶). Er is tevens een afzonderlijke regeling voor de vergoeding van “aanmerkelijke investeringen”. Anders dan bij “gewone” investeringen beoordeelt de Energiekamer die vooraf op nut en noodzaak, waardoor de netbeheerder van tevoren zekerheid krijgt dat hij de investering in zijn tarieven zal mogen doorberekenen⁹⁷. Een tweede verschil met normale investeringen is dat die ook tussentijds tot tariefaanpassingen kunnen leiden. Bij gewone investeringen is dat pas in de volgende reguleringsperiode. Ook in Italië houdt de regulering via een q-factor rekening met de ‘kwaliteit van de dienstverlening’. Er ligt tevens een meer uitgewerkt voorstel van output-gebaseerde incentives voor consultatie voor⁹⁸. De regulator heeft daarnaast een competitieve procedure gestart om actieve-netwerkprojecten te stimuleren uitgevaardigd. De projecten moeten aangevuld worden met experimentele vraagsturingsmechanismen. De geselecteerde projecten krijgen een extra vergoeding (WACC) van 2% voor 12 jaar.

⁹² ERGEG/CEER, Position Paper on Smart Grids. 10 december 2009.

⁹³ Luca Lo Schiavo, et al., 2011. Changing the Regulation for Regulating the Change. Working Paper (46), The Center for Research on Energy and Environmental Economics and Policy at Bocconi University (IEFE).

⁹⁴ Pollitt, Dr. M.G., 2012. The future of regulation of energy network tariffs – visie van Dr. Pollitt. 7 september 2012.

⁹⁵ De compensatieregeling zorgt ervoor dat afnemers automatisch recht hebben op een vergoeding van de netbeheerder bij langdurige stroomuitval. De q-factor is een outputfactor voor de kwaliteit in de tariefregulering. De kwaliteit wordt gemeten via het aantal storingsminuten waarin de levering aan afnemers stilligt. Vervolgens berekent de Energiekamer een kwaliteitsprestatie per netbeheerder door de gemiddelde storingsduur voor alle netbeheerders als norm te nemen en de afwijking van de norm per netbeheerder te vermenigvuldigen met het aantal klanten van de netbeheerder en de compensatie per tijdseenheid van de storing (minuut of uur). Ook bij de q-factor wordt met andere woorden maatstafconcurrentie toegepast. Op grond van hun kwaliteitsprestaties zoals uitgedrukt in de q-factor krijgen de netwerkbedrijven een bonus of een aftrek in de voor hen toegelaten tariefinkomsten. De q-factor is dus mee bepalend voor de hoogte van de toegestane tariefinkomsten van de netbeheerders.

⁹⁶ Technische codes zijn voorschriften voor de inrichting en het beheer van het netwerk waaraan netbeheerders zich moeten houden. De kwaliteits- en capaciteitsdocumenten die netbeheerders moeten opstellen bevatten gegevens over de leeftijd en de conditie van de netten, een risicoanalyse en een beschrijving van het kwaliteitsbeheersingssysteem. Netwerkbedrijven worden met de verplichte opstelling van deze documenten gedwongen om de kwaliteit van hun netwerken te bewaken op basis van actuele gegevens en dus niet op basis van periodieke vervanging, zoals voorheen gebeurde.

⁹⁷ Voor welk bedrag hij dat zal mogen doen, wordt echter pas bepaald nadat de Energiekamer heeft beoordeeld of de investering op een efficiënte manier heeft plaatsgevonden.

⁹⁸ Luca Lo Schiavo, et al., 2011. Changing the Regulation for Regulating the Change. Working Paper (46), The Center for Research on Energy and Environmental Economics and Policy at Bocconi University (IEFE).

In het **Verenigd Koninkrijk** is er eveneens een output-georiënteerde regulering gericht op kwaliteit (storingen en onderbrekingen)⁹⁹ en gaat de regulator Ofgem meer in de richting van output-georiënteerde tariefregulering.¹⁰⁰ Er is daarnaast een Innovation Funding Incentive geïntroduceerd in 2005 dat toelaat dat tot 0.5% van het jaarlijkse inkomen wordt gespendeerd aan innovatie. Bovendien is in 2010 een Low Carbon Networks Fund opgezet dat 500 mio £ ter beschikking stelt gedurende de periode 2010-2015 voor het experimenteren met nieuwe initiatieven om het distributienet voor te bereiden op het verslimmen ervan¹⁰¹. De vereniging van Europese regulatoren (ACER/CEER) werkt aan prestatie-indicatoren die de regulatoren moeten toelaten de vooruitgang inzake investeringen in slimme netten te meten¹⁰².

Toch blijft er **discussie over de effectiviteit** van dergelijke regulering op de kwaliteit van de netten en op de investeringen. PWC deed in Nederland in opdracht van de Energiekamer van de NMa onderzoek naar de mate waarin de nadruk op (korte termijn) kostenefficiëntie binnen het reguleringskader een risico vormt op onderinvesteren door netbeheerders met negatieve gevolgen voor de kwaliteit en veiligheid van de netten op langere termijn. De studie is gebaseerd op indicatoren en op bevraging van de netbeheerders zelf¹⁰³. Ze vindt geen bewijs dat de prikkels voor kostenefficiëntie een negatieve invloed zou hebben gehad op de investeringen of kwaliteit van de netten. De regulering heeft hen wel gestimuleerd tot een efficiënter gebruik van het netwerk en de netonderdelen, en tot rationalisering van hun investeringsbeleid (invoering van risk-based asset management i.p.v. preventief of op basis van storingen). De studie vindt bovendien evenmin bewijs dat de financiële kwaliteitsprikkel (q-factor) een positieve invloed zou hebben gehad op de investeringen of de kwaliteiten van de netten. Dit zou te maken hebben met de geringe omvang van de q-factor in het reguleringskader. Hierdoor wordt de q-factor nauwelijks meegewogen bij investeringsbeslissingen. Andere factoren blijken veel belangrijker te zijn bij het nemen van investeringsbeslissingen (zie figuur). De belangrijkste drivers voor de afweging van investeringen van netbeheerders bleken (het behoud van) de kwaliteit en veiligheid van de netten, het wettelijke verplichte karakter van bepaalde investeringen en de totale investeringskosten. Dit zou samenhangen met de bedrijfswaarden van de netbeheerders waar borging van de kwaliteit en veiligheid als belangrijkste waarden naar voren komen, en met het gegeven bij investeringen de afdeling “asset management” in de leiding is. De financiële afdeling kijkt wel mee, maar dit is beperkt tot het challengen van de kosten, de inschatting t.o.v. het budget, en het in kaart brengen van aan te trekken kapitaal. Om die reden zouden *wettelijke vastgelegde kwaliteitsnormen*, kwaliteits- en capaciteitsdocumenten en de compensatieregeling beter werken. Die werken immers sterker door dan de q-factor.

⁹⁹ Eurelectric, 2011. Regulation for Smart Grids.

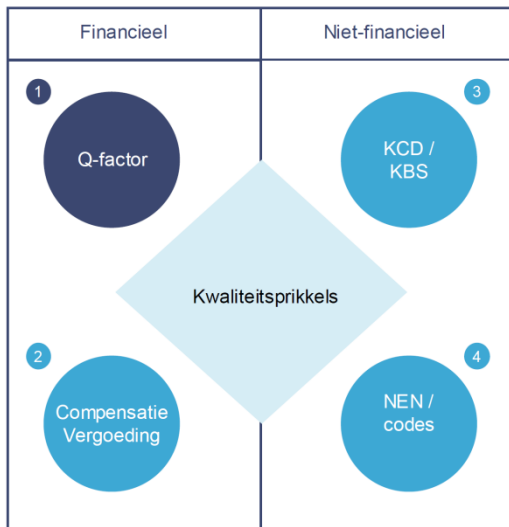
¹⁰⁰ Eurelectric, 2011. Regulation for Smart Grids. Ofgem wenst gebruik te maken van het zogenaamde “RIIO”-model dat staat voor “setting Revenue using Incentives to deliver Innovation and Outputs”. Het bevat drie basiselementen: Een ex-ante prijs controle dat de outputs waaraan de netbeheerders aan moeten voldoen en het inkomen dat ze mogen ontvangen ze op een efficiënte wijze uit te voeren vastlegt; De optie om infrastructuurprojecten door derden te laten realiseren; Een innovatie stimulus.

¹⁰¹ Eurelectric, 2011. Regulation for Smart Grids.

¹⁰² ERGEG/CEER, Position Paper on Smart Grids. 10 december 2009.

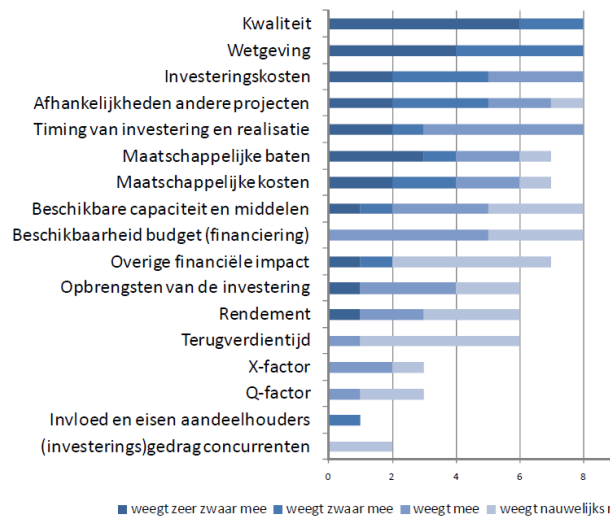
¹⁰³ De studie geeft zelf aan: “Ten aanzien van de uitspraken van de netbeheerders en de beantwoording van de vragenlijsten kan niet worden uitgesloten dat de antwoorden van de netbeheerders het resultaat zijn van strategisch gedrag. Hier bestaat het risico op sociaal wenselijke beantwoording: geen van de netbeheerders wil toegeven dat mogelijk essentiële investeringen niet gedaan worden, terwijl dit mogelijk wel het geval is”.

Aanvullend kwaliteitsbeleid in Nederland



- Kwaliteitsmaatregel gehanteerd voor zowel E als G netwerken
- Kwaliteitsmaatregel uitsluitend gehanteerd voor E netwerk

Factoren die de afweging van investeringen van netbeheerders in Nederland bepalen¹⁰⁴



Q-factor en kwaliteitsregulering¹⁰⁵

Wanneer de focus te sterk ligt op kostenbesparingen (en daar ook vergoedingen aan gekoppeld zijn), investeringen in kwaliteit niet beloond worden en wanprestaties inzake kwaliteit niet bestraft worden kan het risico ontstaan dat teveel op kwaliteit bezuinigd wordt. Er zijn verschillende manieren om het risico op onder-investeringen en kwaliteitsverlies te reduceren. Een aantal mogelijkheden¹⁰⁶ zijn:

- Het openbaar maken van kwaliteitsprestaties;
- Boetes of aanpassen van het prijsplafond (Q-factor);
- Compensatieregeling voor de afnemers;
- Minimale kwaliteitsstandaarden.

De eerstgenoemde mogelijkheid heeft enkel zin als afnemers ook van aanbieder kunnen veranderen, wat vaak niet het geval is bij distributienetbeheerders. Compensatieregelingen kunnen bijvoorbeeld uitbetaald worden wanneer afnemers een stroomonderbreking van een bepaalde duur ondervindt. Compensatieregelingen kunnen ook bestaan naast andere kwaliteitsreguleringen.

Kwaliteit kan ook geregeld worden door de zogenaamde **Q-factor**. Hierbij wordt de kwaliteit van de dienstverlening (bv. minder en/of kortere stroomonderbrekingen) gemeten en beloond of bestraft. Indien de kwaliteitsprestaties hoger liggen dan de maatstaf mag de netbeheerder hogere tarieven aanrekenen. In het andere geval moet de netbeheerder lagere of gelijkblijvende tarieven aanrekenen en de kosten zelf te absorberen. De 'Q'-factor wordt dan als correctiefactor in de formule van de tariefmethode toegevoegd.

De Q-factor wordt onder andere in Nederland, Italië, Noorwegen, het VK en de VS

¹⁰⁴ Price Waterhouse Coopers (2009). Investerings in energienetwerken onder druk? Een beoordeling van het reguleringskader. Oktober 2009.

¹⁰⁵ Tieben, B., en Poort, J., 2008. Van maatstaf naar maatwerk: toekomstvisie reguleringskader netwerkbedrijven elektriciteit en gas. SEO Economisch Onderzoek. In opdracht van NMa Energiekamer, Amsterdam.

¹⁰⁶ Rovizzi and Thompson, 1995. The regulation of product quality in the public utilities. The regulatory challenge. M. Bishop, J. Kay and C. Mayer. Oxford, Oxford University press.

gebruikt. Het gebruik van de Q-factor zou de kwaliteit van de Engelse distributienetten hebben verbeterd.¹⁰⁷ Een nadeel van de Q-factor is dat de benadeelde geen rechtstreeks voordeel ondervindt. Bij afnemende kwaliteit zullen namelijk alle afnemers aangesloten op het netwerk kunnen genieten van een lager tarief, ook wanneer ze bijvoorbeeld geen stroomonderbrekingen hebben ervaren. Een combinatie met compensatieregelingen kan hier een oplossing bieden.

Veel gebruikte kwaliteitsindicatoren zijn de SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) en SAIDI (System Average Interruption Duration Index) normen. SAIFI meet de frequentie van de onderbrekingen op het net en berekent het gemiddelde aantal onderbrekingen per consument per jaar. SAIDI geeft de gemiddelde duur van alle onderbrekingen per consument per jaar.¹⁰⁸

6 Tariefregulering in het licht van enkele marktontwikkelingen

6.1 Technologische innovatie en verslimming van netten

Een ander belangrijk aspect, is het stimuleren van **innovatie** in de netinvesteringen o.a. in het digitaliseren en flexibiliseren van het net.

Nieuwe incentivemechanismen die met al het bovenstaande rekening houden zijn zowel voor zowel de netwerkmonopolies als de netgebruikers nodig¹⁰⁹. Dit komt omdat de kosten voor de netbeheerders wellicht stijgen door de integratie van decentrale opwekking, vraagsturing, opslag en grootschalige HE-opwekking. Vooral operationele kosten van het systeem en kosten gerelateerd aan de kwaliteit van de dienstverlening zullen stijgen. De netwerkmonopolies zullen echter niet geneigd zijn grote investeringen te doen als ze niet verzekerd zijn van een aangepaste vergoeding. Dit terwijl anderzijds meer decentrale opwekking en demand response mechanismen er juist voor zullen zorgen dat de afgenomen hoeveelheid stroom van het net zal minderen waardoor inkomsten wellicht zullen krimpen (tenzij de tarieven stijgen of de tariefstructuur aangepast wordt, cf. infra). Verder zijn er de afruilen waarbij een te sterk op 'incentives'-gebaseerde regulering ervoor kan zorgen dat noodzakelijke investeringen in het net uitblijven, zelfs onder de 'fit and forget' investeringsstrategie. Het is dan een moeilijke zaak om als netbeheerder te investeren in innovatie. De **regulator**, en in het verlengde ook de regelgeving, kan hierin een sturende rol spelen, o.a. d.m.v. de tariefmethodologie en de beoordelingscriteria voor de investeringen van de netbeheerders.

Meer en meer is de boodschap dat het **traditioneel reguleringsbeleid** niet goed meer toegepast kan worden in een sector die, gegeven de verwachte evoluties en trends, omgevormd zal worden door grote technologische veranderingen.

Activa voor slimme netten verschillen op diverse vlakken van de klassieke kapitaalinvesteringen van de netbeheerders.

¹⁰⁷ Jamasb, T. and M. Pollitt, 2007. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons learned of experience from Britain. Energy Policy, 35 (12): 6163-6187.

¹⁰⁸ ERO [Energy Regulatory Office] (2009), Final Report of the Energy Regulatory Office on the regulatory methodology for the third regulatory period, including the key parameters of the regulatory formula and pricing in the electricity and gas industries, December 2009, Prague. Available at: http://www.ero.cz/user_data/files/prezentace_III_RO/3_RP_Metodology.pdf

¹⁰⁹ Florence School of Regulation & European University Institute, 2010. Smart regulation for smart grids. Policy brief.

- De **levensduur** van de klassieke activa bedraagt **decennia** terwijl de hedendaagse **digitale toestellen** een levensduur hebben in termen van **jaren**.
- De investering **optioneel** en in het algemeen **niet gebonden** aan **onmiddellijke noden**. Historisch gezien zijn investeringen in netinfrastructuur eenvoudig te reguleren en werden ze gevoed door een noodzaak om te investeren ten gevolge van veranderende vraag en/of verouderde infrastructuur. Investerings in het verslimmen van het net worden vaak beschouwd als niet noodzakelijk en additioneel.
- De gecreëerde **waarde** is **sterk variabel** en bijna volledig afhankelijk van de acties die de netbeheerder neemt gedurende het ontwerp, de implementatie en de optimalisatie fases. Kapitaalinvesteringen op zich maken het net niet slimmer. Het is de manier waarop de netbeheerders de data, capaciteit en mogelijkheden van het 'slim' net gebruiken dat de toegevoegde waarde bepaalt. Hierdoor zou een **'performance-based' regulering** (cf. infra) de netbeheerder sterker motiveren om het net intelligent en flexibel te gebruiken.¹¹⁰

Een **goed reguleringskader** moet verder ook incentives geven voor **O&O-investeringen** in het net. De huidige in de regelgeving vastgelegde taken en bijbehorende tariefstructuur geeft de netbeheerders zouden geen grote prikkels bevatten om te investeren in het verslimmen van het net.¹¹¹ Netbeheerders opereren in sterk gereguleerde markten waardoor ze weinig stimulans hebben om te investeren in innovatie, zeker niet in O&O van technologieën met een onzekere uitkomst. Regulators leggen tarieven vaak vast op basis van kosten, niet op basis van grote investeringen in technologische innovatie. De Europese Commissie tracht veranderingen in de regulering te bewerkstelligen zodoende dat de verslimming van de netten te stimuleren maar geeft toe dat het proces traag is.

Ook de **financiële context** is dermate geëvolueerd dat de netbeheerders toenemende moeilijkheden ondervinden om zich van de financieringsbronnen aan redelijke kosten te verzekeren¹¹², hoewel dit niet voor alle netbeheerders blijkt te gelden¹¹³. Wat men bovendien investeert in het 'verslimmen' van het net kan men niet elders in de (steeds meer verouderende) infrastructuur investeren.

Verder stimuleert de huidige economische regulering in het algemeen volgens Eurelectric¹¹⁴, de Europese koepelvereniging van de elektriciteitsindustrie, geen investeringen in het distributienet, dus ook niet in het digitaliseren en het verslimmen van het net. De organisatie stelt dat investeringen in het distributienet in Europa moeten gestimuleerd worden door de nationale energieregulators.

Het traditionele denkkader slaagt er vaak niet in om netwerkmonopolies van **incentives** te voorzien om **technologische risico's** te nemen. Soms wordt zelfs in tegendeel het nemen van risico's afgestraft.¹¹⁵

Eurelectric concludeert bovendien op basis van een bevraging¹¹⁶ dat enerzijds **suboptimale ROI's** (return on investment) en **instabiliteit inzake regulering** de investeringen in het

¹¹⁰ Alvarez Paul, 2012. Smart grid regulation: why we should switch to performance based regulation. Smart grids new.com, 16 augustus 2012. http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Business_Policy_Regulation/Smart-grid-regulation-Why-we-should-switch-to-performance-based-regulation-5051-page2.html

¹¹¹ Universiteit Utrecht et al., 7 februari 2013. Rendement Smart grid voor iedereen. Universiteit Utrecht, KEMA, Ecofys, Stedin. Utrecht, Nederland.

¹¹² BRUGEL, 2012. Advies betreffende de invoering van intelligente meetsystemen. 20 april 2012.

¹¹³ Zo heeft Infrax met succes een eerste obligatielening ter waarde van 250 mio euro geplaatst. (persbericht infrax 5 november 2013).

¹¹⁴ Eurelectric, februari 2011. Regulation for Smart Grids.

¹¹⁵ Brest Jesse, 2012. When the future attacks: how regulatory constraints could block utilities from their full potential.

¹¹⁶ In het rapport (cfr. vorige voetnoot) verwerkt Eurelectric de bevindingen van een enquête uitgevoerd in een 16-tal Europese landen inzake de regulering voor slimme netten samen met een aantal aanbevelingen. België is niet mee bevraged in de enquête.

verslimmen van netten hinderen. Er zijn drie hoofdzaken die de huidige stand van zaken over de stabiliteit bepalen: de *wettelijke basis* (duidelijke regels en mandaten), de *eenvoud van het begrip van de reguleringsmethodes* (bijv. benchmarking) en de *stabiliteit van de reguleringssysteem* (verwijzend naar het aantal en de frequentie van wijzigingen).

Anderzijds zouden **energieregulatoren** er een te **beperkte visie** op na houden wanneer ze kosten-efficiëntie bij de netbeheerders evalueren waardoor ze uitgaven voor O&O of pilootprojecten inzake slimme netten afstraffen en de business-as-usual uitgavepatronen aanmoedigen. Zo worden netbeheerder vandaag te vaak aangemoedigd enkel de kostenefficiëntie te verbeteren door de operationele kosten te beperken. Een voorbeeld is het feit dat energieregulatoren in een aantal EU landen investeringen in slimme netten niet erkennen in de RAB (Regulatory Asset Base) waardoor netbeheerders zich geremd zouden voelen om te investeren hierin te investeren.

Bovendien worden **benchmarking** methodes gebruikt die niet (voldoende) aangepast worden aan de **nieuwe uitdagingen** waardoor investeringen naar aanleiding van het verslimmen van het net niet aanvaard worden als efficiënte kosten. De Finse regulator evalueert bijvoorbeeld de investeringskosten ten aanzien van slimme netten als alle andere investeringen via de standaard kostencatalogus. Dit terwijl de componenten noodzakelijk voor een slim net duurder zijn dan gebruikelijke componenten. Het bal ligt in dergelijke gevallen grotendeels in de kamp van de regulator om te bepalen of er al dan niet geïnvesteerd wordt in de verslimming van het net.

Naast het feit dat de investeringen over het algemeen duur zijn en een onzekere uitkomst hebben lijken de **tarifaire periodes** een bijkomend element te zijn dat innovatie in het distributienet **bemoeilijkt**. Deze periodes zijn over het algemeen niet langer dan 5 jaar zodat er meestal niet voldoende tijd is om O&O uitgaven terug te verdienen in efficiëntie op korte termijn. Er zijn dus reguleringsmechanismen nodig die innovatie aanmoedigen over de verschillende tarifaire periodes heen.¹¹⁷

Innovatie stimuleren kan zowel via *input incentives* als via *output incentives*. In het eerste geval kunnen O&O investeringen en uitgaven bijvoorbeeld in het RAB (regulated asset base, gereguleerd actief) opgenomen worden als afzonderlijk item met een hogere toegestane rendement. In het tweede geval kunnen DNB's incentives krijgen door goed te scoren op bepaalde prestatie-indicatoren zoals de kwaliteit en verminderde energieverliezen.

Van de door Eurelectric bevroegde landen zijn er ook goede voorbeelden, met name: het **Verenigd Koninkrijk** en **Italië**. Beide landen gebruiken een alternatieve methode die netbeheerders moet toestaan meer te investeren in innovatie (zie bijlage).

6.2 Sterke groei van decentrale opwekking

Een andere relevante ontwikkeling heeft te maken met de sterke groei van de decentrale opwekking, die op dit moment al consequenties heeft voor het netbeheer en nieuwe vraagstukken en discussies oplevert voor de (prijs)regulering.

Door het wettelijk aansluitingsrecht voor hernieuwbare energie moeten netbeheerders hun netten dusdanig uitbouwen of versterken dat zij elke aanvraag voor een productie-installatie met hernieuwbare energie kunnen inwilligen. Als investeringen in productie-installaties dan om het even waar gebeuren - bij gebrek aan ruimtelijke energieplanning en investeerders in hernieuwbare energie slechts een deel van de kosten van de netaanpassingen die zij veroorzaken moeten betalen - kunnen de kosten (en nettarieven) zeer hoog oplopen zonder

¹¹⁷ Cossent et al., 2009. Towards a future with a large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. Energy Policy (37) 1145-1155.

dat de maatschappelijke baten-kosten verhouding positief is¹¹⁸. Dit kan leiden tot het solidariseren van onverantwoorde kosten van netaanpassingen, die grotendeels worden doorgerekend in de nettarieven ongeacht de vraag of de meest efficiënte keuzes gemaakt werden. Zgn. **locational pricing** kan voor netbeheerders een belangrijk mechanisme zijn om de kosten van netaanpassingen te bewaken en te richten op plaatsen waar aansluitingen het meest waardevol zijn (cf. supra onder tariefstructuur).

Doordat decentrale opwekkers slechts een deel moeten betalen van de kosten voor de netaansluiting, kan bovendien een situatie ontstaan dat investeringen in netwerkactiva ten behoeve van aansluiting van decentrale opwekking na verloop van tijd **stranded assets** worden omdat de investeringshorizon van decentrale opwekkers aanzienlijk korter is dan die van netbeheerders (ongeveer 10 jaar versus 50 jaar)¹¹⁹. Het gevolg is dat de productiviteit van de netbeheerder verder omlaag gaat en zijn gereguleerde inkomsten mogelijk niet toereikend zijn om zijn kosten te dekken¹²⁰.

Verder wordt in sommige regio's meer decentrale capaciteit bijgebouwd dan in andere regio's. Hierdoor ontstaat een **regionaal onevenredige lastenverdeling** tussen netbeheerders en eindklanten om een regionale of landelijke doelstelling voor hernieuwbare energie te realiseren (cf. supra onder solidarisering netkosten).

Een sterke groei van decentrale opwekking wakkert ook de discussie aan over de meest gepaste **financieringswijze** van de netten. De nettarieven worden aangerekend op de verbruiken via de netten. Het verbruik via de netten daalt doordat er meer zelfproducenten komen en doordat bedrijven aansluiten op een lokaal distributienet of privénet. Zo zullen eigenaars van een hernieuwbare energie-installatie niet of minder meebetalen. Deze lagere lasten voor bijvoorbeeld eigenaars voor hernieuwbare energie-installaties zullen anderen aanzetten om ook zo'n hernieuwbare energie-installatie te plaatsen. De kans bestaat dat op termijn enkel nog degenen die om financiële of technische redenen geen hernieuwbare energie-installatie kunnen plaatsen bijdragen aan de financiering. De gangbare financiering via de elektriciteitsstarieven komt dus onder druk omdat de financieringsbasis krimpt door het groeiend aantal zelfproducenten en prosumenten, terwijl de kosten toenemen (cf. openbare dienstverplichtingen, netinvesteringen...). Hierdoor wordt de huidige financieringswijze op termijn onhoudbaar aangezien een groeiend aantal verbruikers niet meebetalen aan de stijgende kosten. In deze context hebben SERV en Minaraad al herhaaldelijk gevraagd naar een debat en toekomstvisie over de financiering, waarbij verschillende opties worden bekeken (bv. een alternatieve doorrekeningswijze via de nettarieven en/of de elektriciteitsstarieven en alternatieve financieringsmethoden zoals de opbrengst van de veiling van emissierechten, financiering uit algemene middelen of een aanvullende, al dan niet gedeeltelijke, financiering vanuit publieke middelen (cf. voorbeeld REG¹²¹), een aanpassing van de nettarieven door invoering van een specifieke vergoeding op basis van het afgenomen piekvermogen¹²², PPS-constructies (bv. voor investeringen in balancing, netexpansie, HVDC, import/export, warmtenetten, smart grids, oplaadsystemen voor elektrische auto's...) enz.

¹¹⁸ In deze context pleitte de Nederlandse Energiekamer tevens voor een vermaatschappelijking' van besluitvorming bij grootschalige investeringen in de elektriciteitsnetten: "Het is wenselijk dat de 'externe' maatschappelijke baten van investeringen worden meegewogen bij de bedrijfseconomische beslissing van netbeheerders om te investeren.

¹¹⁹ Nederlandse Mededingingsautoriteit / Energiekamer (2009). Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer.

¹²⁰ Dit risico is ook aanwezig bij opwekking via grootschalige productie-eenheden, zij het in mindere mate doordat de levensduur van de op dit niveau aangesloten productiecapaciteit aanzienlijk langer is.

¹²¹ Zie SERV/Minaraad. Advies van 5 juli 2011 over de REG-openbare dienstverplichtingen.

¹²² Zulke netvergoeding werd aangekondigd door de Vlaamse regering in het kader van de hervorming van het GSC-systeem, en werd intussen door de CREG goedgekeurd.

6.3 Lokale en autonome netten en directe lijnen

Het aantal lokale en autonome netten en het gebruik van 'directe lijnen' kan toenemen gegeven de steeds toenemende decentrale energieopwekking, hoewel het beleid dit eerder blijkt tegen te werken. Voorbeelden zijn de ontwikkeling van lokale virtuele centrales en microgrids (cf. infra). Lokale autonome netten en directe lijnen vallen vandaag buiten het klassieke distributienet zodat de afnemers op deze netten geen distributietarieven aan de distributienetbeheerder dienen te betalen. Dit heeft in de huidige situatie gevolgen voor de financiering van het netbeheer en de netinvesteringen. De stroomstromen over deze lijnen vallen in principe niet onder het beheer van de distributienetbeheerder die daar dan ook geen tarieven voor kan aanrekenen.

6.4 Netintegratie op Europees niveau

Nog een relevante ontwikkeling is de **internationalisering** van de elektriciteitsnetwerken. Het Europese elektriciteitsnet is in toenemende mate geïntegreerd, en het Europese niveau vormt op termijn omwille van comparatieve en schaalvoordelen wellicht de noodzakelijke schaal om hernieuwbare energie meer optimaal in te passen in het energiesysteem (cf. interconnectiemogelijkheden, supergrid; opvang intermittentie, transport over grotere afstanden...). De Europese Commissie heeft dan ook voorstellen geformuleerd voor een trans-Europese energie-infrastructuur¹²³. Een belangrijke constatering is echter dat de nationale blik van toezichthouders verhindert dat **internationale effecten** worden meegewogen bij het nemen van investeringsbeslissingen. Dit heeft suboptimale investeringen in het (internationale) netwerk tot gevolg, hetgeen weer hogere (inefficiënte) kosten met zich meebrengt. Intensivering van de internationale samenwerking tussen regulatoren is dus vereist.

6.5 Grootschalige netinvesteringen

Er lijkt een discrepantie te zitten tussen het perspectief van een afzonderlijke netbeheerder en het maatschappelijke perspectief op investeringsbeslissingen in de netten.

Een netbeheerder zal finaal op bedrijfseconomische gronden beslissen of, en zo ja voor welk bedrag, hij gaat investeren. Dit kan ertoe leiden dat een bepaalde investering voor een netbeheerder bedrijfseconomisch ongunstig uitpakt, en dus dat niet geïnvesteerd wordt, terwijl deze investering grote maatschappelijke baten kan hebben (of omgekeerd¹²⁴). Bovendien wordt vastgesteld dat de noodzaak van investeringen in de infrastructuur niet of nauwelijks projectgewijs worden beoordeeld door de vaak lange periode (dertig jaar of meer) waarin de investeringen hun baten moeten opleveren en veel baten (zoals voorzieningszekerheid of het bevorderen van de transitie naar meer duurzame energiesystemen) moeilijk exact becijferbaar zijn. Het beoordelen van een investering in de energieinfrastructuur is dan ook veelal niet terug te brengen tot een 'harde' businesscase, maar vinden in meer of mindere mate hun rechtvaardiging in een **visie** op de **langetermijnbehoefte aan infrastructuur**. Of, hoe en op welke behoeften de netbeheerders zullen inspelen (zal die netaansluitingen, netaanpassingen, netuitbreidingen... realiseren of

¹²³ Zo publiceerde de Europese Commissie op 19 oktober 2011 een "voorstel voor een verordening voor het Europees parlement en de Raad betreffende richtsnoeren voor de trans-Europese energie-infrastructuur" (COM (2011) 658). Het Europees Parlement keurde op 12 maart 2013 de verordening over de richtsnoeren voor trans-Europese energie-infrastructuur goed en de Raad keurde de verordening op 15 maart 2013 goed. Zie voor meer informatie:

http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/2020_en.htm

¹²⁴ Cf. de discussie omtrent slimme meters. Zie de SERV-adviezen terzake uit 2011 en 2012.

niet, in welke mate en aan welke voorwaarden?) moet dus in grote mate mee gestuurd worden door de overheid.

Regulering door de regulator is daarbij niet voldoende. Verschillende instanties hebben de afgelopen jaren gepleit voor een ‘vermaatschappelijking’ van het beslissingsproces van grootschalige netinvesteringen¹²⁵. Maatschappelijke aspecten zouden meer in de besluitvorming van investeringen tot uiting moeten komen, hetgeen ruimte voor maatschappelijke inbreng en discussie en een rol voor de politiek betekent. De reden is dat beslissingen over netten en investeringsplannen in netten in zeer belangrijke mate de toekomstige ontwikkeling van het energiesysteem bepalen en een enorme economische, sociale en ecologische impact kunnen hebben. Dit vergt **maatschappelijke keuzes** die niet aan de netbeheerders en de regulator alleen kunnen worden overgelaten¹²⁶.

De Nederlandse Energieraad stelde in dat verband een werkwijze in drie stappen voor¹²⁷. De eerste stap is het beoordelen van het maatschappelijk nut en de noodzaak van de investering op basis van een visie op langere termijn over de publieke infrastructuur. De ontwikkelde visie zou vastgelegd worden in een Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas, dat het toegestane kader vormt voor de gereguleerde investeringen van de netwerkbedrijven¹²⁸. Dit opmaak van zo'n plan is volgens de Energieraad geen taak van de regulator, maar van het ministerie bevoegd voor energie, dat bij het ontwikkelen van de visie de belanghebbenden zou moeten betrekken en ondersteund zou moeten worden door een adviesorgaan van onafhankelijke deskundigen. De tweede stap is de vaststelling of een investering in infrastructuur voor eigen rekening en risico van de investeerder kan worden gerealiseerd of dat de kosten hiervan geheel of gedeeltelijk moeten worden gesocialiseerd. De laatste stap is een werkbare toetsing of regulering van de efficiëntie van deze laatste investeringen, waarbij de met deze investeringen samenhangende lasten gedekt worden door de toegestane tarieven van de netwerkbedrijven.

¹²⁵ Zie Nederlandse Mededingingsautoriteit / Energiekamer (2009). Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer; Algemene Rekenkamer (2009) Tariefregulering netbeheer. Tweede Kamer, vergaderjaar 2008-2009, 31 901 nrs. 1-2; SERV/Mineraad. Advies Hernieuwbare energie Brussel, SERV, 16 november 2011 Brussel, Mineraad, 17 november 2011

¹²⁶ De NMa wees er in dat verband op dat tariefregulering verschilt van het algemene ex-post-mededingingsrecht. “De voornaamste belangen die de Energiekamer met het onafhankelijke toezicht moet waarborgen zijn efficiëntie en hoogwaardige kwaliteit van het netbeheer. Echter, in toenemende mate zijn met de regulering ook beleidsdoelen gemoeid zoals de betaalbaarheid van energie, duurzaamheid en leveringszekerheid op de lange termijn. Juist als er afwegingen moeten worden gemaakt tussen deze belangen – die niet altijd met elkaar stroken – is het zaak dat de minister daar verantwoordelijkheid voor neemt. Dit gegeven zal er in de praktijk toe leiden dat de grens tussen het beleidsdomein van de minister en het domein van het onafhankelijke sectorspecifieke toezicht van de NMa anders ligt dan bijvoorbeeld bij het algemene ex-postmededingingstoezicht”.

¹²⁷ EnergieRaad (2009). De ruggengraat van de energievoorziening. Advies Energieraad over de energie-infrastructuur, augustus 2009.

¹²⁸ “In dit plan worden de investeringen in infrastructuur voor de komende tien jaar geschetst voor de gereguleerde investeringen, dat wil zeggen de investeringen waarvan de kosten gesocialiseerd dienen te worden. Het plan geeft de ontsluiting aan van de locaties voor centrale en decentrale opwekking van elektriciteit, respectievelijk voor de aanvoer en opslag van gas. In het plan worden de doelstellingen van het nationale energiebeleid afgewogen tegen de gevolgen hiervan voor de noodzakelijke infrastructuur. Deze afweging vereist ook een globale schatting van de hieruit voortvloeiende investeringen en de gevolgen hiervan voor de tarieven voor de gebruikers van de infrastructuur. Het Infrastructuurplan Elektriciteit en Gas levert een helder kader voor de investeringen in de infrastructuur. Indien daarnaast de zekerheid bestaat dat de kapitaalslasten van de hiermee gemoeide investeringen gedekt worden ontstaat een stimulerend investeringsklimaat.”

7 Bij wijze van conclusie

Nettarieven geven vorm aan het netbeheer en kunnen zowel de netbeheerder als de gebruikers van het net (zowel afname als injectie) sturen in hun gedrag en gebruik van het net. Zowel de tariefmethode als de hoogte van de tarieven als de structuur van de tarieven zijn daarbij van belang.

Hier speelt de **regulator** een belangrijke rol. Tariefregulering kan in principe gebeuren op verschillende **niveaus** (aansluitingen, tariefniveau, tariefstructuur...), via verschillende **methoden** (rate of return, price-cap...) en vanuit meerdere **doelstellingen** (bv. tegengaan van monopolietarieven en marktmisbruik, stimulering van efficiëntie, sturing van investeringen, sociale rechtvaardigheid...) waarbij elk keuze voor- en nadelen kent. De liberalisering van de energiemarkt is nog relatief jong in Europa waardoor veel lidstaten de optimale tariefmethodes trachten te vinden in een onzekere en sterk wijzigende energiëleidschap.

De onderstaande tabel tracht een aantal discussiepunten over de aard en de rol van distributienettarieven op te lijsten.

Discussies over de aard en rol van nettarieven

Rol van nettarieven in financiering van ... (versus andere financieringsmogelijkheden)

- ▀ energiebeleid (ODV inzake groene stroom, WKK, sociale ODV, REG-ODV, ...)
- ▀ netinvesteringen
- ▀ gemeenten

Rol van nettarieven in sturing van ... (versus andere sturingsmogelijkheden)

- ▀ netinvesteringen en kwaliteit
- ▀ netbeheer
- ▀ energiegebruik, netgebruik, ...

Differentiatie van tarieven?

- ▀ Uniform tarief – diverse tarieven (sturing via tarieven) – deels geharmoniseerde tarieven (bv. ODV)?
- ▀ Ruimtelijke differentiatie/solidarisering?
- ▀ Sociale differentiatie/solidarisering?
- ▀ Differentiatie bedrijven/gezinnen, consumenten/prosumenten?
- ▀ Progressief/degressief karakter van tarieven?

Mogelijkheden tot beperking van de hoogte van de nettarieven?

- ▀ Efficiëntiewinsten bij beheersbare kosten (aard, omvang)?
- ▀ Efficiëntiewinsten bij niet-beheersbare kosten (ODV's)?
- ▀ Aanvaardbaarheid diverse kostencomponenten?
- ▀ (Tijdelijke) bevriezing? Maximumtarieven?
- ▀ Onderscheid gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten

Timing van doorrekening van kosten?

- ▀ Meerjarentarieven?
- ▀ Doorschuiving kosten naar toekomst, ...?

In principe zijn nettarieven de enige inkomstenbronnen voor de netbeheerders ter financiering van hun kosten. Gegeven de monopolie karakter van het netbeheer dient de regulator erop te waken dat geen excessieve winsten worden gerealiseerd. Er wordt wel een billijke vergoeding toegelaten voor de kapitaalvergoeding. De **nettarieven** moeten dus **kostendekkend** zijn voor de netbeheerder.

De overheid kan echter bijkomende verplichtingen opleggen aan de netbeheerder die geen rechtstreeks verband houden met het uitbaten, onderhouden en beheren van het net. Zo legt de Vlaamse overheid ecologische en sociale **openbare dienstverplichtingen** op aan de netbeheerder die eveneens worden gefinancierd via de nettarieven. Aangezien dit een uitvoerende taak betreft waar de netbeheerder de hoogte van kosten niet kan beïnvloeden spreekt men van niet-beheersbare kosten.

De keuze om de financiering via de distributienettarieven te organiseren heeft bepaalde gevolgen, zoals de verdeling van de lasten over de verschillende afnemers. Zo kan gedacht worden aan de cascade-werking en de kWh-basis van de nettarieven. Sociaal en ecologisch energiebeleid (vandaag via ODV's gefinancierd) kunnen ook via **alternatief systeem gefinancierd** worden, zoals heffingen, taksen, toeslagen of bijdragen. Een van de voordelen om te werken met een toeslag of heffing voor de ODV's is dat deze dan niet onderworpen worden aan de BTW-tarief van 21%.

De financiering via ODV's, als onbeheersbare kosten voor de DNB's, brengt vraagstukken inzake een ruimtelijke differentiatie met zich mee. De kosten worden veroorzaakt door het Vlaamse beleid en dragen niet bij tot de responsabilisering van de netbeheerders waardoor een **solidarisering** over alle netbeheerders maatschappelijk rechtvaardiger kan blijken (cf. supra).

De **tariefstructuur en methode** zijn ook bepalend voor de **sturing** van de **netinvesteringen** en het **netgebruik**. De tarieven en de tariefstructuur moeten de netbeheerders prikkels tot investeren in de netinfrastructuur bevatten. Het uitbouwen van het net kan echter op verschillende wijzen waarbij een andere aanpak en een andere tariefstructuur nodig is (cf. supra).

Steeds vaker en in de meeste lidstaten tracht de regulator de netbeheerders te stimuleren **kosten-efficiënt** te werken. Hiervoor kunnen verschillende tariefmethodes gebruikt worden (cfr. infra). Efficiëntie kan echter enkel gerealiseerd worden op de beheersbare¹²⁹ kosten en er moet sterk gewaakt worden op verlies van **kwaliteit in de dienstverlening** alsook het wegvallen van **incentives voor investeringen in innovatie en proefprojecten**.

Het toepassen van benchmarking vereist vaak ook **meerjarentarieven** om de netbeheerder de ruimte te geven besparingen (en eventueel bijkomende vergoedingen) te realiseren over de verschillende jaren. Meerjarentarieven heeft ook het bijkomende voordeel dat ze zorgen voor stabiliteit. Een te korte tarifaire periode (periode waarbij de tarieven vastliggen) kan te kort blijken om efficiënte operationele- en investeringskosten te realiseren terwijl lange tarifaire periodes kunnen zorgen voor tariefschokken tussen tarifaire periodes. Ook kan gedacht worden aan een opsplitsing van de tarieven, één gedeelte dat ex-ante vastligt voor de tarifaire periode en een gedeelte dat jaarlijks ex-post wordt aangepast.

De traditionele tarifiering lijkt ook niet voorzien op de verwachte **veranderingen in het energielandschap**. In het kader van de trend van de stijgende decentrale en hernieuwbare energieopwekking stelt een THINK-rapport bijvoorbeeld dat bestaande regelgeving wellicht aan herziening toe is. Hiervoor moeten zowel de **tariefmethodologie** als de **tariefstructuur hervormd** worden. Zo'n hervorming heeft enerzijds als doel om de distributienetbeheerders van voldoende vergoedingen te voorzien om het beheer van en de investeringen in het net mogelijk te maken terwijl het anderzijds zowel de investeringen in decentrale productie alsook het netgebruik kan sturen in het kader van de flexibilisering van het net. De verschillende doelstellingen zijn sterk afhankelijk van elkaar. Toegelaten inkomsten

¹²⁹ Volgens Infrac maken lonen (personeel) ongeveer de helft uit van de beheersbare kosten. Indien tevens rekening wordt gehouden met aanbestedingen stijgt dit aandeel zelf tot ongeveer 70%. Het aandeel van de beheersbare kosten in de totale kosten zou volgens Infrac 16% uitmaken (voor het deel elektriciteit).

beïnvloeden de structuur en hoogte van de tarieven terwijl de tariefstructuur de energiemarktwerking sterk beïnvloedt.

8 Bijlage: voorbeelden van tariefregulering in andere landen

8.1 Situering

In verschillende Europese landen hanteert men verschillende reguleringsmechanismen voor de transmissie- en distributietarieven.

De **tabel achteraan deze bijlage** geeft een kort **overzicht** van de reguleringsmechanismen (situatie in 2011¹³⁰) in een aantal Europese landen, alsook de duur van de regulatoire/tarifaire periode. De meeste landen passen de 'revenu cap' regulering (cf. supra) of een hybride vorm daarvan toe, al dan niet met investeringsdoelstellingen. Zo past Noorwegen de 'revenu cap' regulering toe voor 40% van de kosten terwijl de overige 60% van de kosten onder 'yardstick' methodes valt.¹³¹

Benchmarking is vooral van belang op het distributieniveau eerder dan op het transmissieniveau. De reden hiervoor is het aantal netbeheerders op de verschillende niveaus. In de meeste Europese landen bestaat er slechts één transmissienetbeheerder waardoor een internationale aanpak nodig lijkt. Internationale vergelijkingen scoren echter meestal slecht op vergelijkbaarheid van de bedrijven. De bedrijven verschillen namelijk sterk, zowel naar grootte als naar structuur. Bovendien bestaan er tevens grote verschillen in de definiëring van de uit te voeren activiteiten door de TNB en het behandelen van financiële data.¹³²

Op **distributieniveau** worden er verschillende aanpakken inzake **benchmarking** gebruikt in Europa terwijl ze bovendien vallen onder sterk uiteenlopende reguleringsregimes. Zo heeft Zweden tot 2007 een 'engineering-based' referentiemodel gebruikt onder een ex-post regulering terwijl Oostenrijk, Finland, Duitsland en Noorwegen een 'frontier-based' (cf. supra) methode toepassen onder een ex-ante incentive-reguleringsregime. Denemarken kent dan weer een type van een rollend benchmarking procedure dat jaarlijks wordt toegepast.¹³³

Volgens bepaalde bronnen¹³⁴ hebben regulatoren in een aantal landen nog onvoldoende macht bij het toepassen van benchmarking-regulering. Bepaalde finale beslissingen bij het bepalen van parameters (bijv. de 'frontier shift') zijn vaak het gevolg van onderhandelingen tussen de industrie en bevoegde minister eerder dan een beslissing van de regulator op basis van een transparante en onderbouwde economische analyse. Dit zou vooral het geval zijn wanneer incentive regulering voor de eerste keer wordt toegepast.

Inzake kwaliteit penaliseert Ierland de ondernemingen die er niet in slagen de vereiste kwaliteit te behalen door tot 4% van de toegestane inkomen per jaar af te houden. In

¹³⁰ Eurelectric, 2011. Regulation for Smart Grids. Annex 2.

¹³¹ ERO [Energy Regulatory Office] (2009), Final Report of the Energy Regulatory Office on the regulatory methodology for the third regulatory period, including the key parameters of the regulatory formula and pricing in the electricity and gas industries, December 2009, Prague. p. 13. Available at: http://www.ero.cz/user_data/files/prezentace_III_RO/3_RP_Metodology.pdf

¹³² Honnef Bad, December 14 2011, Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Study for the Australian Energy Regulator, WIK-Consult.

¹³³ Honnef Bad, December 14 2011, Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Study for the Australian Energy Regulator, WIK-Consult.

¹³⁴ Honnef Bad, December 14 2011, Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Study for the Australian Energy Regulator, WIK-Consult.

Nederland en Duitsland gaat men nog verder. Naast het afstaan van toegestane inkomen indien bepaalde kwaliteitsnormen niet gehaald worden (Q-factor), worden benadeelde afnemers vergoed in geval van een kwaliteitstekort (bijv. onderbreking).¹³⁵

8.2 Enkele best practices

Het regelgevingskader zal wellicht additionele elementen moeten bevatten om de netbeheerder te stimuleren te investeren in innovatie. Deze bijkomende elementen kunnen verschillende vormen aannemen, gaande van aanbestedingen waarbij de netbeheerders kunnen concurreren met elkaar tot het toestaan van additionele vergoedingen voor bepaalde innovatieve investeringen. Tevens heeft ook hier de regulator een zeer belangrijke rol te spelen in het sturen van netinvesteringen. In onderstaande kader zijn twee Europese voorbeelden uit Italië en het VK opgenomen waarbij de regulator de netbeheerders tracht te stimuleren om te investeren in innovatie.

Een concrete voorbeeld van een mogelijke toepassing van aangepaste regulering in het kader van slimme netten en innovatie is de integratie van vraagsturing in **Italië**. Quasi alle laagspanningsafnemers in Italië zijn voorzien van een slimme elektriciteitsmeter (lees: digitale elektriciteitsmeter). De tariefreguleringsmechanisme voor elektriciteitsdistributie in Italië is de 'price-cap' tariefsysteem met een tarifaire periode van 4 jaar. Hierbij wordt een bijkomende parameter (Q) toegevoegd dat gelinkt is aan de kwaliteit van de levering (cf. Infra). Sinds 2004 wordt er een onderscheid gemaakt tussen kapitaaluitgaven en operationele uitgaven. De eerste vallen onder een Rate-of-Return regulering terwijl de laatste vallen onder een Price-cap aanpak.¹³⁶ Dit systeem zorgt voor incentives om operationele kosten te beperken.

De Italiaanse regulator heeft recentelijk een competitieve procedure uitgevaardigd dat het 'verslimmen' van het net dient te stimuleren, zoals actieve vraagsturing, load management, laadsystemen voor elektrische wagens, etc. De geselecteerde projecten krijgen een extra vergoeding (WACC) van 2%¹³⁷ voor 12 jaar. De regulator is geneigd te schuiven van een 'input-based' aanpak naar een 'output-based' regulering. In de Italiaanse aanpak betreffende 'smart regulation' voor slimme netten wordt rekening gehouden met 3 bijkomende dimensies: net-gerelateerde technologische innovatie, nieuwe netdiensten en netgebruiker participatie. Er wordt tevens een set van minimumeisen opgelegd waaraan de projecten moeten voldoen.¹³⁸ Ook werd actieve vraagsturing gestimuleerd door gebruik te maken van 'witte certificaten' en 'Time-of-Use' (ToU) tarieven.¹³⁹

In het **VK** wordt innovatie¹⁴⁰ via verschillende mechanismen gestimuleerd.¹⁴¹ Het eerste mechanisme is dat 'niet-succesvolle' innovatie niet wordt afgestraft bij het bepalen van de

¹³⁵ ERO [Energy Regulatory Office] (2009), Final Report of the Energy Regulatory Office on the regulatory methodology for the third regulatory period, including the key parameters of the regulatory formula and pricing in the electricity and gas industries, December 2009, Prague. p. 14. Available at: http://www.ero.cz/user_data/files/prezentace_III_RO/3_RP_Metodology.pdf

¹³⁶ Carlo Cambini et al., 2012. Output-based incentive regulation: benchmarking with quality of supply in electricity distribution.

¹³⁷ Boven de gebruikelijke WACC van 7% voor distributienet investeringen.

¹³⁸ Voor meer info, zie: Luca Lo Schiavo et al. Changing the regulation for regulating the change_innovation-driven regulatory developments in Italy: smart grids, smart metering and e-mobility. Annex C: Demonstration projects for smart grids: Italian incentive regulation. p. 25.

¹³⁹ Florence School of Regulation & European University Institute, 2010. Smart regulation for smart grids. Policy brief.

¹⁴⁰ Innovatie wordt hier overigens ruimer begrepen dan enkel technologische innovaties en bevat bijvoorbeeld ook de implementatie van nieuwe operationele processen en commerciële contracten.

¹⁴¹ Zie onder andere: THINK report, topic 12, "from distribution networks to smart distribution systems; rethinking the regulation of European DSOs", 29 april 2013 EN Benedettini en Pontini, 2012. "Electricity distribution investments: no country for old rules? A critical overview of UK and Italian regulations." IEFE Working Paper n. 50.

lange termijn, op output- en incentive-gebaseerde, ex-ante inkomensstromen van de distributienetbeheerders. Ten tweede wordt toegelaten dat tot 0,5% van het jaarlijkse inkomen wordt geïnvesteerd in innovatie.¹⁴² Verder is er in 2010 een tenderregeling voorzien waarbij de *Low Carbon Networks Fund* werd opgezet dat 500 mio £ ter beschikking stelt gedurende de periode 2010-2015 voor het experimenteren met nieuwe initiatieven om het distributienet voor te bereiden op het *verslimmen* ervan. Daarenboven evolueert ook de Britse regulator Ofgem in de richting van meer 'output-georiënteerde' regulering (cf. Infra).

In **Hongarije** heeft men een gelijkaardige regeling als in het Verenigd Koninkrijk. De distributienetbeheerder mag 0,3% van diens jaarlijkse inkomsten uitgeven aan innovatie in plaats van het bedrag te betalen aan belastingen. In **Polen** mag de distributienetbeheerder dan weer zijn uitgaven verbonden aan energie-efficiëntie projecten doorrekenen in zijn tarieven.¹⁴³

Ook in de **Verenigde Staten** zijn er bewegingen richting 'performance based regulation'. Regulators in zowel Oklahoma als in Ohio hebben een 'smart grids' kostenrecuperatie aanpak goedgekeurd.¹⁴⁴

¹⁴² Eurelectric, 2011. Regulation for Smart Grids.

¹⁴³ Cossent et al., 2009. Towards a future with a large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. Energy Policy (37) 1145-1155.

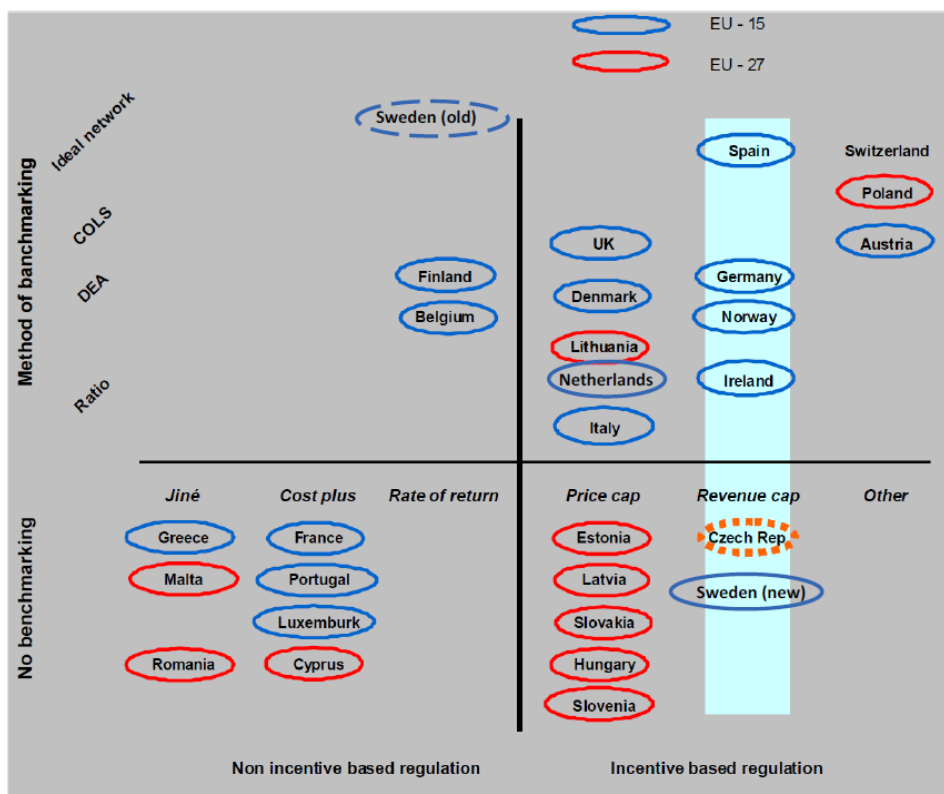
¹⁴⁴ Alvez, P., 2012. Smart grid regulation: why we should switch to performance based regulation. Smart grid news.com, 16 augustus 2012. Online beschikbaar op: http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Business_Policy_Regulation/Smart-grid-regulation-Why-we-should-switch-to-performance-based-regulation-5051-page2.html

Tabel 3: overzicht Eurelectric tariefregulering netbeheer Europa¹⁴⁵

	REGULATION SYSTEM	REGULATION PERIOD	EFFICIENCY REQUIREMENTS
ES	Hybrid Revenue Cap and Rate of Return Regulation.	4 years	<ul style="list-style-type: none"> No general efficiency requirement. In the currently proposed model capital costs are allowed using a reference grid model which looks upon the built-in system efficiency in the grid. Additional costs are not taken into account. OPEX: Allowances are based on standards cost and negotiations on the efficiency requirement.
AT	Revenue CAP regulation	4 years	<ul style="list-style-type: none"> A weighted average of DEA (2 methods) and MOLS gives the efficiency score. Cost input and of relevance are the total costs (TOTEX). Additional costs for SG are not considered in the structure-parameters and will so decrease the efficiency-score of the DSO.
NL	Yardstick regulation. In case of a significant and exceptional investment a rate of return is applied.	3 to 5; until now 3 years chosen.	<ul style="list-style-type: none"> Revenue allowances are based on "yardstick-costs" which are defined as the average cost of all grid operators. The yardstick is calculated with a DEA based on total costs, each grid operator is required to move gradually to that common average. Costs for pilots etc. are treated as ordinary costs.
FR	Revenue Cap Regulation with target values for investments	4 years	<ul style="list-style-type: none"> OPEX: Allowances are based on negotiations. General efficiency requirement of 2 %.
DE	Revenue Cap Regulation	5 years	<ul style="list-style-type: none"> General efficiency requirement: currently (2009-2013) 1,25 %. The individual efficiency requirement refers to a DEA and a SFA based on total costs, requirement is relevant for adjustment of total costs.
SE	revenue cap regulation planned for 2012; currently light handed regulation	4	<ul style="list-style-type: none"> Only general efficiency requirements. 1%per year in real terms on costs possible to influence. The RAB via standard costs approved by the Regulator.
IT	Price cap regulation on OPEX - rate of return regulation on CAPEX	1 year	<ul style="list-style-type: none"> Efficiency requirements for OPEX. Additional costs for smart grids do not have in the actual regulatory period specific impact on efficiency requirements.
DK	Hybrid Revenue Cap and Rate of Return Regulation.	1 year	<ul style="list-style-type: none"> No general efficiency requirement Specific benchmarking model (referent network) used to derive the relative efficiency requirement based on the "total cost per component". Extra ordinary costs and losses are neither included in the benchmarking. Smart meters are considered extra ordinary costs. It has not been clarified whether other smart grid investments will be given same status.
GB	Revenue cap with incentives / penalties based on performance.	From 2015 - 8 years	<ul style="list-style-type: none"> Cost allowances based on efficiency analysis of past performance using various econometric techniques based on normalised costs. Analyses based on Opex and total network costs. No single approach is taken. If a DSO wants to spend additional costs on smart grids it will need to justify them as part of its business plan submission to the NRA during price control review discussions. Expenditure using money from the LCNF will not be included in any comparative efficiency analysis.
PT	Revenue Cap Regulation with target values for investments.	3 years	<ul style="list-style-type: none"> Efficiency analysis of the past performance using various techniques have been performed. NRA has privileged results from SFA models based on data from business units of EDP Distribuição. The efficiency requirement is applied to the Opex. Additional costs for smart grids, like pilot projects, were included in allowed revenue for the current regulatory period.
FI	Hybrid Revenue Cap and Rate of Return Regulation.	4	<ul style="list-style-type: none"> Both individual and general efficiency requirement only applying to OPEX. general efficiency requirement: 2,06 % per year. Method used to calculate the individual requirement is an average of DEA and SFA. All controllable operational costs are included in the efficiency requirement, also all costs for R&D and pilots regarding Smart Grids. capital cost are included as well.
NO	Yardstick regulation.	min 5 years	<ul style="list-style-type: none"> Revenue allowances are based on "yardstick-costs" which are calculated by means of a DEA based on total costs. The Yardstick-factor refers to total costs.
CZ	Hybrid Revenue Cap and return on invested capital.	5 years	<ul style="list-style-type: none"> Efficiency is defined through OPEX only. Base is defined at the beginning of regulation period; sector efficiency factor is 9,75% for the whole period. No DEA or SFA methods used due to small number of distribution companies in the Czech Republic. Sector efficiency factor was set by negotiations of NRA with DSOs.
PL	Hybrid Revenue Cap and return on invested capital.	1 year (3 years for OPEX)	<ul style="list-style-type: none"> Efficiency requirements for OPEX only. Regulatory OPEX (operation & maintenance) was calculated by Regulator as a result of a benchmarking. Model for OPEX for next regulatory period (2011-2013) is unknown.
SI	Revenue Cap Regulation with target values for investments.	2 years (past: 3 years)	<ul style="list-style-type: none"> General efficiency requirement: 1.5 % of OPEX.
SK	Revenue Cap Regulation with target values for investments.	3 years (ending in 2011)	<ul style="list-style-type: none"> Efficiency requirement of 5% annually, but RPI-X can not be lower than zero, so in practice it is leading to flat prices across the period. Efficiency ratios applicable for accepted losses volume for each voltage level separately.

¹⁴⁵ Eurelectric, 2011. Regulation for Smart Grids. Annex 2.

Figuur 5: overzicht tariefregulering netbeheer Energy Regulatory Office¹⁴⁶



¹⁴⁶ ERO [Energy Regulatory Office] (2009), Final Report of the Energy Regulatory Office on the regulatory methodology for the third regulatory period, including the key parameters of the regulatory formula and pricing in the electricity and gas industries, December 2009, Prague. Available at: http://www.ero.cz/user_data/files/prezentace_III_RO/3_RP_Metodology.pdf

Tabel 4: overzicht van de regulering van de distributienet in EU lidstaten (2008)¹⁴⁷¹⁴⁸

Country	Connection charges			DG pay UoS charges		Treatment of DG incremental costs			Incentives to reduce losses				
	Deep	Shallowish	Shallow	Yes	No	Cost of service	Incentive based regulation			None	Penalties for non-compliance with regulated values	Losses bought at the market	Incentives and penalties plus regulated values
							DG-related incremental costs not considered	DG-related incremental CAPEX considered	DG-related incremental CAPEX and OPEX considered				
New MS													
Bulgaria			✓					✓					✓
Czech Republic	✓								✓				✓
Hungary	✓												✓
Lithuania		✓											✓
Poland			✓										✓
Romania	✓			✓									✓
Slovakia	✓			✓									✓
Slovenia			✓										✓
EU-15 MS													
Austria			✓										✓
Denmark			✓										✓
Germany			✓										✓
The Netherlands	✓ (>10MW)		✓ (<10MW)					✓ (>10MW)	✓ (<10MW)				✓
Spain	✓												✓
France			✓										✓
Italy			✓										✓
UK		✓						✓ ^b					✓

Country	Incentives to improve quality of service			Incentives for innovation		Type of DSO unbundling			DSO may own DG		Number of DSOs		Share of connections by small DSOs		
	No	Regulated targets	Non-regulated targets (contracts)	No	Implicit incentives given by regulation	Legal	Functional	Ownership	Public DSO	No	Yes	Only small DSOs (less than 100000 connections)		Total	Small DSOs
New MS															
Bulgaria		✓											4	1	0.1%
Czech Republic	✓	✓											3	0	0%
Hungary		✓											n.a.	0	0%
Lithuania		✓											2	Small number	13%
Poland	✓	✓											18	4	1%
Romania		✓											8	0	0%
Slovakia			✓										n.a.	250	0.5%
Slovenia		✓											1	0	0%
EU-15 MS															
Austria	✓												135	119	12%
Denmark		✓											120	112	43%
Germany	✓	✓											950	900	n.a.
The Netherlands	✓	✓						✓ (1 small DSO)					11	6	3%
Spain		✓											329	321	3%
France	✓	✓											166	160	5%
Italy		✓											170	n.a.	n.a.
UK		✓											14	3	1%

^a Used occasionally
^b Fixed rate of return for CAPEX

¹⁴⁷ Cossent, R., Gomez, T., Frias, P., (2009). Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. Energy Policy (37) 1145-1155.

¹⁴⁸ "Shallowish": een hybride vorm waarbij de investeerder de directe aansluitkosten betaalt vermeerderd met het proportioneel gebruik van de versterking aan het bestaande deel.