

COMMISSIE VOOR DE REGELING VAN HET ENERGIEBELEID IN HET BRUSSELS- HOOFDSTEDELIJK GEWEST

Motivatief- en positioneringsrapport

betreffende de invoering van nieuwe tariefmethodologieën voor
de Brusselse distributienetbeheerder voor elektriciteit en gas
voor de periode 2025-2029

03/10/2023

VERSIE VOOR RAADPLEGING

Inhoudsopgave

1	Inleiding.....	6
2	Overzicht van het voorgestelde doelreguleringsmodel.....	8
3	Naleving van het wettelijk kader	10
3.1	Met betrekking tot de bevoegdheidsverdeling tussen het Parlement, de Regering en BRUGEL	10
3.2	Met betrekking tot het motiveringsbeginsel.....	15
3.2.1	Met betrekking tot het beginsel van voorspelbaarheid, rechtszekerheid, gewettigd vertrouwen en transparantie	16
3.2.2	Met betrekking tot het beginsel van redelijkheid en evenredigheid.....	18
3.2.3	Met betrekking tot het richtsnoer inzake het rendement op kapitaal en het voldoende stabiele rendement	19
3.2.4	Met betrekking tot het richtsnoer inzake de dekking van alle kosten voor distributienetbeheerders met een gemiddeld efficiëntieniveau.....	19
3.2.5	De rol van de toezichthouder in de energietransitie.....	20
4	Controlemodel	22
4.1	Analyse van het huidige reguleringsmodel (kosten+ met stimulansen)	22
4.2	Overzicht van regelgevingsmodellen in de EU.....	24
4.3	Voorgestelde wijzigingen in het reguleringsmodel.....	27
4.3.1	Overzicht.....	27
4.3.2	Beschrijving van het voorgestelde TOTEX-inkomstenplafondmodel	28
4.3.3	Stimuleren van investeringen in de energietransitie.....	32
5	Samenstelling van het maximaal toegestane inkomen	37
5.1	Herinnering aan de bestaande situatie.....	37
5.2	Analyse en voorgestelde kostenclassificatie	39
5.2.1	Impact van het reguleringsmodel op kostenclassificatie.....	39
5.2.2	Analyse van onbeheersbare kostenposten	39
5.2.3	Behandeling van voorzieningen	60
5.2.4	Behandeling van oninbare kosten met betrekking tot energieleveranciers.....	61
5.2.5	Analyse van criteria om te beoordelen of kosten onredelijk zijn.....	63
5.3	Voorgestelde samenstelling van het toegestane inkomen	63
6	Methodologie voor het bepalen van het toegestane initiële inkomen	68
6.1	Algemene principes	68
6.1.1	Beheersbare kosten	68
6.1.2	Bepaling van de initiële BAU beheersbare kosten CGBAU2025	69

6.1.3	Bepalen van extra beheersbare kosten CGADt.....	73
6.1.4	De kosten van O&O-projecten bepalen CGR&Dt.....	74
6.1.5	Bepaling van onbeheersbare kosten CNGt.....	74
6.1.6	Het rendement op geïnvesteerd vermogen bepalen	74
6.1.7	Bepaling van de initiële kwaliteitsfactor (Q) _t	75
6.1.8	Bepaling van het aandeel van de cumulatieve tariefsaldi dat wordt toegewezen aan de toegestane ontvangsten (SR) _t	75
6.2	Benchmark-elementen.....	75
6.3	Verwerking IT-kosten.....	80
6.3.1	Problemen.....	80
6.3.2	Historisch overzicht van IT-kosten.....	81
6.3.3	Conclusies.....	82
6.4	Herziening van de historische kostenbasis	83
6.4.1	Preambule.....	83
6.4.2	Aanpassing in verband met IT-kosten.....	83
6.4.3	Overige aanpassingen van de kostenbasis	84
6.5	Berekening van het OPEX-deel van de initiële BAU-kosten.....	85
6.5.1	Beschrijving van opties	85
6.5.2	Overige items.....	88
7	Wijzigingen in toegestane inkomsten.....	89
7.1	Evolutieformule	89
7.2	Rekening houdend met inflatie	90
8	Methodologie voor het beheer van tariefsaldi.....	91
8.1	Algemene principes en bestaande methodologie.....	91
8.1.1	Benchmarkelementen.....	95
8.1.2	Voorgestelde nieuwe regels voor het beheer van tariefsaldi.....	99
9	Efficiëntiefactor	105
9.1	Huidige situatie.....	105
9.2	Voorgestelde methodologie voor de efficiëntiefactor	105
10	Niet-financiële prestatieprikkels.....	107
10.1	Context en doelstellingen :	107
10.2	Richtsnoeren voor het definiëren van stimulerende reguleringsmechanismen voor niet-financiële prestaties :	109
10.3	Stimuleringsmechanisme voor SmartGrid :	110
10.3.1	Context 10	

	SmartGrid-doelen.....	111
10.3.3	SmartGrid-structuur waarop dit mechanisme betrekking heeft.....	112
10.3.4	Minimaal verplichte SmartGrid-functies.....	112
10.3.5	Definitie van KPI's voor het SmartGrid	112
	Stimuleringsregeling slimme meters :.....	113
10.4	113	
10.4.1	Context 113	
	10.5 Stimuleringsmechanisme voor de kwaliteit van de dienstverlening :.....	117
10.5.1	Huidig mechanisme :.....	117
10.5.2	Benchmarkelementen.....	120
	10.6 Voorgestelde richtsnoeren voor de tarifieringsmethodologie 2025-2029	125
10.6.1	Type stimulansen in op KPI's gebaseerde doelregulering.....	125
10.6.2	Bedrag van de stimulansen	125
10.6.3	Voorgestelde KPI's voor de tariefmethodologie 2025-2029 en bijbehorende stimulansen 25	
10.6.4	Stimuleringsbedragen voor slimme meters en indicatoren voor slimme netwerken	142
11	Het probleem van mogelijke onderinvestering aanpakken	148

Lijst met illustraties

Figuur 1 - Segmentatie van kosten in maximaal toegestaan inkomen.....	30
Figuur 2: Vergelijking tussen de eenheidsprijs van verliezen gekocht via de openbare markt en de marginale kosten van verliezen gecompenseerd door warmtekrachtkoppeling voor Sibelga.....	47
Figuur 3: Vergelijking van de gemiddelde aankoopprijs voor elektriciteit van Sibelga en het marktgemiddelde over 3 jaar om verliezen te compenseren in 2018	48
Figuur 4: Vergelijking van de gemiddelde aankoopprijs voor elektriciteit van Sibelga en het marktgemiddelde over 3 jaar om de verliezen in 2019 te compenseren	49
Figuur 5. Overzicht van "Leveranciersvorderingen.....	62
Figuur 6. Smartrias projectkosten in €M, actueel (AC) versus prognose (BU Roadmap IT)	83
Figuur 7. Simulatie van de verandering in het rendement op kapitaal voor geïnstalleerde IC's door de DNB in de periode 2025-2029 over de volledige levensduur van de apparatuur, als functie van de bereikte KPI_1 indicator, met de bovenstaande veronderstellingen.....	132
Figuur 8. Geschat bedrag van het verschil in rendement op kapitaal ten opzichte van de basis-WACC als gevolg van de verbeterde of verlaagde WACC.....	133
Figuur 9: Illustratie van het minimumaantal communiceerbare slimme meters geïnstalleerd in de periode 2025-2029 die aanleiding geven tot een bonus met $S_{(KPI_2,N)}=90\%$	Erreur ! Signet non défini.

Lijst van tabellen

Tabel 1: Samenvatting van de sterke en zwakke punten van het huidige model	23
Tabel 2: Regelgevingsmodellen in verschillende Europese landen.....	25
Tabel 3: Aantal landen/regio's naar type regelgeving.....	26
Tabel 4. Overzicht van verplichte en optionele niches voor de uitrol van slimme elektriciteitsmeters volgens de ontwerp-elektriciteitsordonnantie	33
Tabel 5. Voor de TURPE 6-periode vastgesteld referentiepercentage voor niet-technische verliezen	42
Tabel 6. Overzicht van de behandeling van netwerkverliezen in verschillende Europese landen	45
Tabel 7. Gegevens over de compensatie van verliezen op het net van Sibelga	46
Tabel 8. Compensatiekosten voor netwerkverliezen (geschat door Sibelga en afstemming)	50
Tabel 9. Voor- en nadelen van de voorgestelde opties	54
Tabel 10. Voorgestelde indeling van doelkosten	63
Tabel 11. Voorgestelde algemene samenstelling van toegestane inkomsten voor elektriciteit/gas	66
Tabel 12. Voorbeeld van meevaller door activering van IT-kosten.....	81
Tabel 13. IT-kosten 2017-2021	82
Tabel 14. Aandeel IT-kosten in totale opbrengsten en beheersbare kosten.....	82
Tabel 15. Uittreksel uit de balansen van Sibelga.....	93
Tabel 16. Benchmark van de gecumuleerde tariefsaldi (=reguleringsfondsen in de zin van de tariefmethodologie van BRUGEL).....	94
Tabel 17. Overzicht van goedkeuringsregels.....	98
Tabel 18. Impact van de vereffening van het saldo op 31/12/2020 van de elektriciteits-RF	101
Tabel 19. Impact van de vereffening van het saldo op 31/12/2020 van gas RF.....	101
Tabel 20. Lijst van KPI's in de methodologie 2020-2024 en hun respectieve weging in de stimuleringsenveloppe.....	118
Tabel 21. Beloningsverschil over de periode 2025-2029 vergeleken met de basis-WACC als functie van PR en PE.....	143
Tabel 22. Simulatie van de hoogte van de stimulans met de voorgestelde wijzigingen - scenario 1 (aannames: installatie van 100% van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC).....	145
Tabel 23. Alternatief scenario - Simulatie van de hoogte van de stimulans met de voorgestelde wijzigingen - Scenario 2 (aannames: installatie van 100% van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC).....	146
<u>Tabel 24. Alternatief scenario - Simulatie van de hoogte van de stimulans met de voorgestelde wijzigingen - Scenario 2 (aannames: installatie van 100% van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC).....</u>	<u>146</u>

I Inleiding

Het reguleringsmodel van de distributienetbeheerder Sibelga voor de huidige regulatoire periode (2020-2024) is een hybride model van het type "cost+ with incentive", waarbij de incentive enerzijds betrekking heeft op de beheersbare kosten, die enkel de exploitatiekosten omvatten (10% tunnel rond de beheersbare kosten waarbij de distributienetbeheerder 50% van de verschillen tussen het gebudgetteerde traject en het reële traject voor zijn rekening neemt), en anderzijds op de prestatiedoelstellingen (bonus/malussysteem met betrekking tot het behalen van de doelstellingen inzake prestatie-indicatoren). Een ander onderscheidend kenmerk van dit model is dat de billijke marge niet wordt bepaald op basis van een gewogen gemiddelde kapitaalkost (de meest gebruikelijke methode in de EU, en ook gebruikt door de regulatoren in het Vlaamse en Waalse Gewest), maar op basis van een rendement op eigen vermogen, waarbij de kosten van de schuld in aanmerking worden genomen tegen reële kosten (niet-beheersbare kosten).

BRUGEL is begonnen met de voorbereidende werkzaamheden voor de tariefmethodologie voor de tarifaire periode 2025-2029 en heeft Schwartz and Co de opdracht gegeven om haar bij te staan in deze oefening door middel van een adviesopdracht die betrekking heeft op de ontwikkeling van de architectuur van het regulatoire model voor de periode 2025-2029 (hierna het doelregulatoire model) en de incentivemechanismen op basis van de kosten en de niet-financiële prestaties.

Het doelreguleringsmodel moet zo goed mogelijk beantwoorden aan de volgende hoofddoelstellingen van BRUGEL :

1. grotere stimulansen bieden dan het huidige model voor kostenbeheersing en efficiëntie, en de nuttige kosten optimaal dekken;
2. de vergoeding van de DNB redelijk maken;
3. investeringen in de energietransitie aanmoedigen (slimme meters en slimme netwerken).

De complexiteit van het doelmodel moet ook beheersbaar zijn voor de regelgever en de DNB.

Fase 1 van werkpakket 1 was gericht op de ontwikkeling van de architectuur van het doelreguleringsmodel, met inbegrip van de belangrijkste elementen van het stimuleringsmechanisme voor kostenbeheersing en efficiëntie (die integraal deel uitmaken van de verschillende types van reguleringsmodel die kunnen worden overwogen), in overleg met Sibelga, waarmee 3 workshops werden georganiseerd. Het werk in deze fase was gestructureerd rond 5 hoofdthema's:

- het reguleringsmodel
- de samenstelling van het toegestane inkomen
- de methode voor het bepalen van de initiële toegestane ontvangsten (2025)
- wijzigingen in toegestane inkomsten
- tariefsaldi beheren

Fase 2 van werkpakket 1 was gewijd aan de ontwikkeling van de prijsmethodologie voor :

- naar de efficiëntiefactor ;
- niet-financiële prestatieprikkels ;
- de behandeling van het risico van onderinvestering in het kader van het aangenomen reguleringsmodel.

Fase 2 werd ook uitgevoerd in overleg met Sibelga, met wie een workshop en een vergadering voor de evaluatie van het ontwerp van eindrapport werden georganiseerd, aangevuld met bilaterale vergaderingen tussen Sibelga en BRUGEL.

In deze context vormt dit rapport het definitieve motivatie- en positioneringsrapport voor perceel I.

In dit verslag worden de door BRUGEL overwogen en aangenomen oriëntaties voorgesteld voor de tariefmethodologieën voor elektriciteit en gas voor de periode 2025-2029 betreffende de architectuur van het reguleringsmodel en de stimuleringsmechanismen op basis van kosten en niet-financiële prestaties, evenals de redenen voor de aangenomen oriëntaties.

2 Overzicht van het voorgestelde model voor doelregulering

BRUGEL is van plan om een target reguleringsmodel op te zetten voor de reguleringsperiode 2025-2029 van het type TOTEX revenue cap, waarbij de DNB 100% van de winst/het verlies behoudt ten opzichte van het door zijn kosten toegestane traject van beheersbare kosten, met als doel de DNB maximaal te stimuleren om zijn kosten te beheersen en te optimaliseren.

Beheersbare kosten, waarop de stimulans van de inkomstenlimiet is gebaseerd, omvatten beheersbare OPEX en afschrijvingen¹.

De billijke marge wordt berekend op basis van een WACC die wordt toegepast op de werkelijke GOR, en wordt daarom uitgesloten van de beheersbare kosten.

Het regelgevingsmodel maakt het gemakkelijker om te investeren in de energietransitie en innovatie door rekening te houden met extra kosten bovenop de zogenaamde 'business as usual'-kosten, die met name van toepassing zijn op slimme meters, netverzwaring en innovatieprojecten, en met een stimuleringsmechanisme voor de grootschalige invoering van slimme meters.

Een mechanisme voor de heropening van de maximaal toegestane inkomsten tijdens de periode maakt het mogelijk om te voorzien in gerechtvaardigde behoeften voor wijzigingen in de kosten die niet waren voorzien toen het tariefvoorstel werd opgesteld, en die het gevolg zijn van wijzigingen in het rechtskader, de exploitatieregels en uitzonderlijke omstandigheden. Een bijkomende afwijkingsclausule laat, indien nodig, toe om het RMA tijdens de periode te heropenen voor belangrijke netinvesteringen die niet voorzien waren bij de opstelling van het tariefvoorstel en die niet onder het hierboven vermelde heropeningsmechanisme vallen. De aanvaarding of de verwerping van de aanvraag voor bijkomende investeringen valt onder de exclusieve verantwoordelijkheid van BRUGEL.

Omwille van de objectiviteit wordt de aanvankelijke maximaal toegestane opbrengst (2025) vooraf berekend voor het business-as-usual deel van de beheersbare kosten van het netwerk op basis van historische kosten voor een referentieperiode van vijf jaar voorafgaand aan 2025 (2018-2022) voor het OPEX-deel, en op basis van werkelijke afschrijvingen voor 2024 voor het afschrijvingsdeel. Business-as-usual beheersbare kosten veranderen vervolgens over de periode volgens een formule gebaseerd op inflatie (CPI-index) en een efficiëntiefactor. In lijn met de tariefmethodologie 2020-2024 wordt de efficiëntiefactor die wordt toegepast op de beheersbare kosten berekend om overeen te komen met een efficiëntieverbetering van 0,75% in het OPEX-gedeelte van de beheersbare business-as-usual kosten.

Naast de gewone beheersbare kosten omvat de maximaal toegestane opbrengst ook bijkomende beheersbare kosten, onderverdeeld in 2 categorieën die ook de kosten van innovatieprojecten (O&O) omvatten, en berekend op basis van de voorstellen van de DNB (businessplannen per project, netwerkontwikkelingsplannen).

Het maximaal toegestane inkomen wordt achteraf herzien op basis van de reële inflatie.

Het beheer van de tariefsaldi werd grondig herzien, met het oog op de vereffening van de grote bestaande gecumuleerde saldi tijdens de volgende 2 tariefperiodes²² en vervolgens de systematisering van de vereffening van de tariefsaldi die in de toekomst worden gegenereerd, waarbij de mogelijkheid wordt

¹ Korthedshalve wordt de term afschrijvingen hier in de breedste zin van het woord gebruikt, en omvat de afschrijvingskosten op vaste activa na aftrek van subsidies en interventies van derden met betrekking tot deze activa, evenals de buitengebruikstelling van activa die buiten gebruik zijn gesteld of zijn gesloopt.

²² In 2021 vertoonden de regulatoire fondsen een saldo ten gunste van de DNB's van € 123,7 miljoen voor elektriciteit en € 125,4 miljoen voor gas. Volgens een analyse van BRUGEL die eind oktober werd uitgevoerd, zouden deze saldi tussen nu en eind 2024 aanzienlijk dalen, vooral voor elektriciteit, wat deze vereffening zal vergemakkelijken.

opengelaten om een deel van de bestaande tariefsaldi voor gas te gebruiken om de kwestie van de gestrande activa aan te pakken en om af te wijken van de regels van de systematische vereffening als BRUGEL dit nodig acht.

De niet-financiële prestatieprikkels die momenteel worden geïmplementeerd via doelgerichte regulering van de tariefmethodologieën voor 2020-2024 worden op verschillende niveaus versterkt, met name door :

- de overgang naar een echte bonus/malusregeling (afschaffing van de bepaling die de totale malus op 0 zet als de som van de bonussen/malus per indicator strikt negatief is);
- de wijziging van de kpi-stimuleringsmechanismen en de toevoeging van 2 reeksen aanvullende stimuleringsindicatoren, één voor slimme meters, de andere voor slimme netwerkprojecten, met een extra stimuleringsenveloppe voor elk van deze nieuwe reeksen indicatoren.

3 Naleving van het wettelijk kader

Bij de uitvoering van de tariefregulering past de regulator strikt het nationale en Europese wettelijke kader toe zoals uiteengezet in de beste praktijken en geïnterpreteerd in de jurisprudentie. Deze aanpak wordt hieronder toegelicht.

3.1 Met betrekking tot de verdeling van de bevoegdheden tussen het Parlement, de Regering en BRUGEL

De acties van BRUGEL respecteren de bevoegdheidsverdeling tussen het Parlement, de Regering en de regulator, in de bijzondere context van de liberalisering van de energiemarkt.

In feite speelt de energienetwerkindustrie een economische en sociale rol in de samenleving, aangezien ze wordt gebruikt om essentiële goederen aan huishoudens te leveren en een essentieel onderdeel van de economie van het land ondersteunt. De netwerkindustrie heeft ook de volgende speciale kenmerken:

- Deze sector vereist aanzienlijke langetermijninvesteringen, vooral met het oog op de uitdagingen in verband met de energietransitie, met een langetermijnvisie en stabiliteit, en de kosten van deze investeringen moeten op de best mogelijke manier worden gedekt;
- grote investeringen kunnen leiden tot hogere prijzen voor huishoudens en andere netwerkgebruikers als ze op lange termijn niet gecontroleerd en goed geëvalueerd worden,
- De energienetwerkindustrie is essentieel als we een gemeenschappelijke Europese markt willen creëren en Europa willen openstellen voor vrije concurrentie, lage prijzen, diensten van hoge kwaliteit en een actieve rol voor consumenten.

Tegenover deze uitdagingen spelen de staat, via zijn parlement en regering, en de regulator elk een essentiële eigen rol. Om de rol van elk duidelijk te identificeren, moeten we eerst terugkijken naar de geschiedenis van de liberalisering. In het verleden was de netwerkindustrie, voor wat betreft infrastructuurbeheer en de levering van goederen en diensten, een monopolie dat sterk gereguleerd werd door de staat. Deze overheidsregulering van de activiteiten "werd opgelegd als een noodzakelijk tegenwicht om enerzijds de uitoefening van haar marktmacht te beperken door haar prijszetting te controleren en anderzijds, vanuit een dynamisch perspectief, ervoor te zorgen dat ze productiviteitswinsten en technische vooruitgang integreerde"³. Toch werd dit model van overheidsmonopolie in het Europese proces verlaten en werd de sector opengesteld voor concurrentie in de levering van energie en diensten. Het beheer van de infrastructuur bleef echter een monopolistische economische activiteit. In deze configuratie "wanneer concurrentie zich alleen ontwikkelt voor de levering van diensten, vereist de monopolistische positie van de infrastructuurbeheerder regulering. Bij gebrek aan een dergelijke regulering zou de eigenaar van de infrastructuur de monopoliewinst kunnen opstrijken, als de infrastructuur een natuurlijk monopolie is, zonder het risico te lopen te worden uitgedaagd door concurrenten. Concurrentie (bij de levering van diensten) en regulering (van de infrastructuur) zijn dus complementair"⁴. (nadruk toegevoegd). Wil liberalisering de consument ten goede komen, dan is een van de essentiële voorwaarden bovendien dat "activiteiten die monopolistisch blijven, naar behoren worden gereguleerd. Anders kunnen netwerkexploitanten monopoliewinsten opstrijken"⁵.

³ *La régulation des industries de réseau en Belgique*, Alexandre de Stree, Axel Gautier, Xavier Wauthy in *Reflets et perspectives de la vie économique*, 2011/3, p. 74.

⁴ *Idem*.

⁵ *Idem*.

Hieruit volgt dat, in het algemeen belang van de consument, de regulering doeltreffend en onafhankelijk moet zijn. **De regulator moet over de nodige bevoegdheden beschikken om effectieve regulering uit te voeren** binnen een duidelijk wettelijk kader . Dit impliceert :

- dat de politieke autoriteiten duidelijke algemene doelstellingen moeten vaststellen voor de regelgever en moeten beslissen over het energiebeleid van de regio, bijvoorbeeld in termen van energietransitie,
- dat regelgevers over de nodige middelen moeten beschikken, waaronder juridische middelen, om deze doelstellingen te bereiken.

Deze duidelijke scheiding van bevoegdheden is des te belangrijker omdat de gemeenten in Brussel de enige aandeelhouder van SIBELGA zijn. In deze configuratie is het moeilijk om de belangen van de gemeenten als aandeelhouders te verzoenen met die van de hoeders van het algemeen welzijn van de consumenten. Het is trouwens precies om een dergelijke belangenconflict te vermijden dat het Hof van Justitie van de Europese Unie (hierna "HJEU") in zijn arrest van 2 september 2021 het volgende heeft benadrukt:

*"Zoals de advocaat-generaal in punt 112 van zijn conclusie heeft opgemerkt, is de volledige onafhankelijkheid van de NRI's van economische en publieke entiteiten, zowel administratieve als politieke en, in het laatste geval, houders van uitvoerende of wetgevende macht, noodzakelijk om te waarborgen dat de door de NRI's genomen besluiten onpartijdig en niet-discriminerend zijn, waarbij de mogelijkheid wordt uitgesloten dat ondernemingen en economische belangen worden begunstigd die verbonden zijn met de regering, de meerderheid of, in ieder geval, de politieke macht. Bovendien stelt de strikte scheiding van politieke macht de NRI's in staat om een langetermijnvisie op hun acties te hanteren, wat noodzakelijk is om de doelstellingen van de Richtlijnen 2009/72 en 2009/73 te bereiken."*⁶ (nadruk toegevoegd).

In hetzelfde arrest heeft het Hof de grens getrokken tussen de verschillende bevoegdheden van de politieke autoriteiten en de regelgevende instantie:

*"Weliswaar laat het daarin bedoelde vereiste van onafhankelijkheid krachtens artikel 35, lid 4, sub b-ii, van richtlijn 2009/72 en artikel 39, lid 4, sub b-ii, van richtlijn 2009/73 de door de regering uitgevaardigde algemene richtsnoeren onverlet. Uit de bewoordingen van deze bepalingen blijkt echter duidelijk dat dergelijke algemene richtsnoeren geen betrekking hebben op de regelgevende taken en bevoegdheden bedoeld in artikel 37 van richtlijn 2009/72 respectievelijk artikel 41 van richtlijn 2009/73."*⁷

Arrest nr. 105/2023 van het Grondwettelijk Hof van 29 juni 2023 lijkt in deze geest te zijn voor zover het verwijst naar de voornoemde rechtspraak van het HvJEU en de onvoorwaardelijke onafhankelijkheid van BRUGEL bevestigt bij het vaststellen van de tarieven in haar punten B.6.2 tot B.7.3 in het licht van het Europees recht.

Hieruit blijkt dat BRUGEL de tarieven autonoom vaststelt en dat de richtlijnen vastgelegd in artikel 9quinquies van de elektriciteitsordonnantie en het equivalent ervan voor gas slechts "algemene richtlijnen" vormen en "de keuzevrijheid van de regulator met betrekking tot de tariefmethodologie niet in die mate beperken dat ze de onafhankelijkheid en de exclusieve bevoegdheid van de regulator in tariefaangelegenheden ondermijnen"⁸.

Hieruit kan worden afgeleid dat BRUGEL over een ruime discretionaire bevoegdheid beschikt bij de uitoefening van haar tariefbevoegdheden. Bovendien moet zij dit doen in overeenstemming met artikel 19

⁶ HvJEU, arrest van 2 september 2021, C-718/18, Commissie/Duitsland, punt 112.

⁷ Idem, punt 110.

⁸ Constitutioneel Hof, arrest nr. 105/2023, punt B9.2 *in fine*.

van Verordening 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van Verordening (EG) nr. 1228/2003 (hierna "Verordening 714/2009") dat bepaalt dat :

*"Bij de uitvoering van de aan hen toegewezen taken **zorgen de regulerende instanties ervoor dat deze verordening** en de overeenkomstig artikel 18 vastgestelde richtsnoeren in **acht worden genomen**. In voorkomend geval werken de regulerende instanties, om aan de doelstellingen van deze verordening te voldoen, met elkaar, met de Commissie en met het Agentschap samen overeenkomstig hoofdstuk IX van Richtlijn 2009/72/EG" (cursivering toegevoegd).*

Artikel 14 van dezelfde verordening bepaalt dat :

*"De door de netwerkbeheerders toegepaste tarieven voor de toegang tot het netwerk zijn transparant, houden **rekening met de noodzaak de veiligheid van het netwerk te garanderen en zijn een afspiegeling van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte netwerkbeheerder met een vergelijkbare structuur, en worden op niet-discriminerende wijze toegepast. Dergelijke s heffingen mogen niet afstandgebonden zijn.**"*

BRUGEL wil uiteraard de tariefmethodologie vastleggen rekening houdend met de noodzaak om de veiligheid van de netten te garanderen, met inbegrip van de noodzaak om langetermijninvesteringen te financieren, en is dus volledig in overeenstemming met de algemene oriëntatie die de wetgever heeft vastgelegd in artikel 9^{quinqies} van de elektriciteitsordonnantie en het equivalent ervan voor gas , voor zover het wordt geïnterpreteerd in het licht van het arrest nr. 105/2023 waarin het Hof het volgende heeft bevestigd:

*"Gelet op wat de verplichtingen van de distributienetbeheerder op lange termijn inhouden met betrekking tot de kwaliteit van het net, **belet de bestreden bepaling BRUGEL bovendien niet om het gepaste rendement te bepalen.**"⁹⁹ .*

Dit betekent dat BRUGEL volledig onafhankelijk is in het bepalen van de tariefmethodologie en het rendement. Dit is des te meer waar omdat het voornoemde artikel van Verordening 714/2009 de regulator verplicht om tarieven vast te stellen die **de werkelijk gemaakte en effectieve kosten van de DNB weerspiegelen**. De regulator wil zich dus houden aan de wettelijke richtlijn dat "de tarieven of de tariefmethodologie de investeringen mogelijk moeten maken die nodig zijn voor de levensvatbaarheid van de netten", maar kan deze benadering enkel combineren met de verplichting van de efficiëntie van de werkelijk gemaakte kosten.

Om deze langetermijninvesteringsdoelstelling te bereiken, wenst de regulator erop te wijzen dat de financiering van investeringen over het algemeen in de tarieven tot uiting komt via drie kostencategorieën: afschrijvingen, schulden en financiële lasten, en de billijke marge die de kapitaalkosten vertegenwoordigt. Samen maken deze posten het mogelijk om de financieringsbehoeften voor investeringen te dekken. Daarom is het rendement op geïnvesteerd vermogen niet de enige manier om investeringen te financieren. Deze bewering kan niet worden ontkend door de distributienetbeheerder, aangezien hij al jaren al zijn investeringen financiert zonder een beroep te doen op de vergoeding die hem wordt toegekend door deze volledig door te storten aan de aandeelhouders.

Geconfronteerd met deze economische realiteit moet de regelgever er in het algemeen belang en dat van de consument voor zorgen dat er een optimaal evenwicht wordt gevonden in de verschillende financieringsbronnen voor investeringen om de impact op de consument of de exclusieve verantwoordelijkheid van de consument te beheersen.

⁹⁹ Constitutioneel Hof, arrest nr. 105/2023, punt B9.2.

Met andere woorden, de artikelen 9^{quinquies} van de elektriciteitsordonnantie en 10^{ter} van de gasordonnantie stellen een reeks richtlijnen vast, bepaald door de wetgever, die BRUGEL moeten leiden in de uitoefening van haar bevoegdheden met betrekking tot de bepaling van de tariefmethodologieën en de distributietarieven. Deze richtlijnen streven verschillende doelstellingen na. BRUGEL waakt erover om ze op een redelijke manier met elkaar te verzoenen, binnen het kader van haar discretionaire bevoegdheden. Bijgevolg zullen deze richtlijnen niet noodzakelijk allemaal met dezelfde intensiteit worden nagestreefd, noch zullen ze allemaal volledig worden geïmplementeerd in het kader van de huidige tariefmethodologie. Deze aanpak is in overeenstemming met de rechtspraak van het Market Court (Brussel, 15 februari 2011, 2010/AR/2003; Brussel, 14 november 2012, 2011/AR/228).

BRUGEL herinnert er in dit verband aan dat, volgens het Hof van Cassatie, de oprichting van betrouwbare, performante en consumentgerichte distributienetten die de levering van elektriciteit en gas tegen de laagste prijs mogelijk maken, een centrale doelstelling is van de Europese richtlijnen ter zake en dus een transparant en voorspelbaar criterium vormt dat als leidraad moet dienen voor de vaststelling van de berekeningswijzen van de distributietarieven, zelfs bij gebrek aan een uitdrukkelijke richtlijn ter zake in de relevante bepalingen van de nationale wetgeving.

Wat de investeringen van DNB's betreft, is het ook belangrijk om de rol van de overheid en de regulator te identificeren. In de monopolistische wereld van weleer was de "regulerende" staat nodig om de prijzen te controleren bij afwezigheid van de markt en om ervoor te zorgen dat het investeringsbeleid een zekere dynamiek aan de dag legde in termen van innovatie of efficiëntieverbeteringen¹⁰. Zoals hierboven vermeld, is dit model van de "regulerende" staat onder Europese impuls verlaten. De zoektocht naar dynamische efficiëntie in investeringen moet gevonden worden in stimulerende regulering en kan niet langer gevonden worden in het initiatief van de politieke autoriteit.

Om deze nieuwe economische realiteit te weerspiegelen in het kader voor netwerkinvesteringen in het Brusselse wetgevende kader, heeft de wetgever voorzien in het volgende evenwicht bij de goedkeuring van ontwikkelingsplannen:

- De regering is verantwoordelijk voor :
 - o **het Planvoorstel van de distributienetbeheerder goedkeuren**; bij gebrek aan een formele handeling wordt het Plan geacht te zijn goedgekeurd (artikel 12, § 3 van de elektriciteitsordonnantie en het equivalent ervan voor gas);
 - o **om elke afwijking van het standpunt van BRUGEL in zijn advies over het Ontwikkelingsplan te motiveren**, overeenkomstig arrest nr. 105/2023 van het Grondwettelijk Hof, dat bevestigde: "*Bovendien volgt uit de algemene beginselen van behoorlijk bestuur dat de Gewestregering verplicht is rekening te houden met dit advies en in voorkomend geval uit te leggen waarom ze ervan afwijkt.*"¹¹.
- De regulator heeft de volgende taken gekregen, zoals beschreven in artikel 12 van de elektriciteitsverordening en het equivalent daarvan voor gas:
 - o **De bevoegdheid om het kader van het Ontwikkelingsplan vast te leggen**: het is duidelijk dat de DNB bij het vastleggen van het kader ervoor moet zorgen dat het de minimuminhoud van het Plan bevat zoals opgelegd door de ordonnantie. Het staat BRUGEL echter vrij om in dit kader elk relevant element op te nemen dat het nodig

¹⁰ Zie *La régulation des industries de réseau en Belgique*, Alexandre de Streel, Axel Gautier, Xavier Wauthy in *Reflets et perspectives de la vie économique*, 2011/3.

¹¹ Punt B.13.1 van arrest nr. 105/2023.

acht om ervoor te zorgen dat de DNB blijkt geeft van dynamisme in termen van efficiëntieverhoging en het zoeken naar innovatie;

- Tijdens de eerste fase van de goedkeuring van het Plan kan BRUGEL **opmerkingen en verzoeken tot wijziging van** het ingediende ontwerp formuleren;
- In de laatste fase van het proces stelt **BRUGEL een advies op over het plan** dat ze aan de Regering voorlegt. Om dit advies op te stellen, onderzoekt de regulator in het bijzonder of de investeringen die in het ontwerpplan zijn voorzien, alle investeringsbehoeften dekken die tijdens het raadplegingsproces werden geïdentificeerd en of het plan coherent is met het tienjarige netontwikkelingsplan in de hele Europese Unie. Er wordt ook rekening gehouden met de relatie tussen de elektriciteits- en de gasmarkt;
- BRUGEL kan ook, in het belang van de gebruikers en rekening houdend met milieucriteria, de DNB **gelasten om** bepaalde alternatieve of bijkomende investeringen in het ontwikkelingsplan te **bestuderen**;
- Ten slotte **controleert en evalueert BRUGEL de uitvoering van deze ontwikkelingsplannen**.

Uit het voorgaande volgt dat BRUGEL, net zoals de Regering, over een aanzienlijke bevoegdheid beschikt bij de vaststelling en de uitvoering van het Ontwikkelingsplan van de DNB en BRUGEL is van plan om deze bevoegdheid uit te oefenen in het licht van de andere bepalingen van de voornoemde ordonnantie op het vlak van kostenefficiëntie en stimulerende regelgeving die nodig zijn om de dynamiek van de investeringen aan te moedigen of te versterken.

De Europese wetgeving geeft de regelgevende instantie ook aanzienlijke bevoegdheden op dit gebied. Zo verplicht artikel 32, lid 3, van Richtlijn 2019/944 de netwerkbeheerder om ten minste om de twee jaar een tienjarig netwerkontwikkelingsplan te publiceren, dat hij **indient bij de regulerende instantie**¹². De richtlijn bepaalt dat de regulerende instantie kan verzoeken om dit plan te wijzigen¹³. In het kader van deze wijziging moet de regelgevende instantie om specifieke details kunnen vragen met betrekking tot de geplande flexibiliteitsdiensten of de projecten die nodig zijn om nieuwe injectiecapaciteit aan te sluiten. De regulator kan wijzigingen van het plan eisen als het niet consistent is met het nationale energie- en klimaatbeleid, of niet voldoet aan de door de regulator vastgelegde instructies¹⁴. In het bijzonder moet het plan alle middelen uitzetten die door de DNB zullen worden gebruikt om te vermijden dat het net moet worden uitgebreid, en in het bijzonder het gebruik van energie-efficiëntie¹⁵.

Dezelfde redenering geldt voor de Gasverordening en de Europese gasregelgeving.

Evenzo wordt in de meest recente herschikking van de richtlijn energie-efficiëntie specifiek gesteld dat "*energie-efficiëntie moet worden erkend als een essentieel element en een prioriteit bij toekomstige beslissingen over investeringen in de energie-infrastructuur van de Unie*"¹⁶. De aanbevolen benadering is die van de algehele efficiëntie van het systeem in verhouding tot de veroorzaakte kosten, maar met bijzondere aandacht voor

¹² Artikel 32, lid 3, van Richtlijn 2019/944.

¹³ Artikel 32, lid 4, van Richtlijn 2019/944.

¹⁴ Standpunt CEER inzake ontwikkelingsplannen voor elektriciteitsdistributienetwerken, 24 november 2021, blz. 16.

¹⁵ Artikel 32, lid 3, van Richtlijn 2019/944.

¹⁶ Overweging 16 van de herschikte TO DO-energie-efficiëntierichtlijn, art. 3, § 4.

het maatschappelijk perspectief¹⁷, maar vereist ook dat rekening wordt gehouden met aspecten zoals systeemprestaties en dynamisch energiegebruik, hulpbronnen aan de vraagzijde en flexibiliteit van het systeem¹⁸. Hiertoe stelt de richtlijn dat "kosten-batenanalyses systematisch moeten worden ontwikkeld en uitgevoerd"¹⁹. Bovendien draagt de richtlijn de regelgevende instanties specifiek op ervoor te zorgen dat "het beginsel van voorrang van energie-efficiëntie wordt toegepast in plannings- en besluitvormingsprocessen en dat **de tarieven voor toegang tot het net en de regelgeving van dien aard zijn dat verbeteringen in energie-efficiëntie worden aangemoedigd**"²⁰. De regelgevende instanties moeten er daarom voor zorgen dat de door de DNB gebruikte methoden de beschikbare opties beoordelen in het kader van een kosten-batenanalyse en rekening houden met de voordelen die voortvloeien uit oplossingen voor energie-efficiëntie en vraagflexibiliteit. De nationale autoriteiten moeten nagaan of de DNB het principe van de voorrang van energie-efficiëntie toepast en kunnen methoden en richtsnoeren verstrekken voor de beoordeling van de verschillende mogelijke oplossingen als onderdeel van de kosten-batenanalyse²¹.

In deze zin moeten de lidstaten ervoor zorgen dat de distributiesysteembeheerders de "beste energie-efficiëntieoplossingen voor de aankoop van vraagzijdehulpbronnen" in overweging nemen en rekening houden met de extra kosten die deze laatste met zich meebrengen, alsook met de milieu- en sociaaleconomische gevolgen van de verschillende netwerkinvesteringen en exploitatieplannen. Deze aanpak houdt in dat het beperkte perspectief van economische efficiëntie wordt losgelaten ten gunste van het maximaliseren van het sociale welzijn. In het bijzonder moet het principe van het primaat van energie-efficiëntie worden toegepast bij de ontwikkeling van uitbreidingsscenario's voor energie-infrastructuur, waarbij oplossingen aan de vraagzijde kunnen worden beschouwd als haalbare alternatieven die naar behoren moeten worden beoordeeld, en het moet een integraal onderdeel zijn van de beoordeling van netwerkplanningsprojecten. **Op de toepassing ervan moet worden toegezien door de nationale regelgevende instanties**"²².

Gelet op het voorgaande respecteert BRUGEL de bevoegdheidsverdeling tussen de overheid en de regulator.

3.2 Met betrekking tot het principe van motivatie

Krachtens de artikelen 2 en 3 van de wet van 29 juli 1991 betreffende de formele motivering van administratieve handelingen, moeten de administratieve handelingen van de administratieve overheden formeel en materieel gemotiveerd zijn. De vereiste motivering bestaat uit de vermelding, in de handeling, van de juridische en feitelijke overwegingen waarop de beslissing is gebaseerd. De motivering moet toereikend zijn om de kiezer in staat te stellen de redenen voor de door de administratie gemaakte keuze te begrijpen en de bevoegde rechtbank in staat te stellen haar rechterlijke toetsing uit te oefenen.

BRUGEL bevestigt dat ze de huidige tariefmethodologie voorbereidt en opstelt met inachtneming van deze motiverings- en raadplegingsverplichtingen in het licht van de overvloedige jurisprudentie die ter zake bestaat. Meer in het bijzonder merkt BRUGEL het volgende op:

- de motiveringsplicht moet eenieder die gerechtigd is kritiek te leveren op de administratieve handeling in staat stellen te beoordelen of hij dat op een nuttige manier kan doen (Cour des marchés, 9 oktober 2019, 2019/AR/1006);

¹⁷ Overweging 17 van de richtlijn energie-efficiëntie TO DO herschikkingsnummer.

¹⁸ Overweging 18 van de richtlijn inzake energie-efficiëntie.

¹⁹ Overweging 19 van de richtlijn inzake energie-efficiëntie.

²⁰ Overweging 127 van de richtlijn betreffende energie-efficiëntie.

²¹ Art. 27, lid 2, van de richtlijn betreffende energie-efficiëntie.

²² Overweging 127 van de richtlijn energie-efficiëntie

- de motivering mag beknopt en beknopt zijn, mits zij toereikend en duidelijk is (Cour des marchés, 8 januari 2020, 2019/MR/3) ;
- in de motivering kan worden verwezen naar adviezen, studies, verslagen enz., zonder dat de inhoud van deze documenten volledig hoeft te worden overgenomen (Cour des marchés, 27 januari 2021, 2020/AR/1333; 6 maart 2019, 2018/AR/1829);
- de motiveringsplicht vereist niet dat de regelgever punt voor punt ingaat op alle argumenten van de belanghebbenden die zich tijdens een openbare raadpleging uiten (Cour des marchés, 8 januari 2020, 2019/MR/3);
- de motiveringsplicht niet vereist dat de regulator aan de operatoren motiveert waarom hij van mening is dat hij zijn ontwerpbesluit niet moet wijzigen op de manier die de geraadpleegde operatoren wensen; evenmin is hij verplicht hen een tweede kans te geven om hun standpunt kenbaar te maken (Brussel, 30 juni 2009, 2006/AR/2332 e.a.; Brussel, 12 november 2014, 2011/AR/2289 e.a.) ;
- indien het ontwerp na de openbare raadpleging wordt gewijzigd, is de autoriteit niet verplicht het gewijzigde ontwerp aan een tweede raadpleging te onderwerpen of de betrokken exploitanten te raadplegen over de conclusies die zij uit de raadpleging trekt (Brussel, 13 mei 2015, 2011/AR/2261 e.a.).

In dit geval respecteert BRUGEL deze lessen.

3.2.1 Met betrekking tot het beginsel van voorspelbaarheid, rechtszekerheid, gewettigd vertrouwen en transparantie

In het algemeen vereist het **rechtszekerheidsbeginsel "dat de rechtsregels duidelijk en nauwkeurig zijn en dat de toepassing ervan voor de justitiabelen voorzienbaar is"**²³ . Concreet betekent dit dat rechtzoekenden precies moeten kunnen weten wat de omvang van de hun opgelegde verplichtingen is en dat zij hun rechten en plichten ondubbelzinnig moeten kennen, zodat zij passende maatregelen kunnen nemen²⁴ .

Het recht om zich op het **vertrouwensbeginsel te** beroepen strekt zich uit tot iedere justitiabele bij wie een nationale administratieve instantie gerechtvaardigde verwachtingen heeft gewekt op basis van specifieke toezeggingen die zij heeft gedaan²⁵ . Bij het onderzoek of dit beginsel is nageleefd, moet worden nagegaan of de handelingen van de betrokken administratieve instantie bij de betrokkene een redelijk vertrouwen hebben gewekt en, zo ja, moet het legitieme karakter van dit vertrouwen worden vastgesteld .²⁶ Tegelijkertijd wordt algemeen aanvaard dat de beginselen van rechtszekerheid en gewettigd vertrouwen voor de betrokkene niet de mogelijkheid inhouden om zich te beroepen op een verworven recht op niet-wijziging van de regel: op grond van het

²³ HJEU, arrest van 19/12/19, GRDF SA/Eni Gas & Power France SA, C-236/18, punt 42; HJEU (5^e ch.) nrs. C798/18, C-799/18, 15 april 2021 (Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche (Anie) e.a. tegen Ministero dello Sviluppo economico, Gestore dei servizi energetici (GSE) SpA; Athesia Energy Srl e.a. tegen Ministero dello Sviluppo economico, Gestore dei servizi energetici (GSE) SpA), punt 41.

²⁴ Agrenergie, punt 30

²⁵ HvJEU, arrest van 19/12/19, GRDF SA/Eni Gas & Power France SA, C-236/18, punt 46.

²⁶ Idem, punt 47.

veranderingsrecht kan de overheid het toepasselijke rechtskader altijd wijzigen om rekening te houden met veranderende omstandigheden in het algemeen belang.²⁷

Rechtszekerheid en gewettigd vertrouwen zijn niet absoluut. In de nationale rechtspraak worden alleen inbreuken op deze beginselen die als buitensporig worden beschouwd, bestraft.²⁸ In het bijzonder heeft het Grondwettelijk Hof reeds verklaard: "*Indien de wetgever van oordeel is dat een beleidswijziging noodzakelijk is, kan hij beslissen om daaraan onmiddellijk uitvoering te geven en is hij in beginsel niet verplicht om in een overgangsregeling te voorzien. (...)*"²⁹. In het recht van de Europese Unie is het veranderingsrecht ook toegestaan om het vertrouwensbeginsel te beperken³⁰.

BRUGEL moet bij de uitoefening van haar taken nieuwe regels kunnen vaststellen om haar bevoegdheden ten volle te kunnen uitoefenen. Zoals vermeld in de preambule van Richtlijn 2019/944, is het met het oog op de goede werking van de elektriciteitsmarkt noodzakelijk dat de regulerende instanties beslissingen kunnen nemen over alle relevante reguleringsaspecten en volledig **onafhankelijk** zijn van alle andere openbare of particuliere belangen³¹. De regelgevende instanties beschikken over een beoordelingsmarge ten aanzien van de maatregelen die binnen hun bevoegdheid vallen en die nodig zijn om de hun door de wetsteksten toegewezen taken te vervullen.³²

²⁷ Brussel (sect. Marktrechtbank), 11 oktober 2017, punt 118.

²⁸ Pâques Michel, "La confiance légitime en droit administratif belge", in "La protection de la confiance légitime en droit administratif et en droit de l'Union européenne", seminar georganiseerd door de hoogste administratieve rechtbank van Litouwen en ACA-Europe op 21 en 22 april 2016, punt 2 in fine. https://www.aca-europe.eu/seminars/2016_Vilnius/Belgique.pdf

²⁹ C.Const, 8mai 2014, 80/2014, grond B.28.3.2

³⁰ Pâques Michel, "La confiance légitime en droit administratif belge", in "La protection de la confiance légitime en droit administratif et en droit de l'Union européenne", seminar georganiseerd door de hoogste administratieve rechtbank van Litouwen en ACA-Europe op 21 en 22 april 2016, punt 9, voetnoot 71. https://www.aca-europe.eu/seminars/2016_Vilnius/Belgique.pdf We herhalen hier de aangehaalde jurisprudentie: "Wat het vertrouwensbeginsel betreft, is het van belang op te merken dat uit vaste rechtspraak volgt dat een nieuwe regel onmiddellijk van toepassing is op de toekomstige gevolgen van een situatie die onder de oude regel is ontstaan en dat de werkingssfeer van het vertrouwensbeginsel niet zo ver kan worden uitgebreid dat wordt verhinderd dat, nieuwe wettelijke regeling van toepassing is op de toekomstige gevolgen van situaties die onder de vroegere wettelijke regeling zijn ontstaan (zie met name zaak C-162/00, Pokrzeptowicz-Meyer, Jurispr. 2002, blz. I-1049, punten 50 en 55)" (C.J.U.E., 14 januari 2010, STADT PAPENBURG/Duitsland, C-226/08). "Zoals het Hof reeds heeft geoordeeld, is het niet mogelijk vertrouwen te stellen in het volledig ontbreken van een wetswijziging, maar kunnen alleen de uitvoeringsmodaliteiten van een dergelijke wijziging ter discussie worden gesteld (zie met betrekking tot een wetswijziging tot afschaffing van het recht op aftrek van de belasting over de toegevoegde waarde voor bepaalde kosten in verband met de verhuur van onroerende goederen, zaak C-487/01 en C-7/02, Gemeente Leusden en Holin Groep, Jurispr. 2004, blz. Evenzo vereist het rechtszekerheidsbeginsel niet dat de wetgeving niet wordt gewijzigd, maar veeleer dat de wetgever rekening houdt met de bijzondere situaties van de marktdeelnemers en in voorkomend geval voorziet in aanpassingen aan de toepassing van nieuwe rechtsregels" (HvJ EG, 7 juni 2005, zaak C-17/03, Vereniging voor Energie, Milieu en Water e.a./Directeur van de Dienst uitvoering en toezicht energie, r.o. 80 en 81).

³¹ Deze onafhankelijkheid doet geen afbreuk aan eventuele algemene richtsnoeren die door de regering worden uitgevaardigd, maar dergelijke algemene richtsnoeren mogen geen betrekking hebben op de taken of bevoegdheden van de regulering. De regelgevende instanties nemen hun besluiten autonoom, uitsluitend op basis van het openbaar belang, teneinde de naleving van de door de richtlijn nagestreefde doelstellingen te verzekeren, zonder onderworpen te zijn aan externe instructies van andere openbare of particuliere instanties, arrest HvJEU, C-718/18, Europese Commissie/Duitsland.³¹

³² Zie naar analogie HvJEU (5^e ch.) nrs. C798/18, C-799/18, 15 april 2021 (Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche (Anie) e.a./Ministero dello Sviluppo economico, Gestore servizi energetici (GSE) SpA; Athesia Energy Srl e.a./Ministero dello Sviluppo economico, Athesia Energy Srl e.a.). / Ministero dello Sviluppo

De regulator dringt aan op het vereiste van artikel 60, lid 1, van Richtlijn 2019/944, waarin het recht van de regulator om wijzigingen aan te brengen in tariefbesluiten als volgt is vastgelegd:

"De regulerende instanties zijn bevoegd om zo nodig van de beheerders van transmissie- en distributiesystemen te verlangen dat zij de voorwaarden, inclusief de in artikel 59 van deze richtlijn bedoelde tarieven of berekeningsmethodologieën, wijzigen om ervoor te zorgen dat deze evenredig zijn en op niet-discriminerende wijze worden toegepast, overeenkomstig artikel 18 van Verordening (EU) 2019/943 . In geval van vertraging bij de vaststelling van transmissie- en distributietarieven hebben de regulerende instanties de bevoegdheid om voorlopige transmissie- en distributietarieven of berekeningsmethoden vast te stellen of goed te keuren en passende compensatiemaatregelen te nemen indien de definitieve transmissie- en distributietarieven of berekeningsmethoden afwijken van deze voorlopige tarieven of methoden." (nadruk toegevoegd).

Bovendien tempert het HvJEU dit beginsel zelf door te stellen dat :

"Elke marktdeelnemer bij wie een nationale autoriteit gegronde verwachtingen heeft opgewekt, kan zich beroepen op het beginsel van bescherming van het gewettigd vertrouwen. Wanneer echter een voorzichtige en geïnformeerde marktdeelnemer de vaststelling van een voor zijn belangen nadelige maatregel kan voorzien, kan hij zich niet op dit beginsel beroepen wanneer die maatregel wordt vastgesteld. Bovendien is het niet gerechtvaardigd dat marktdeelnemers hun gewettigd vertrouwen stellen in de handhaving van een bestaande situatie, die naar goeddunken van de nationale autoriteiten kan worden gewijzigd".³³

Het principe van het gewettigd vertrouwen kan geen afbreuk doen aan de bevoegdheid van de regulator om het reguleringsmodel aan te passen voor een nieuwe tariefperiode. Integendeel, de DNB moet de legitieme verwachting koesteren dat de regulator zijn methodologie aanpast voor een nieuwe periode.

Tot slot vestigt BRUGEL de aandacht op het feit dat artikel 12bis van de federale elektriciteitswet (wet van 29/04/1999), waarop SIBELGA zich beroept, niet is opgenomen in de Brusselse gewestelijke wetgeving. Historisch was het misschien wel van toepassing in Brussel, vóór de regionalisering van de bevoegdheden, maar dit is niet langer het geval, aangezien de wetgever er niet voor heeft gekozen om het te behouden.

In die zin past BRUGEL het beginsel van voorspelbaarheid en gewettigd vertrouwen correct toe.

3.2.2 Met betrekking tot het beginsel van redelijkheid en evenredigheid

De toezichthouder heeft discretionaire bevoegdheden die moeten worden uitgeoefend in overeenstemming met het evenredigheidsbeginsel, wat inhoudt dat hij geen kennelijk onredelijke beslissingen mag nemen (Hof van Markten, 6 maart 2019, 2018/AR/1829).

In dit geval oefent BRUGEL haar discretionaire bevoegdheid uit met inachtneming van het evenredigheidsbeginsel.

economico, Gestore dei servizi energetici (GSE) SpA; Athesia Energy Srl e.a./Ministero dello Sviluppo economico, Gestore dei servizi energetici (GSE) SpA), punt 28.

³³ HvJEU, arrest van 11/07/19, Agrenergy/Ministero dello Sviluppo Economico, gevoegde zaken -C180/18, C286/18 -en -C287/18, punt 31.
HvJEU (5^e ch.) nrs. C798/18, C-799/18, 15 april 2021, punt 42.

3.2.3 Met betrekking tot de richtlijn inzake rendement op kapitaal en het voldoende stabiele rendement

Volgens SIBELGA zou het voornoemde arrest van het Grondwettelijk Hof betreffende artikel 9^{quinq}ies van de elektriciteitsordonnantie en artikel 10^{ter} van de gasordonnantie, gelezen in samenhang met de beginselen van rechtszekerheid en gewettigd vertrouwen, tot gevolg hebben dat BRUGEL niet alleen het rendementspercentage, maar ook de basis waarop dit percentage wordt berekend, niet mag wijzigen ten opzichte van wat werd aangenomen tijdens de vorige regulatoire periodes.

BRUGEL deelt deze interpretatie niet.

Zoals hierboven reeds werd uiteengezet, herinnerde het Grondwettelijk Hof eraan dat de "algemene richtsnoeren" in de relevante wettelijke bepalingen in overeenstemming moeten worden gebracht met de eerbiediging van de volledige functionele onafhankelijkheid van de regulerende instantie en de aan deze instantie voorbehouden bevoegdheid om de tariefmethodologie vast te stellen, in het bijzonder met betrekking tot de vaststelling van de passende winstmarge van de netbeheerder tijdens een bepaalde regulatoire periode.

De eis van voldoende stabiliteit van het rendement moet daarom worden gewaarborgd, niet op statische, historische of nominale wijze, maar op toekomstgerichte en teleologische wijze met betrekking tot de normale en billijke vergoeding die nodig is om te voldoen aan de langetermijnverplichtingen van de distributiesysteembeheerder, die in de loop van de tijd evolueren, rekening houdend met de door de overheid nagestreefde energiebeleidsdoelstellingen, de gebruiksmogelijkheden van de distributiesysteemgebruikers en hun belangen, zoals de levensvatbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid van de energiemarkt.

Systeembeheerders moeten langetermijninvesteringen kunnen doen en daarom verzekerd zijn van een zekere stabiliteit of voorspelbaarheid in prijzen en tariefmethodologieën. Deze vereiste van voorspelbaarheid rechtvaardigt de ongrijpbaarheid van de tarieven tijdens de regulatoire periode, en deze ongrijpbaarheid is zelf bedoeld om de consumenten te beschermen. Behalve in speciale gevallen kan deze methodologie niet worden gewijzigd tijdens de periode. De vereiste van voorspelbaarheid belet echter niet dat methodologieën of tarieven van de ene periode op de andere worden gewijzigd, op voorwaarde dat ze voldoende op voorhand worden bepaald voor het begin van een nieuwe regulatoire periode.

BRUGEL bevestigt dat het rendement, de basis waarop dit rendement wordt berekend, en het daaruit voortvloeiende rendement op kapitaal, zoals bepaald door het ontwerp-tariefmethodologie, voldoende zijn om SIBELGA in staat te stellen de nodige investeringen te doen en haar verplichtingen op lange termijn te blijven nakomen met het oog op de reeds bestaande of nieuwe taken die ze op zich zal moeten nemen tijdens de regulatoire periode 2025-2029. Bijgevolg is het ontwerp van tariefmethodologie in overeenstemming met artikel 9^{quinq}ies, 9°, van de elektriciteitsordonnantie en artikel 10^{ter}, 9°, van de gasordonnantie.

3.2.4 Met betrekking tot het richtsnoer inzake de dekking van alle kosten voor DNB's met een gemiddeld efficiëntieniveau

Artikel 9^{quinq}ies, 14°, van de elektriciteitsordonnantie en artikel 10^{ter}, 14°, van de gasordonnantie bepalen dat de tarieven de distributienetbeheerders waarvan de efficiëntie binnen het marktgemiddelde ligt in staat moeten stellen om al hun kosten terug te verdienen.

Deze bepalingen moeten echter gelezen worden in samenhang met artikel 9^{quinq}ies, 2°, van de elektriciteitsordonnantie en artikel 10^{ter}, 2°, van de gasordonnantie. Deze bepalen dat de tariefmethodologie het mogelijk moet maken om op efficiënte wijze alle kosten te dekken die

noodzakelijk of doeltreffend zijn om de wettelijke of reglementaire verplichtingen van de distributienetbeheerder na te komen, alsook om zijn activiteiten uit te voeren.

Bovendien moet BRUGEL, zoals reeds benadrukt in punt 3.1.1, via de rechtstreekse toepassing van artikel 14 van Verordening 714/2009, ervoor zorgen dat de tarieven "**de werkelijk gemaakte kosten dekken voor zover deze overeenstemmen met die van een efficiënte netbeheerder met een vergelijkbare structuur en op niet-discriminerende wijze worden toegepast**".

Een DNB moet daarom zowel doeltreffend als efficiënt zijn. Een DNB is doeltreffend wanneer hij de doelstellingen bereikt die hem door wettelijke en regelgevende bepalingen zijn opgelegd. Een DNB is efficiënt wanneer hij de middelen die nodig zijn om deze doelstellingen te bereiken tot een minimum beperkt.

Het doel van de nieuwe tariefmethodologie is om SIBELGA aan te moedigen om haar kosten efficiënt te beheren, aangezien de efficiëntie van de noodzakelijke en effectieve kosten in het belang is van de netgebruikers die ze financieren via de energiefactuur.

Hieruit volgt dat een DNB met een gemiddelde efficiëntie al zijn kosten alleen kan terugverdienen via de tarieven als deze efficiënt worden gemaakt, in overeenstemming met de in de methodologie uiteengezette criteria.

Het is dus niet tegenstrijdig om ervan uit te gaan dat de efficiëntie van SIBELGA bij het vaststellen van de tarieven gemiddeld is en vooraf een efficiëntiefactor toe te passen in de methodologie.

3.2.5 Over de rol van de regelgever in de energietransitie

Hoewel de regulator uiteraard de energietransitie moet aanmoedigen, in het bijzonder door zijn tariefmethodologie te ontwikkelen, mag dit niet ten koste van alles gaan. Zowel in zijn bevoegdheid om tarieven goed te keuren als in zijn bevoegdheid over het ontwikkelingsplan, moet de regulator immers niet alleen rekening houden met de energietransitie, maar ook met de algemene efficiëntie van het systeem. Er wordt immers bepaald dat de tariefmethododes de netbeheerders moeten aanmoedigen om "*de efficiëntie te verbeteren, met inbegrip van energie-efficiëntie*" en om "*efficiënte investeringen te ondersteunen*"³⁴. In dit verband benadrukt het CEER dat kostenreflectiviteit noodzakelijk en fundamenteel is voor de energietransitie, in die zin dat het een efficiënt gebruik van het bestaande netwerk moet bevorderen³⁵, en benadrukt in dit verband dat **de regulatoren de bestaande tariefstructuren moeten herzien met als doel "sterke stimulansen te creëren voor een efficiënt gebruik van het netwerk"**³⁶. Richtlijn 2019/944 bepaalt met name dat de regelgevende instanties de bevoegdheid hebben om van de distributiesysteembeheerder te verlangen dat hij de tarieven of de berekeningsmethoden waarop ze gebaseerd zijn, wijzigt om ervoor te zorgen dat ze evenredig zijn³⁷. Om inefficiënte investeringen te vermijden, benadrukt ACER bovendien dat "*nationale regelgevingskaders moeten streven naar de invoering van passende regelgevende maatregelen, inclusief de identificatie van de behoeften aan nieuwe transmissiecapaciteit, de*

³⁴ Artikel 18 van Verordening 2019/943

³⁵ "Een tariefontwerp dat de kosten weerspiegelt, zal bijgevolg van fundamenteel belang zijn voor de energietransitie, omdat het een efficiënt gebruik van het bestaande net bevordert en de kosten voor de verdere uitbreiding van het net signaleert", CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition, blz. 24.

³⁶ Het CEER benadrukt dat de NRI's de huidige tariefstructuren moeten herzien om na te gaan hoe ze kunnen worden verbeterd, bijvoorbeeld om sterkere stimulansen te creëren voor een efficiënt gebruik van het net". CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition, blz. 30.

³⁷ Artikelen 59 en 60 van Richtlijn 2019/944.

kosten-batenanalyse van projecten, risicobeperking, billijke vergoedingen en, waar nodig, aanvullende stimulansen³⁸ .

Verder mag de energietransitie niet ten koste gaan van consumenten. Het is essentieel dat alle consumenten kunnen profiteren van betaalbare tarieven³⁹ , om ervoor te zorgen dat de energietransitie niet ten koste gaat van de meest kwetsbare consumenten. Dit betekent met name dat de transitie moet worden uitgevoerd terwijl de kosten onder controle worden gehouden, zodat ze geen negatieve gevolgen hebben voor de meest kwetsbare klanten⁴⁰ .

In het algemeen vereist Richtlijn 2019/944 ook dat bij de meeste beleidsmaatregelen rekening wordt gehouden met de kosten-batenverhouding van de ingevoerde maatregelen⁴¹ .

³⁸ ACER - Report on Investment Evaluation, Risk assessment and Regulatory Incentives for Energy Network Projects, juni 2023, blz. 3.

³⁹ Artikel 1 van Richtlijn 2019/944 , overweging 2 van Verordening 2019/943 ;

⁴⁰ CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition

⁴¹ Over de invoering van slimme meters (art. 19, §2), over gedeeld gebruik (art. 16, §3).

4 Regelgevend model

4.1 Analyse van het huidige reguleringsmodel (kosten+ met stimulansen)

Het huidige reguleringsmodel van Sibelga is geen echt cost+-model, aangezien de kosten die in aanmerking worden genomen bij de toegestane inkomsten, met uitzondering van de billijke marge, opgesplitst zijn in beheersbare kosten, waarop de incentive gebaseerd is, en niet-beheersbare kosten, terwijl een cost+-model alleen de niet-beheersbare kosten in aanmerking neemt. De billijke winstmarge wordt in aanmerking genomen bovenop de beheersbare en niet-beheersbare kosten, en vormt in feite een niet-beheersbare kost die overeenstemt met de kosten van eigen vermogen.

Volgens de terminologie van de tariefmethodologie: toegestane inkomsten = totale inkomsten + billijke marge, met :

- totale inkomsten = beheersbare kosten + niet-beheersbare kosten + regulatorie saldi
- eerlijke marge = rendement * RAB

Het rendement is een rendement op het eigen vermogen en de kosten van de financiële schuld zijn onbeheersbare kosten. De sterke en zwakke punten van het huidige model voor het berekenen van rendement op geïnvesteerd vermogen en de toekomstige ontwikkeling ervan worden elders besproken.

Beheersbare kosten hebben slechts betrekking op een deel van de OPEX (maar zijn goed voor ongeveer 40% van de totale inkomsten), waarbij afschrijvingen en amortisatie niet-beheersbare kosten zijn, net als eerlijke marges en de kosten van verliezen.

Er bestaat ook geen mechanisme voor de controle van de CAPEX, aangezien het investeringsplan dat als basis dient voor het tariefvoorstel van Sibelga wordt gevalideerd door de Brusselse regering en BRUGEL momenteel slechts een adviserende rol heeft over dit onderwerp. BRUGEL kan echter bepaalde investeringskosten verwerpen die als onredelijk worden beschouwd, waarbij de bewijslast bij de regulator blijft liggen. Geactiveerde investeringen (met inbegrip van OPEX en geactiveerde toeslagen) worden dus tegen reële kostprijs in de GOR opgenomen en tegen reële kostprijs vergoed via de billijke marge. Afgezien van een reputatierisico in geval van een tariefverhoging, heeft Sibelga dus geen enkele stimulans om een gecontroleerd en efficiënt investeringskostentraject voor te stellen wanneer het zijn ex-ante investeringsplan voorstelt, en ook geen enkele stimulans om het overeenstemmende investeringskostentraject te respecteren tijdens de regulatorie periode. Het huidige model bevat dus een dubbel meevallereffect voor de DNB, dat gemeenschappelijk is voor alle modellen die niet voorzien in controlemaatregelen voor CAPEX: de DNB heeft de mogelijkheid om zijn investeringstraject op te blazen (d.w.z. een traject van inefficiënte investeringskosten), vervolgens te overinvesteren en zo zijn reële billijke marge te verhogen (meevallereffect van het type "overinvestering").

De positieve tegenhanger van het in aanmerking nemen van afschrijvingen en de billijke marge als niet-beheersbare kosten is de afwezigheid van een windfall-effect van het type "onderinvestering": als de DNB om welke reden dan ook te weinig investeert ten opzichte van het voorspelde investeringstraject, zal de DNB geen vergoeding krijgen voor deze niet-uitgevoerde investeringen, wat niet noodzakelijk het geval is in modellen met stimulansen met betrekking tot CAPEX.

Bovendien geldt de stimulans om de beheersbare kosten te beheersen in het huidige model alleen voor een bandbreedte van +/-10% van de jaarlijkse beheersbare kosten, die, niet vergeten, slechts een deel van de OPEX omvatten. Alleen het deel van het saldo "beheersbare kosten" (werkelijke beheersbare kosten - gebudgetteerde beheersbare kosten in het geraamde toegestane inkomentraject) dat niet meer bedraagt dan +/-10% van het toegestane beheersbare kostentraject, geaccumuleerd tijdens de regulatorie periode

geeft aanleiding tot een incentive met een 50/50-verdeling van dit geaccumuleerde saldo tussen de DNB en de netgebruikers, hetzij in de vorm van een bonus (werkelijke beheersbare kosten lager dan het tariefbudget), hetzij in de vorm van een malus (werkelijke beheersbare kosten hoger dan het tariefbudget). Dit mechanisme biedt een zeer bescheiden stimulans voor OPEX.

In het huidige model wordt efficiëntie aangemoedigd door de efficiëntiefactor E toe te passen op beheersbare kosten tijdens de periode.

Kortom, het huidige model biedt zeer matige prikkels om de efficiëntie van OPEX te controleren en te verbeteren en helemaal geen prikkels om de efficiëntie van CAPEX te controleren en te verbeteren.

Het huidige OPEX-stimuleringsmodel leidt ook tot een modulatie van de werkelijke marge van de DNB ten opzichte van de billijke marge van een bedrag over de periode dat gelijk is aan 50% van de gegenereerde bonus/malus, d.w.z. een zeer kleine modulatie in vergelijking met die welke wordt verkregen met modellen van het type "revenue cap", maar toch niet nul.

Het huidige model laat de DNB ook toe om niet-virtuele afwegingen te maken tussen OPEX en CAPEX tijdens de periode (reële OPEX verlagen om een bonus te genereren door meer exploitatiekosten te activeren, wat resulteert in hogere totale cumulatieve kosten voor de netgebruikers tijdens de periode en daarna), wat een belangrijke zwakte is van het huidige model. De asymmetrie van informatie tussen de operator en de regulator maakt het voor BRUGEL ook moeilijk om toezicht te houden op het voorkomen van dergelijke arbitrages (hoewel het huidige model toelaat om een groot aantal ex-post vragen te stellen om de asymmetrie van informatie gedeeltelijk te verminderen).

Tot slot is de berekening van de initiële inkomsten voor de regulatoire periode (2020) gebaseerd op de begrote kosten van 2017 en niet op de werkelijke kosten van 2017 van de DNB, wat niet leidt tot een efficiënte initiële inkomsten, aangezien de werkelijke kosten van 2017 lager waren dan begroot.

De volgende tabel geeft een overzicht van de sterke en zwakte punten van het huidige reguleringsmodel.

Tabel 1 Samenvatting van de sterke en zwakte punten van het huidige model

Thema's	Krachten	Zwakke punten
Kostenbeheersing en efficiëntie stimuleren		<ul style="list-style-type: none"> • Controle en stimulansen voor OPEX-efficiëntie zeer zwak • Geen controles of stimulansen voor CAPEX-efficiëntie • Initiële inkomsten berekend op basis van de begroting 2017 in plaats van werkelijke kosten
Rendement op DSO-vermogen	Billijke marge die automatisch naar beneden wordt bijgesteld in geval van onderinvestering	<ul style="list-style-type: none"> • Reële marge automatisch naar boven bijgesteld in geval van overinvestering • Reële eerlijke marge zeer marginaal gemoduleerd door de bonus/malus op beheersbare kosten, vanwege de zwakte van de incentive. • Geen stimulans om de kosten van schulden, die onbeheersbaar zijn, te optimaliseren

Complexiteit van het model	Eenvoudig model	Moeilijkheid voor de regelgever om onredelijk geachte kosten aan te vechten (bewijslast, rechtsmiddelen)
Meevallers	Geen meevaller door onderinvestering tijdens de periode	<ul style="list-style-type: none"> • Inflatie van het initiële CAPEX-traject • Overinvestering tijdens de periode • Niet-virtuele OPEX/CAPEX-arbitrage

Concluderend heeft het huidige model een aantal intrinsieke zwakke punten:

- zeer weinig stimulans om de kosten te beheersen (weinig stimulans op OPEX en geen stimulans op CAPEX) ;
- initiële inkomsten 2020 berekend op basis van de begrote kosten voor 2017, niet de werkelijke kosten ;
- aanwezigheid van een meevaller als gevolg van overinvestering zonder mogelijk risicobeperkend mechanisme ;
- de aanwezigheid van een windfall effect van niet-virtuele trade-offs tussen OPEX en CAPEX;
- de aanwezigheid van een meevaller die verband houdt met de inflatie van het initiële CAPEX-traject.

Bovendien bevinden slechts 2 landen voor elektriciteit (Kroatië en Estland) en 1 voor gas (Estland), die recent tot de Europese Unie zijn toegetreden, zich nog steeds in een situatie die vergelijkbaar is met die in Brussel, waar een cost+-model wordt gebruikt. **Dit model, dat ooit de overhand had, neigt nu te verdwijnen, nu regelgevende instanties de voorkeur geven aan modellen met sterkere inkomstenplafonds.**

4.2 Overzicht van regelgevingsmodellen in de EU

Er zijn momenteel 4 hoofdmodellen voor de regulering van DNB's in Europa:

- **Kosten+**: in dit model worden de maximaal toegestane inkomsten achteraf volledig herzien op basis van de werkelijke kosten van de exploitant; op deze manier komen de inkomsten die de exploitant ontvangt gemiddeld overeen met de werkelijk gemaakte kosten, waaraan een redelijke winst wordt toegevoegd; dit model biedt in feite geen stimulans voor kostenbeheersing of efficiëntie, hoewel de regelgever wel het recht heeft om bepaalde kosten als onredelijk te beoordelen en af te wijzen;
- **Inkomstenlimiet**: In dit model wordt vooraf voor de regulatoire periode een maximaal toegestaan inkomenstraject gedefinieerd in de vorm van een kostentraject, waarbij een onderscheid wordt gemaakt tussen zogenaamde beheersbare kosten (die niet achteraf worden gecorrigeerd op basis van de werkelijke kosten - er is dus een feitelijk *plafond* voor deze kosten) en zogenaamde niet-beheersbare kosten (die achteraf worden gecorrigeerd op basis van de werkelijke kosten); De beheersbare kosten kunnen alleen OPEX, OPEX en CAPEX afzonderlijk omvatten (in welk geval er 2 kostentrajecten zijn) of TOTEX;
- **Price cap**: in dit model wordt het maximumtarief van de operator bepaald door de regelgever op basis van een kostentraject; in tegenstelling tot het revenue cap-model wordt het volume-effect (verschil tussen voorspeld en werkelijk verbruik), dat een mechanische invloed heeft op het werkelijke inkomen van de operator, niet gecorrigeerd en doorgerekend in het tarief, maar volledig gedragen door de operator;
- **Hybride**: het model is een combinatie van verschillende van de bovenstaande modellen.

Er moet worden opgemerkt dat het huidige reguleringsmodel van Sibelga, cost+ met incentives voor OPEX, een tussenmodel is tussen de hierboven vermelde cost+ en revenue cap OPEX-modellen.

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de bestaande reguleringsmodellen voor elektriciteits- en gasdistributie in een panel van 27 Europese landen, 25 EU-landen en 2 partnerlanden:

Tabel 2 Regelgevingsmodellen in verschillende Europese landen

Land	Regelgevend model ingevoerd	
	Elektriciteit	Gas
Duitsland	Inkomstenlimiet TOTEX	Inkomstenlimiet TOTEX
Oostenrijk	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen
België: Brussel	Kosten+ met OPEX-stimulans	Kosten+ met OPEX-stimulans
België: Vlaanderen	Inkomstenlimiet TOTEX	Inkomstenlimiet TOTEX
België: Wallonië	Inkomstenlimiet TOTEX	Inkomstenlimiet TOTEX
Kroatië	Kosten+	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen
Denemarken	Inkomstenlimiet TOTEX	Inkomstenlimiet TOTEX
Spanje	Inkomstenlimiet TOTEX	Inkomstenlimiet TOTEX
Estland	Kosten+	Kosten+
Finland	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen
Frankrijk	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen
Griekenland	Inkomstenlimiet OPEX	Inkomstenlimiet OPEX
Hongarije	Hybride (mix van inkomstenplafond, prijsplafond en specifieke stimulansen)	Inkomstenlimiet OPEX
IJsland	Inkomstenlimiet OPEX	NA
Ierland	Aparte OPEX- en CAPEX-inkostenlimieten	Aparte OPEX- en CAPEX-inkostenlimieten
Italië	Hybride (prijsplafond op OPEX en cost+ op CAPEX); TOTEX revenue cap komt eraan*.	Hybride (prijsplafond op OPEX en kosten+ op CAPEX) TOTEX inkomstenlimiet binnenkort*.
Letland	Inkomstenlimiet TOTEX	Inkomstenlimiet TOTEX
Litouwen	Prijsplafond	Inkomstenlimiet OPEX
Luxemburg	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen
Noorwegen	Inkomstenlimiet TOTEX	N.A. ⁴²
Nederland	Prijsplafond	Prijsplafond
Polen	Hybride (mix van inkomstenlimiet en kosten+)	Hybride (mix van inkomstenlimiet en kosten+)
Portugal	Hybride (HT/MT: prijsplafond (OPEX) + kosten+ (CAPEX) BT: prijsplafond)	Hybride (price cap OPEX + kosten + CAPEX)
Tsjechië	Inkomstenlimiet OPEX	Inkomstenlimiet OPEX
Roemenië	Hybride (prijsplafond/kosten+ afhankelijk van operator)	OPEX-inkostenlimiet + CAPEX-stimulansen
Verenigd Koninkrijk	Inkomstenlimiet TOTEX	Inkomstenlimiet TOTEX

⁴² Niet van toepassing: het CEER-verslag van 2021 dat als bron voor deze benchmark wordt gebruikt, geeft aan dat de gasmethodologie in ontwikkeling is (idem voor het verslag van 2019).

Slowakije	Prijsplafond	Prijsplafond
Slovenië	Inkomstenlimiet OPEX	Inkomstenlimiet OPEX
Zweden	Inkomstenlimiet OPEX; <i>inkomstenlimiet TOTEX komt eraan**</i> .	Inkomstenlimiet OPEX; <i>inkomstenlimiet TOTEX komt eraan**</i> .

Bron: Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021, CEER, 2022

*Volgens een besluit van ARERA moet Italië vanaf 2024 overgaan op regelgeving van het TOTEX-type voor elektriciteit (en 2026 voor gas).⁴³

**De Zweedse regelgevende instantie heeft een mandaat aangevraagd om een inkomstenlimiet voor TOTEX in te voeren voor de volgende reguleringsperiode (vanaf 2024).

De geconsolideerde resultaten zijn als volgt:

Tabel 3 Aantal landen/regio's naar type regelgeving

Model	Aantal landen/regio's voor elektriciteit (van 29)	Aantal landen/regio's voor gas (van 27)
Inkomstenlimiet TOTEX	8 (+2 volgen nog)	7 (+2 volgen nog)
Aparte OPEX + CAPEX inkomstenlimiet	1	1
Inkomstenlimiet OPEX	9 (-1 volgt nog)	12 (-1 volgt nog)
Prijsplafond	3	2
Kosten+	3	2
Hybride	5 (-1 volgt nog)	3 (-1 volgt nog)

In Europa zijn revenue cap-modellen in de meerderheid. **Het OPEX-inkomstenplafondmodel (met of zonder aanvullende CAPEX-stimulansen) lijkt momenteel iets meer verspreid dan het TOTEX-inkomstenplafondmodel.** Het TOTEX-model wordt echter vooral gebruikt in Wallonië en Vlaanderen, en naar verwachting zullen Italië en Zweden vanaf 2024 overstappen op een TOTEX-model. Bovendien worden **OPEX-regelgeving met een inkomstenlimiet over het algemeen aangevuld met specifieke CAPEX-stimulansen.** Het is daarom de norm om stimuleringsmaatregelen te hebben voor beide soorten kosten, OPEX en CAPEX.

Slechts 2 landen voor elektriciteit (Kroatië en Estland) en 1 voor gas (Estland), die recent tot de Europese Unie zijn toegetreden, bevinden zich nog in een soortgelijke situatie als Brussel, waar een kostprijs+-model wordt gebruikt. Dit model, dat ooit dominant was, neigt nu te verdwijnen.

Op dezelfde manier wordt het price cap-model slechts zeer zelden gebruikt in Europa, waarschijnlijk omwille van de bijkomende beperkingen voor de operator die het volumerisico draagt. Aangezien BRUGEL in dit stadium niet voorziet dat de distributietarieven in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest overwegend capaciteitsgebaseerd of forfaitair zullen worden, beschouwen we dit niet als een geloofwaardige keuze voor het streefmodel van BRUGEL en analyseren we dit niet in deze nota.

Opgemerkt moet worden dat de belangrijkste Europese regelgevende instanties (ACER, CEER) in hun verschillende verslagen geen specifiek regelgevingsmodel voorschrijven, maar eerder de situatie van hun leden beschrijven. Niettemin doet het CEER in een raadplegingsverslag van 2018⁴⁴ enkele algemene aanbevelingen. Ten eerste merkt het op dat de regelgeving verschillende doelstellingen moet bereiken (zonder bepaalde volgorde van prioriteit):

- zorgen voor een niet-discriminerend regelgevingskader ;
- kostenefficiëntie bevorderen ;
- de financiële levensvatbaarheid van de netwerken op lange termijn te garanderen ;
- de kwaliteit van de dienstverlening verbeteren; innovatie vergemakkelijken;

⁴³ Bron : <https://www.arera.it/it/docs/21/615-21.htm>

⁴⁴ Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation, CEER, 2018.

- leveringszekerheid garanderen ;
- verbeteringen op het gebied van duurzaamheid en energie-efficiëntie vergemakkelijken ;
- de privacy van klanten beschermen op het gebied van vertrouwelijkheid en beveiliging van gegevens.

Met het oog op de ontwikkeling van een regelgevingssysteem dat het mogelijk maakt deze doelstellingen te bereiken, beveelt het CEER met name aan dat zijn leden :

- rekening te houden met alle doelstellingen van de regelgeving en ervoor te zorgen dat prikkels met verschillende en complementaire doelen in evenwicht zijn;
- de specifieke behoeften en prioriteiten van elk land te beoordelen en rekening te houden met relevante nationale kenmerken; er is met name geen "one-size-fits-all"-benadering;
- voor zover mogelijk een stabiel, transparant en voorspelbaar regelgevingskader te bieden, dat prikkels voor efficiëntie op korte en lange termijn garandeert;
- waar mogelijk een *op output gebaseerde* aanpak ⁽⁴⁵⁾ overwegen voor het vaststellen van stimulansen, aangezien deze aanpak het voordeel heeft dat rekening wordt gehouden met wat belangrijk is voor klanten, waarbij DNB's de vrijheid krijgen om optimale oplossingen te vinden.

In dit rapport schrijft de CEER geen TOTEX-benadering met inkomstenlimiet voor, maar beschrijft deze specifiek en geeft aan dat het een relevante benadering is in een omgeving in transitie naar het slimme netwerk, de ontwikkeling van flexibiliteit en de aansluiting van gedecentraliseerde energie-eenheden. **De afweging tussen OPEX en CAPEX die dit model mogelijk maakt, wordt gezien als een echt innovatie-instrument.** Hoewel de CEER voorstander is van *outputgebaseerde benaderingen*, wordt ook opgemerkt dat deze veel informatie vereisen om de parameters te kalibreren.

4.3 Voorgestelde wijzigingen in het reguleringsmodel

4.3.1 Overzicht

Om de hierboven beschreven zwakke punten van het bestaande model te verhelpen, is BRUGEL van plan om een TOTEX-inkostenlimietmodel aan te nemen voor de periode 2025-2029, alsook voor de daaropvolgende periodes, aangezien de stabiliteit van het TOTEX-inkostenlimietmodel over meerdere regulatoire periodes essentieel is om alle voordelen voor zowel de netgebruikers als de DNB eruit te halen.

Dit model lijkt om een aantal redenen het meest geschikt:

- het biedt een stimulans om een zo breed mogelijk scala aan kosten, waaronder OPEX en CAPEX, te beheersen via één relatief eenvoudig mechanisme;
- het biedt een sterke stimulans om de kosten van de DNB onder controle te houden en te optimaliseren door de DNB toe te staan de winst geheel of gedeeltelijk te houden (of het verlies geheel of gedeeltelijk te innen);
- door het ontwerp garandeert het dat er geen niet-virtuele trade-offs zullen zijn tussen OPEX en CAPEX en moedigt het integendeel deugdelijke trade-offs aan tussen OPEX en CAPEX; dit model is daarom bijzonder geschikt voor de ontwikkeling van slimme netten om de energietransitie te vergemakkelijken (trade-off tussen het optimaliseren van energiestromen en het versterken van het net);
- het is een van de twee "best practice"-modellen die in Europa worden waargenomen (samen met het revenue cap OPEX + CAPEX-stimuleringsmodel); het is dus een beproefd model dat ook door

⁴⁵ Daartegenover staat de *inputgebaseerde benadering*, waarbij de stimulans betrekking heeft op een input, bijvoorbeeld een specifiek rendement op kapitaal voor bepaalde soorten investeringen.

de Vlaamse en Waalse regulatoren is overgenomen en al vele jaren in Vlaanderen en Wallonië wordt toegepast; het is dus ook geschikt voor de Belgische context;

- Dankzij haar sterke stimulans om de kosten van de DNB te controleren en te optimaliseren, kan ze voldoen aan doelstelling 5 van de strategische visie van de regulator, namelijk "de eerlijkste distributietarieven vastleggen voor alle Brusselaars";
- het heeft geen intrinsieke zwakheden die het zouden diskwalificeren.

Het voorgestelde model voldoet aan de Europese wetgeving.

4.3.2 Beschrijving van het voorgestelde TOTEX-inkomstenplafondmodel

4.3.2.1 Algemene principes van het model

Het TOTEX-inkomstenplafondmodel is een reguleringsmodel dat ontworpen is om operatoren een financiële stimulans te geven om een deel van hun operationele (OPEX) en investerings (CAPEX) kosten te beheersen, die volgens de regulatoren beheersbare/beheersbare/invloedbare/endogene/incentivekosten worden genoemd, d.w.z. kosten waarop operatoren invloed hebben en die ze dus kunnen optimaliseren. Voor de tariefmethodologie 2025-2029 gebruiken we de terminologie beheersbare/nietbeheersbare kosten, die al wordt gebruikt in de huidige tariefmethodologie.

Het TOTEX-inkomstenplafondmodel is gebaseerd op het feit dat de regelgever vooraf een traject vaststelt voor de maximaal toegestane inkomsten (RMA) van de exploitant over een lange regelgevingsperiode (meestal 4 tot 5 jaar) op basis van de verwachte kosten van de exploitant, de inflatie en over het algemeen een efficiëntiedoelstelling. Dit RMA-traject omvat een beheersbaar kostentraject dat niet achteraf wordt herzien op basis van de werkelijke beheersbare kosten en dat daarom een bovengrens of plafond vormt. De operator wordt aangemoedigd om al zijn beheersbare kosten te controleren en te optimaliseren, waaronder zowel OPEX als alle of een deel van zijn kapitaalkosten (afhankelijk van de keuzes van de regulator kan dit alleen afschrijving zijn of afschrijving en rendement op geïnvesteerd vermogen). Als de exploitant zijn werkelijke beheersbare kosten dus verlaagt tot onder de toegestane beheersbare kosten, maakt hij winst, die hij geheel of gedeeltelijk mag houden, en omgekeerd, als zijn werkelijke beheersbare kosten het plafond overschrijden, maakt hij verlies, dat geheel of gedeeltelijk voor zijn rekening komt.

Bovendien wordt het model meestal aangevuld met de invoering van een efficiëntiefactor, die, wanneer toegepast op de beheersbare kosten, een stimulans vormt voor efficiëntiewinst tijdens de reguleringsperiode. Op deze manier kunnen de beheersbare kosten dichterbij een doel worden gebracht dat als efficiënt wordt beschouwd.

Het doel van dit model is om ervoor te zorgen dat beheersbare kosten, inclusief een zo groot mogelijk deel van de OPEX- en kapitaalkosten, worden gecontroleerd en geoptimaliseerd en dat ze convergeren naar efficiënte kosten.

De logica ervan is :

- om de exploitant aan te moedigen zijn toegestane beheersbare kostentraject te overtreffen door productiviteitsverbeteringen, d.w.z. zijn beheersbare kosten te verlagen ten opzichte van het toegestane traject, teneinde het verschil geheel of gedeeltelijk te behouden (afhankelijk van het gekozen verdeelsleutel, zie paragraaf [4.3.2.3](#)) en zo zijn winst te verhogen.
- sommige of al deze productiviteitsverbeteringen gedurende de periode door te berekenen aan gebruikers (afhankelijk van het gekozen verdeelsleutel, zie paragraaf [4.3.2.3](#)), en al deze verbeteringen vanaf de volgende reguleringsperiode.

4.3.2.2 Creatie van het maximaal toegestane ex ante inkomenstraject

De kosten van de exploitant die zijn opgenomen in de maximaal toegestane inkomsten kunnen worden opgesplitst in **beheersbare kosten** (de kosten die worden gestimuleerd door het inkomstenplafondmechanisme) en **niet-beheersbare kosten**.

Niet-beheersbare kosten zijn kosten waarover de operator geen directe controle heeft. Het verschil tussen de werkelijke niet-beheersbare kosten (gecorrigeerd voor niet-beheersbare kosten die door de toezichthouder als onredelijk of foutief worden beschouwd) en de gebudgetteerde niet-beheersbare kosten wordt doorberekend aan de netwerkgebruikers.

Omgekeerd vallen kosten die beheersbaar worden geacht onder de verantwoordelijkheid van de exploitant, die dus profiteert van de gehele of gedeeltelijke afwijking van het toegestane traject als hij erin slaagt deze kosten te verlagen (respectievelijk, het verschil moet door de exploitant worden gedragen in het geval van hogere uitgaven).

Schematisch heeft de voorgestelde RMA de volgende structuur:

$$RMA_t = CG_t + CNG_t + RCI_t + SR_t + Q_t$$

Met :

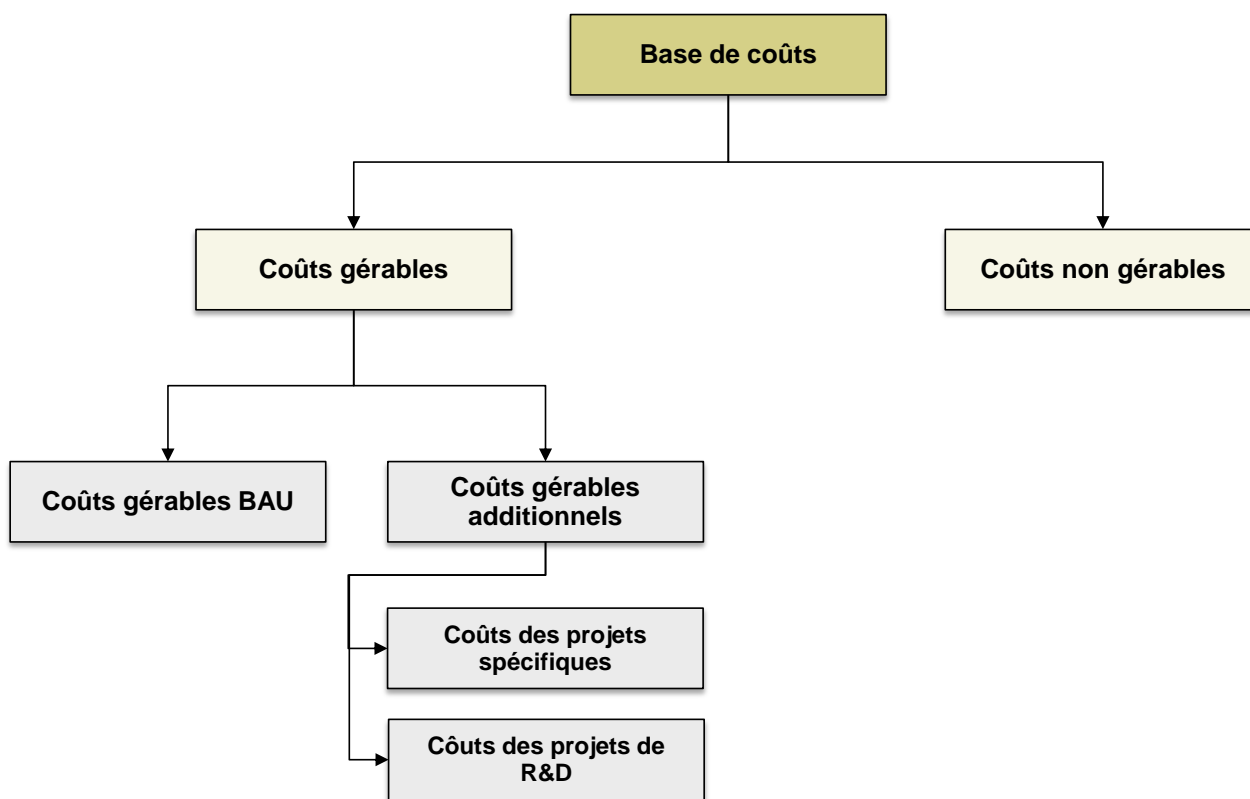
- RMA_t maximaal toegestaan inkomen in jaar t ;
- CG_t beheersbare kosten in jaar t ;
- CNG_t onbeheersbare kosten in jaar t ;
- RCI_t rendement op geïnvesteerd vermogen, berekend in de vorm van een WACC x RAB-term, zoals aanbevolen voor de 2025-2029 methodologie;
- SR_t het deel van de geaccumuleerde tariefsaldi dat wordt toegewezen aan de toegestane inkomsten in jaar t als onderdeel van de goedkeuring van het reguleringsfonds;
- Q_t de bonus/malus-factor gekoppeld aan niet-financiële prestaties.

Er moet worden opgemerkt dat het rendement op het geïnvesteerde kapitaal, dat de kapitaalkosten van de DNB vormt, niet is opgenomen in de beheersbare kosten. Het wordt dus berekend op basis van de werkelijke investeringen waarin de GOR tijdens de periode is verwerkt, net zoals de billijke marge in de huidige methodologie.

Het is noodzakelijk om precies te definiëren welke kosten als beheersbaar worden beschouwd, aangezien de omvang van de beheersbare kosten een van de belangrijkste hefboomen is om de sterkte van de stimulansen in het reguleringsmodel aan te passen: dit wordt beschreven in hoofdstuk 5, dat gewijd is aan de samenstelling van de toegestane inkomsten.

Binnen beheersbare kosten zijn er, naast het onderscheid tussen OPEX en kapitaaluitgaven, twee categorieën kosten: BAU (*business as usual*) beheersbare kosten en extra beheersbare kosten:

Afbeelding 1 - Segmentatie van kosten in het maximaal toegestane inkomen



BAU beheersbare kosten omvatten alle beheersbare kosten die betrekking hebben op de gebruikelijke activiteit van de exploitant, d.w.z. zonder de impact van exogene factoren die leiden tot de noodzaak om nieuwe activiteiten of specifieke projecten uit te voeren. Daarentegen zijn extra beheersbare kosten kosten bovenop de beheersbare BAU-kosten die ontstaan door factoren die extern zijn aan de exploitant.

Om ex-ante het beheersbare kostentraject⁴⁶ op een objectieve manier te bepalen, stelt BRUGEL de volgende algemene richtlijnen voor de methodologie 2025-2029 voor:

- **Beheersbare kosten BAU :**

De budgettaire BAU beheersbare kosten voor het eerste jaar van de regulatoire periode (2025) worden bepaald op basis van de werkelijke kosten voor 5 opeenvolgende jaren (jaren N-5 tot N-1, waarbij N het jaar is waarin de budgettaire beheersbare kosten voor 2025-2029 worden berekend), de zogenaamde referentie jaren, en niet op basis van de budgettaire kosten voor één enkel jaar voorafgaand aan de regulatoire periode, zoals het geval is in de huidige tariefmethodologie. Deze benadering is de meest objectieve, vooral in vergelijking met een benadering op basis van een businessplan. De berekeningsmethode wordt nader toegelicht in punt 6 over de vaststelling van de aanvankelijke maximaal toegestane inkomsten.

⁴⁶ Opmerking: er staat niet veel op het spel met betrekking tot de niet-beheersbare kosten (met uitzondering van de creatie van tariefsaldi), die in elk geval ex-post volledig worden gecompenseerd, tenzij ze door BRUGEL als onredelijk worden beschouwd. Deze kosten kunnen dus ex ante worden bepaald op basis van een budgetraming door de operator en vervolgens ex post worden herzien op basis van de werkelijke kosten, zoals in de huidige tariefmethodologie.

De gebudgetteerde beheersbare BAU-kosten voor de volgende jaren van de periode zullen evolueren van de gebudgetteerde beheersbare BAU-kosten voor 2025 volgens de NCC-evolutieformule die in sectie [7.1](#) wordt beschreven.

- **Bijkomende beheersbare kosten :**

BRUGEL stelt voor om rekening te houden met de bijkomende kosten van de distributienetbeheerder in het maximaal toegestane ex-ante inkomen door de **netto bijkomende kosten van specifieke projecten** en de kosten van O&O-projecten gericht op innovatie te berekenen. **De extra beheersbare kosten omvatten aldus :**

- **De netto bijkomende kosten (d.w.z. kosten min inkomsten min baten) van een klein aantal belangrijke specifieke projecten.** Daartoe moet de DNB, vóór het indienen van de tariefvoorstellen, de business cases voor deze projecten over de periode 2025-2029 indienen, met inbegrip van een uitputtende analyse van de netto extra kosten en baten over de periode 2025-2029 alsook over de volledige levensduur van de ingezette systemen, die zich normaal over meerdere regulatoire periodes uitstrekt. BRUGEL is van plan om dit mechanisme toe te passen op het project voor de invoering van slimme meters, evenals op investeringsprojecten in het net die extra kosten met zich meebrengen in vergelijking met de eenvoudige vernieuwing van het net (d.w.z. netversterkings- en netuitbreidingsprojecten). Bijkomende kosten omvatten de exploitatie- en afschrijvingskosten (met inbegrip van de ontmanteling⁴⁷) die bijkomend zouden zijn ten opzichte van de beheersbare BAU-kosten, ongeacht of het gaat om opzetkosten of lopende exploitatiekosten na voltooiing van het project (*exploitatiekosten*) voor zover deze laatste werkelijk overeenstemmen met bijkomende kosten, rekening houdend met de eventuele kostenverminderingen die het project met zich meebrengt.

De berekening van deze extra kosten wordt in detail beschreven in paragraaf [6.1.3](#).

- **O&O-projectkosten (innovatie):** O&O-projectkosten worden daarom geboekt als beheersbare kosten en worden uitgesloten van de BAU-kosten.
- Opgemerkt moet worden dat na gesprekken met Sibelga, aanvankelijk als onderdeel van de voorbereiding van dit verslag :
 - BRUGEL heeft beslist om alle IT-kosten op te nemen in de beheersbare BAU-kosten, waarbij deze IT-kosten ook alle IT-kosten in verband met slimme meters en de kosten van de smart grid-projecten omvatten. De IT-kosten, met inbegrip van de kosten voor smart grid-projecten, zijn dus uitgesloten van de extra kosten.
 - Als gevolg daarvan is het voorschotmechanisme dat aanvankelijk gepland was om rekening te houden met de extra kosten van slimmenetwerkprojecten met een positieve business case in de RMA, afgeschaft (zie paragraaf [4.3.3.2.2](#)).
 - Na officieel overleg met Sibelga en op verzoek van de DNB is besloten om de extra kosten open te stellen voor IT-projecten.

⁴⁷ In het bijzonder moet worden opgemerkt dat als een project dat als extra kosten wordt geboekt, leidt tot een toename van de ontmanteling in vergelijking met *business as usual*, deze extra ontmanteling moet worden opgenomen in de extra kosten. Dit is bijvoorbeeld het geval bij de uitrol van slimme meters, die leidt tot een toename van de ontmanteling van conventionele meters.

Indienen van bijkomende kosten en tariefvoorstel

De door Sibelga gevraagde bijkomende beheersbare kosten voor de periode 2025-2029 en de bijbehorende business cases zoals hierboven beschreven, worden door Sibelga idealiter aan BRUGEL voorgelegd tegen 1^{er} januari 2024 (ten minste voor de business case met betrekking tot intelligente meters) en ten laatste bij de indiening van de tariefvoorstellen.

Het tariefvoorstel voor de tariefperiode 2025-2029 wordt uiterlijk op 26 mei 2024 door Sibelga ingediend bij BRUGEL. Dit tariefvoorstel omvat de door Sibelga gevraagde meerkosten voor de periode 2025-2029 en de bijbehorende business cases, indien nodig gewijzigd om rekening te houden met de opmerkingen van BRUGEL over de vooraf ingediende meerkosten en business cases.

4.3.2.3 Berekening van het saldo van beheersbare kosten en toewijzing tussen de exploitant en netwerkgebruikers (UR)

Het TOTEX-inkomstenplafondmodel moedigt de exploitant aan om het vooraf vastgestelde toegestane beheersbare kostentraject te overtreffen om winst te maken bovenop de winst die wordt toegewezen via het rendement op geïnvesteerd vermogen. Het is echter noodzakelijk om te definiëren welk deel van de winst door de exploitant wordt behouden als de werkelijke beheersbare kosten lager zijn dan de voorspelde beheersbare kosten, of welk deel van het verlies door de exploitant wordt gedragen als de werkelijke beheersbare kosten hoger zijn dan de voorspelde kosten.

Dit aandeel wordt gekwantificeerd aan de hand van het concept "**sharing rate**" (**SR**), dat staat voor **het percentage van de winst (of het verlies) dat wordt ingehouden (of gedragen) door de exploitant. Formeel wordt dit percentage toegepast op het volgende saldo: gebudgetteerde beheersbare kosten - gerealiseerde beheersbare kosten**. Door de constructie zullen netwerkgebruikers profiteren van 100 - X% van de winst (of 100 - X% van het verlies dragen).

In feite is het deelpcentage X de parameter die de "sterkte" van de stimulans voor de operator bepaalt. Hoe hoger het percentage X, hoe sterker de stimulans voor de operator om zijn kosten te optimaliseren.

Om de distributienetbeheerder maximaal te stimuleren om zijn kosten te beheersen en te optimaliseren, voorziet BRUGEL een verdelingspercentage van 100%, een waarde die vaak wordt gebruikt door regelgevers in Europa (met name in Wallonië, Vlaanderen, Duitsland, Spanje en Ierland).

4.3.3 Investerings in de energietransitie stimuleren

4.3.3.1 Slimme meters

4.3.3.1.1 Situatie en doelstelling

Wat de slimme meters betreft, was het wetgevende kader vastgelegd door de elektriciteits- en gasordonnanties van 16/09/2020 en 26/03/2020 niet erg dwingend. Het bepaalde dat de distributienetbeheerder verplicht is om geleidelijk slimme meters te installeren, "rekening houdend met het algemeen belang en voor zover dit technisch mogelijk is, financieel redelijk en evenredig gezien de potentiële energiebesparingen", in overeenstemming met de volgende 2 verplichte niches:

- wanneer een meter wordt vervangen ;
- wanneer een aansluiting wordt gemaakt in een nieuw gebouw of een gebouw dat een grote renovatie ondergaat.

Naast deze twee situaties, en enkel voor slimme elektriciteitsmeters, bepaalt de elektriciteitsordonnantie dat de distributienetbeheerder de mogelijkheid heeft, maar niet de verplichting, om slimme meters te installeren voor 6 zogenaamde prioritaire niches. In het geval van deze niches mag de klant de installatie of het onderhoud van een slimme meter niet weigeren, noch de verwijdering ervan vragen.

De nieuwe elektriciteitsordonnantie van 17 maart 2022, die op 30 april 2022 in werking is getreden, introduceert een gunstiger wetgevingskader voor de uitrol van slimme meters.

Wat de elektriciteitsmeters betreft, worden de 6 hierboven vermelde prioritaire niches verplicht en wordt hun aantal uitgebreid tot een totaal van **11 verplichte niches** (artikel 26octies). De distributienetbeheerder is dus verplicht om een slimme meter te installeren wanneer :

1. een aansluiting wordt gemaakt in een nieuw gebouw of een gebouw dat een grote renovatie ondergaat;
2. een meter wordt vervangen als gevolg van veroudering of een technisch defect;
3. een gebruiker van het distributienetwerk een "prosumant" is of wordt;
4. een distributienetgebruiker een wijziging in de capaciteit van zijn aansluiting aanvraagt;
5. een gebruiker van het distributienet laadt een elektrisch voertuig op;
6. een gebruiker van het distributienet deelneemt aan elektriciteitsdeling of een overschot aan zelf opgewekte elektriciteit laat kopen of kopen;
7. een distributienetgebruiker neemt deel aan flexibiliteits- of aggregatiediensten;
8. een gebruiker van het distributienet elektriciteit opslaat ;
9. een gebruiker van het distributienet met een jaarlijks verbruik van meer dan 6000 kWh ;
10. een gebruiker van het distributienetwerk heeft een warmtepomp;
11. een distributienetwerkgebruiker daarom vraagt.

Het nieuwe besluit bepaalt echter dat wanneer de geïnstalleerde slimme meter "een meter vervangt die deel uitmaakt van een technisch ondeelbaar geheel van verscheidene meters, alle meters die deel uitmaken van dit geheel mogen worden vervangen door slimme meters". Dit laatste punt maakt het mogelijk om de reeks meters die onder de bovengenoemde niches vallen, aanzienlijk uit te breiden. We hebben begrepen dat het bij flatgebouwen voldoende is dat een van de huurders van het gebouw door de verplichte nissen wordt getroffen, zodat alle huurders van het gebouw er ook door worden getroffen.

Ten slotte laat de nieuwe ordonnantie de DNB ook toe om slimme elektriciteitsmeters op een "proactieve" manier in te zetten. De distributienetbeheerder kan voor elk leveringspunt systematisch of bij gelegenheid voorstellen om de bestaande elektriciteitsmeter te vervangen door een slimme meter. Dit voorstel moet vergezeld gaan van objectieve informatie over de diensten waartoe de gebruikers toegang zouden kunnen krijgen als ze over een slimme meter beschikken. In dit geval moet de DNB de voorafgaande toestemming van de netgebruiker hebben verkregen.

Tabel 4. Overzicht van verplichte en optionele niches voor de invoering van slimme elektriciteitsmeters volgens de ontwerp-energieverordening

Niche	Toestemming gebruiker
Verplichte inzet voor de DNB	
Aansluiting in een nieuw gebouw of een gebouw dat ingrijpend wordt gerenoveerd	Geen toestemming nodig
Vervanging van meters door veroudering of technisch defect	Geen toestemming nodig
Prosumer	Geen toestemming nodig
Verandering in aansluitcapaciteit	Geen toestemming nodig
Elektrisch opladen	Geen toestemming nodig
Elektriciteit delen en kopen/verkopen	Geen toestemming nodig
Flexibiliteitsdiensten	Geen toestemming nodig
Opslag van elektriciteit	Geen toestemming nodig
Verbruik van meer dan 6000 kWh / jaar	Geen toestemming nodig

Warmtepomp	Geen toestemming nodig
Aanvrager	Toestemming vereist (per definitie)
Optionele inzet voor de DSO	
Vervanging van meters die deel uitmaken van een technisch ondeelbaar geheel	Geen toestemming nodig
Andere gevallen	Toestemming vereist (met communicatie naar de gebruiker van informatie over slimme meetdiensten)

In deze wetgevende context, die niet erg prescriptief is maar alle mogelijke scenario's mogelijk maakt, wil **BRUGEL Sibelga aanmoedigen om de slimme meters zo ruim mogelijk en tegen een efficiënte kostprijs uit te rollen, om de energietransitie te vergemakkelijken.**

4.3.3.1.2 Maatregelen voorgesteld door BRUGEL

BRUGEL is van plan om 3 stimuleringsmaatregelen in te voeren met betrekking tot de ontplooiing van slimme meters om de gewenste doelstelling te bereiken:

1. een stimulans om de kosten te beheersen (OPEX+CAPEX) met betrekking tot projecten voor de invoering van slimme meters voor elektriciteit en gas, gebaseerd op het TOTEX-model voor inkomstenlimieten;
2. een stimulans voor de proactieve invoering van slimme meters;
3. een stimulans voor niet-financiële prestaties.

1. Bevordering van kostenbeheersing voor projecten voor de invoering van slimme meters

- Het project voor de invoering van slimme meters voor elektriciteit wordt beschouwd als een specifiek project. Het wordt beschreven en begroot in een business case die wordt opgesteld door de DNB, die betrekking heeft op de regulatoire periode 2025-2029 en die, vóór de indiening van de tariefvoorstellen, ter goedkeuring wordt voorgelegd aan BRUGEL, binnen de termijnen vermeld in punt [4.3.2.2](#).

Deze business case moet de kosten voorstellen (exclusief IT-kosten, IT-kosten worden in aanmerking genomen in de beheersbare kosten *van de business as usual*) in de extra kosten en baten van het project in vergelijking met de kosten van de business as usual, evenals de bijbehorende veronderstellingen, in het bijzonder de veronderstellingen over de trajecten voor het aantal geplaatste slimme meters. Ze wordt gecontroleerd en betwist door BRUGEL en gewijzigd als BRUGEL ze niet geschikt acht. Het doel van de stimulans voor de proactieve ontplooiing van slimme meters, die hierna wordt beschreven, is de DNB aan te moedigen om in deze business case de ontplooiing van een hoog aantal slimme meters over de periode voor te stellen en deze doelstelling over de periode te respecteren.

- De bijkomende kosten van het door BRUGEL goedgekeurde project zijn opgenomen in de budgettaire beheersbare kosten van de TOTEX-inkostenlimiet.

2. De proactieve invoering van slimme meters aanmoedigen

Dit stimuleringsmechanisme, gebaseerd op de toekenning van een hogere of lagere WACC afhankelijk van het aantal slimme meters dat in de periode 2025-2029 wordt geïnstalleerd, wordt in detail beschreven in paragraaf [10.3.3.3.1](#).

3. Stimulansen voor niet-financiële prestaties van slimme meters

BRUGEL is van plan om de 2 vorige maatregelen aan te vullen met een bonus/malusregeling op basis van niet-financiële prestatie-indicatoren met betrekking tot slimme meters, die worden gedetailleerd in paragraaf [10.3.3.3](#).

4.3.3.2 *Intelligente netwerken*

4.3.3.2.1 *Situatie en doelstelling*

Wat het wettelijke kader betreft, bepaalt de nieuwe ordonnantie dat het ontwikkelingsplan dat door de DNB wordt opgesteld "de stand van de studies, projecten en implementaties van **technische oplossingen voor de energietransitie en slimme netten**" moet bevatten. De ordonnantie bepaalt ook dat het ontwikkelingsplan een beschrijving moet bevatten van de **bijbehorende IT-ontwikkelingen**.

Voor de elektriciteitsmarkt legt het nieuwe besluit ook de nadruk op de ontwikkeling van een markt voor flexibiliteit en ondersteunende diensten en worden de voorwaarden die van toepassing zijn op de DNB in detail uiteengezet.

Het bepaalt dat de DNB moet zorgen voor de verwerving van flexibiliteitsdiensten (via flexibiliteitsmarkten) die de behoefte aan modernisering of vervanging van elektrische capaciteit verminderen. Deze flexibiliteitsdiensten moeten worden aangekocht op voorwaarde dat ze kostenefficiënt zijn en geen negatieve impact hebben op het net of de markt.

Op dezelfde manier moet de DNB zorgen voor de aankoop van aanvullende producten en diensten die geen verband houden met frequentieregeling en die nodig zijn voor een efficiënte, betrouwbare en veilige werking van het regionale transmissiesysteem.

Ten slotte bepaalt de nieuwe ordonnantie dat de distributienetbeheerder, om de veiligheid van het elektriciteitsnet te garanderen, de geleverde stroom (respectievelijk de afgenomen stroom) voor het opladen (ontladen) van een elektrisch voertuig of de activering van de flexibiliteit gedurende een bepaalde periode kan beperken/weigeren.

BRUGEL heeft een visie op intelligente netwerken ontwikkeld op basis van 4 verplichte minimumfunctionaliteiten:

- voldoende end-to-end netwerkobservabiliteit, door MV/LV-monitoring;
- identificatie van de klant in het netwerk (of identificatie van de klant-cabineverbinding), zodat de impact van een klantenbelasting op netwerkelementen kan worden geanticipeerd;
- besturing op afstand - cabine/klant, om stromen te beheren en acties op afstand uit te voeren;
- frequente en betrouwbare informatie over de toestand van het net, voor de DNB maar vooral voor de markt.

BRUGEL wil Sibelga aanmoedigen om de netwerken om te vormen (gegevens-, exploitatie- en activabeheer) om de marktuitwisselingen te vergemakkelijken tegen lagere kosten, zonder vooroordelen en zonder vertraging.

Daartoe heeft BRUGEL in haar "advies over het ontwerp van definitief investeringsplan voor elektriciteit, voorgesteld door de Brusselse distributienetbeheerder voor de periode 2022-2026" (BRUGEL-AVIS-20211029-333) de Regering aanbevolen om de distributienetbeheerder aan te moedigen om een ambitieus stappenplan uit te voeren voor de transformatie van zijn net in een smart grid. BRUGEL voegde eraan toe dat dit stappenplan de vorm zou moeten aannemen van een realistisch en doeltreffend actieplan met een tijdschema dat compatibel is met de in Brussel verwachte uitdagingen.

Tegen deze achtergrond moeten de regelgevende maatregelen die moeten worden ingevoerd als onderdeel van de nieuwe methodologie voor elektriciteitsstarieven ervoor zorgen dat de routekaart naar behoren wordt uitgevoerd, met als algemene doelstelling **de bevordering van de kostenefficiënte invoering van slimme netwerken om de totale netwerkkenkosten te optimaliseren en de energietransitie te vergemakkelijken**.

4.3.3.2.2 Maatregelen voorgesteld door BRUGEL

In het kader van de eerste werkzaamheden voor de opstelling van dit verslag heeft BRUGEL de volgende maatregelen gepland om de gewenste doelstelling te bereiken:

- Als onderdeel van het proces voor het bepalen van de toegestane begrotingsinkomsten voor de volgende regulatoire periode (25-29), moet de DNB de implementatie van slimmenetwerkprojecten voorstellen, gedetailleerd beschreven en gerechtvaardigd in een business case (één per project) waarin de extra kosten en baten worden gespecificeerd. De DNB moet voorrang geven aan projecten met een positief nettovoordeel gedurende de levensduur van het ingevoerde systeem, die langer kan zijn dan één regulatoire periode. Projecten met een negatief nettovoordeel kunnen worden voorgesteld als de DNB kan aantonen dat er een aanzienlijke toegevoegde waarde is buiten de perimeter van de DNB of dat er een groot belang is om de energietransitie te vergemakkelijken.
- Als het project positieve nettovoordelen over de levensduur van het geïnstalleerde systeem met zich meebrengt, wordt een voorschotmechanisme geactiveerd door BRUGEL, waarbij het voorschot wordt teruggenomen zodra het evenwichtspunt is bereikt: een voorschot dat overeenstemt met de bijkomende nettokosten van het project wordt dus toegekend aan de distributienetbeheerder in de vorm van bijkomende beheersbare kosten in de toegestane begrotingsinkomsten van de regulatoire periode die hem in staat stellen het project te voltooien. Na de voltooiing van het project wordt dit voorschot terugbetaald aan de distributienetbeheerders (d.w.z. afgetrokken van de beheersbare kosten van de toegestane budgetinkomsten), waarbij de retrocessiereguleringsperiode ex ante wordt bepaald door BRUGEL op basis van de business case. Dankzij het mechanisme van de TOTEX-inkomstenlimiet kan de distributienetbeheerder dankzij dit voorafgaande mechanisme een winst boeken die overeenstemt met de reële nettowinst die wordt geïnduceerd over ongeveer één reguleringsperiode voor elk project van het slimme net. Het mechanisme voor de vaststelling van de initiële inkomsten op basis van de historische kosten over 5 jaar maakt het vervolgens mogelijk om de winsten terug te geven aan de distributienetbeheerders.
- Als het project negatieve nettovoordelen over de levensduur van het geïnstalleerde systeem met zich meebrengt, kan BRUGEL het project verwerpen of goedkeuren op basis van zijn globale toegevoegde waarde. Als het project wordt goedgekeurd, wordt het behandeld als een specifiek project waarvan de bijkomende nettokosten worden opgenomen in de beheersbare kosten.

Na besprekingen met Sibelga over de vorige maatregelen, bleek dat Sibelga niet in staat was om de smart grid-projecten met hun business case in te dienen tegen de vereiste deadline (1/1/2024). Bijgevolg had BRUGEL beslist om af te zien van de vorige maatregelen en in de *IT-business as usual* kostenenveloppe een forfaitair bedrag op te nemen met betrekking tot de smart grid-projecten die door Sibelga zullen worden gedefinieerd in de smart grid roadmap die aan BRUGEL moet worden meegedeeld.

Na overleg met en op verzoek van de DNB :

- IT- en smartgridprojecten mogen mechanische extra kosten hebben.
- Het ex-ante IT-budget voor 2025 wordt bepaald op basis van de historische IT-kosten die volledig zijn aangepast voor het Smarrias-project en de beste raming van het IT-budget van SIBEGA voor 2025 die ter validering aan BRUGEL is voorgelegd.

5 Samenstelling van het maximaal toegestane inkomen

5.1 Herinnering aan de bestaande situatie

Volgens de huidige methodologie⁴⁸ worden beheersbare kosten omschreven als "kosten en inkomsten waarover de DNB directe controle heeft". Niet-beheersbare kosten worden daarentegen omschreven als "bedrijfskosten en -inkomsten waarover de DNB geen directe controle heeft". Er bestaan marginale verschillen tussen elektriciteit en gas in termen van beheersbare/niet-beheersbare classificatie. Voor de volledigheid worden de niet-beheersbare kosten in de huidige methodologie hieronder opgesomd (gedetailleerder dan de beheersbare kosten):

- de kosten voor de aankoop van netverliezen of, in voorkomend geval (enkel voor elektriciteit), de dekking van deze verliezen door de productiemiddelen van de DNB. Indien BRUGEL, op basis van de door de DNB tijdens de controle achteraf meegedeelde informatie, van oordeel is dat deze kosten onredelijk zijn ten opzichte van de marktprijzen en de door de DNB ingevoerde procedures, behoudt BRUGEL zich het recht voor om het als onredelijk beschouwde deel van de kosten te verwerpen;
- kosten die voortvloeien uit facturen en creditnota's van FeReSo in het kader van het afstemmingsproces;
- toeslagen waaronder :
 - niet-gefinancierde aanvullende pensioen- of overheidspensioenlasten, betaald aan personeelsleden of rechthebbenden naar rato van hun anciënniteit in een gereguleerde activiteit van netbeheer of gaslevering in de distributie, verschuldigd voor de jaren voorafgaand aan de liberalisering in overeenstemming met de statuten een collectieve arbeidsovereenkomst of een voldoende geformaliseerde overeenkomst, of daartoe door de DNB aan hun werkgever worden vergoed overeenkomstig de contractuele verplichtingen die deze vóór 30 april 1999 is aangegaan, op voorwaarde dat deze uitgaven worden geboekt overeenkomstig de bestaande regels die vóór 30 april 1999 zijn vastgesteld of later door de bevoegde regelgevende instantie zijn aanvaard ;
 - belasting op vennootschappen en rechtspersonen die daadwerkelijk verschuldigd is ;
 - andere lokale, provinciale, regionale of federale belastingen, heffingen, toeslagen, vergoedingen, bijdragen en rechten die door de DNB verschuldigd zijn;
 - Boetes die aan de DNB worden opgelegd en compensaties die de DNB moet betalen in geval van incidenten op het net worden in principe verworpen om de DNB bewust te maken van zijn verantwoordelijkheden en om excessen te vermijden;
- het deel van de iRAB-meerwaarde dat wordt afgeschreven tegen het tarief van het onderliggende actief of dat buiten gebruik wordt gesteld tijdens het jaar, op voorwaarde dat de bedragen die overeenstemmen met dit deel worden geboekt als reserve op de passiefzijde van de balans van de DNB. BRUGEL controleert de samenhang tussen de evolutie van deze reserve en de geboekte afschrijvingen;
- De afschrijving van vaste activa omvat de afschrijving van de aanschaffingswaarde en meerwaarden, evenals meerwaarden of minderwaarden die voortvloeien uit de vervreemding of buitengebruikstelling van deze activa en de terugboeking van verkregen subsidies;
- *ingebodde kosten*. Op basis van een gedetailleerde analyse kunnen deze kosten, hoewel ze niet beheersbaar zijn, door BRUGEL worden verworpen als ze onredelijk worden geacht;

⁴⁸ Bronnen: Methodologie 2020-2024, deel 4, Methodologie - Elektriciteit (respectievelijk gas), secties I.1.2 en I.1.3.

- kosten en inkomsten in verband met de uitvoering van openbaredienstverplichtingen ;
- alleen voor elektriciteit: heffingen en inkomsten uit facturen en creditnota's van de transmissiesysteembeheerder voor het gebruik van het transmissiesysteem, inclusief toeslagen en heffingen die door de transmissiesysteembeheerder in rekening worden gebracht;
- kosten en inkomsten uit facturen en creditnota's die de DNB heeft uitgegeven of ontvangen voor energiedoorvoer ;
- kosten die worden opgelegd door een wijziging in het wettelijke of regelgevende kader of in de regels en processen die ten grondslag liggen aan de organisatie of goede werking van de geliberaliseerde elektriciteits- en gasmarkt;
- kostenverlagingen en/of kostenstijgingen als gevolg van overboekingen tussen de winst- en verliesrekening en de balans, met inbegrip van verschillen die ten laste zijn gebracht van het resultaat van voorgaande verslagperioden ;
- de eerlijke marge.

Bovendien bepaalt de methodologie dat de DNB alle toegestane voorzieningen in de totale inkomsten expliciet moet rechtvaardigen als onderdeel van het tariefvoorstel.

Inzoomen op afkeuringscriteria voor kosten :

In haar bijlage I bij de methodologie getiteld "Criteria toegepast door BRUGEL om het onredelijke of onnodige karakter van de totale inkomsten van de distributienetbeheerder te beoordelen", kunnen de totale inkomsten die aan een van de volgende voorwaarden voldoen, als onredelijk of onnodig worden beschouwd:

1. zij niet effectief bijdragen tot de goede uitvoering van de geldende wettelijke en bestuursrechtelijke verplichtingen van de netbeheerder (DNB), met name :
 - het handhaven of verbeteren van de veiligheid, efficiëntie en betrouwbaarheid van het net in overeenstemming met de normen van een voorzichtige en zorgvuldige DNB, of van de kwaliteit van de dienstverlening aan de afnemers;
 - alle verplichtingen in verband met de meetactiviteiten van de DNB;
 - alle verplichtingen van de DNB als marktfacilitator.
2. ze niet voldoen aan de berekeningsregels, methodes, decreten en beslissingen opgelegd door de wetgeving, regelgeving, rechtspraak of BRUGEL ;
3. deze elementen, alsmede de bedragen ervan, niet voldoende gerechtvaardigd zijn, rekening houdend met het algemeen belang
4. deze kosten vermeden hadden kunnen worden door de netwerkbeheerder⁴⁹ .

Bovendien specificeert de bijlage dat de bewijslast dat de elementen die door de DNB worden gebruikt om de toegestane inkomsten of tariefsaldi te berekenen, redelijk gerechtvaardigd zijn, bij de DNB ligt. Of kosten al dan niet aan een van deze 4 voorwaarden voldoen, wordt in de bijlage beschreven aan de hand van specifieke overwegingen voor elk van de voorwaarden in een afzonderlijk hoofdstuk. Korthedshalve worden deze overwegingen hier niet herhaald.

⁴⁹ Opmerking: hoewel deze 4^{ème} voorwaarde niet expliciet voorkomt in het overzicht van voorwaarden (zie pagina I van de bijlage) in tegenstelling tot de andere 3, heeft het toch een apart hoofdstuk in de hoofdtekst van het document (net als de andere 3 voorwaarden).

5.2 Analyse en voorstel voor kostenclassificatie

5.2.1 Impact van het reguleringsmodel op kostenclassificatie

De door BRUGEL aangenomen richtlijnen met betrekking tot het reguleringsmodel bepalen al de classificatie van bepaalde posten als beheersbare/nietbeheersbare kosten, wat een impact heeft op de samenstelling van de toegestane inkomsten. In dit deel worden deze verschillende elementen in herinnering gebracht, die in het vervolg van dit hoofdstuk niet meer in detail worden besproken.

Zoals hierboven beschreven, heeft BRUGEL besloten om een RC TOTEX-model te gebruiken. **Per definitie van dit RC TOTEX-model omvatten de beheersbare kosten alle afschrijvingskosten.** Dit omvat dus (volgens de huidige terminologie) de afschrijving van de aanschaffingswaarde, evenals de meer- of minderwaarden die worden geboekt bij de verkoop of buitengebruikstelling van deze activa en de recuperatie van verkregen subsidies.

Bovendien is **BRUGEL ook van plan om over te stappen naar een vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal die als niet-beheersbare kosten wordt beschouwd.** Ter herinnering, er werd aangetoond dat, ongeacht de gekozen situatie (opname van de vergoeding in de beheersbare of niet-beheersbare kosten), er meevallers bestaan. Er is echter om de volgende redenen gekozen voor het opnemen van de billijke winstmarge in de niet-beheersbare kosten:

- Deze aanpak heeft het voordeel van objectiviteit, aangezien de beloning wordt berekend op basis van de werkelijke RAB;
- het meevallereffect van overinvestering compenseert het meevallereffect van onderinvestering, wat het intrinsieke meevallereffect is van een RC TOTEX-model; als het rendement op geïnvesteerd kapitaal zou worden opgenomen in de beheersbare kosten, zou de DNB een "dubbele" stimulans hebben om onder te investeren;
- het "meevaller"-effect van overinvesteringen lijkt beperkt, aangezien de DNB, om te kunnen overinvesteren, waarschijnlijk zijn toegestane inkomsten tijdens de periode zal moeten overschrijden en dus op korte termijn reële verliezen zal moeten lijden (met het oog op latere vergoedingen op lange termijn); deze praktijk lijkt moeilijk te rechtvaardigen tegenover de aandeelhouders.

Bovendien verwacht BRUGEL, in het kader van de maatregelen om investeringen in de energietransitie aan te moedigen, dat de kosten voor de ontplooiing van slimme meters en slimme netoplossingen, evenals innovatieprojecten, beheersbare kosten zullen zijn. Er moet worden opgemerkt dat het feit dat het om extra kosten gaat, niet van bijzonder belang is in het kader van dit thema, dat zich toespitst op het aspect beheersbaar/niet beheersbaar.

Ten slotte hebben de uitgevoerde werkzaamheden met betrekking tot de vergoeding van de DNB BRUGEL ertoe gebracht om een vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal op basis van een WACC aan te nemen, terwijl het huidige model dat is van een billijke marge die uitsluitend betrekking heeft op de kosten van het eigen vermogen, waarbij de financiële schuld tegen reële kosten in aanmerking wordt genomen in de toegestane inkomsten (financiële lasten opgenomen in de niet-beheersbare kosten volgens een *embedded cost-model*). **De overstap naar een WACC-model betekent dat de financiële lasten door deze vergoeding worden gedekt.** Het is dus niet langer nodig om de financiële lasten in het nieuwe model in te delen.

5.2.2 Analyse van onbeheersbare kostenposten

5.2.2.1 Kosten van netwerkverliezen

In de huidige tariefmethodologie worden de kosten voor de compensatie van de (technische en niet-technische) netverliezen beschouwd als niet-beheersbare kosten. De uitdaging voor BRUGEL bestaat er

dus in om voor de nieuwe tariefmethodologie te bepalen of het opportuun is om alle of een deel van de kosten van netverliezen beheersbaar te maken, en zo ja, onder welk stimulerend reguleringsmechanisme.

Netstroomverliezen kunnen van tweeërlei aard zijn:

- technische verliezen door het Joule-effect en ijzerverliezen gegenereerd door transformatoren ;
- Niet-technische verliezen: verbruikte maar niet geregistreeerde energie door meetfouten, fraude, fouten bij het aflezen van de meter, factureringfouten, enz.

Afhankelijk van de gekozen reguleringsmaatregel kan de regulator de DNB op twee manieren aanmoedigen:

1. uitvoering van alle economisch efficiënte exploitatie- en investeringsbeslissingen gericht op het beperken/verminderen van het volume van elektriciteitsverliezen (**stimulans op het volume van verliezen**). Dit punt beantwoordt in het bijzonder aan een van de doelstellingen van de tariefmethodologie die is vastgelegd in de ordonnanties betreffende de elektriciteits- (art. 9 quinquies) en gasmarkt (art. 10 ter), namelijk het bevorderen van het rationele gebruik van infrastructuurenergie;
2. het optimaliseren van de kosten voor de aankoop van de energie die nodig is om ze te dekken (**stimulans op de aankooprijks van verliezen**).

De aanpak voor de behandeling van netverliezen verschilt van land tot land, afhankelijk van het feit of de regelgever al dan niet van mening is dat de DNB voldoende hefboomwerking heeft om de kosten voor de compensatie van netverliezen te beperken. Hieronder volgt een overzicht van de verschillende regelgevende maatregelen die in Europa worden genomen. De geanalyseerde landen zijn Frankrijk, België, Luxemburg, het Verenigd Koninkrijk, Noorwegen, Ierland en Duitsland.

Opmerking: voor de rest van dit hoofdstuk verwijzen netwerkverliezen, tenzij anders vermeld, naar alle verliezen, zowel technische als niet-technische.

5.2.2.1.1 Overzicht van regelgevende maatregelen in Europa

5.2.2.1.1.1 Frankrijk

In Frankrijk vertegenwoordigden de elektriciteitsverliezen van de DNB Enedis ongeveer 24 TWh per jaar voor de TURPE 5 HTA-BT periode, voor een gemiddeld jaarlijks bedrag van €1,1 miljard over de periode, wat neerkomt op ongeveer 13% van de jaarlijkse kosten van de DNB, of 20% van de jaarlijkse exploitatiekosten exclusief de RTE-tol. Het dekken van de verliezen van de DNB is daarom een grote financiële uitdaging voor CRE.

Daarom heeft CRE een specifieke stimuleringsmaatregel ingevoerd voor de vergoedingen voor alle (technische en niet-technische) elektriciteitsverliezen op het net, die zowel de aankooprijks van de elektriciteitsverliezen als het volume van deze verliezen dekt⁵⁰.

Hoewel bepaalde externe factoren zoals weersomstandigheden of marktprijzen (waarover de DNB geen controle heeft) een impact hebben op de elektriciteitsverliezen en de kosten ervan, is CRE van mening dat de DNB over hefboomen beschikt om de kosten van de verliezen te verminderen (enerzijds de optimalisering van zijn aankoopstrategie om de prijs te controleren waartegen hij zijn verliezen aankoopt, en anderzijds de keuzes inzake investeringen en netwerktopologie om de technische verliezen te beperken en het gebruik van slimme metergegevens om de niet-technische verliezen te beperken).

Voor elk jaar van de tariefperiode wordt **achteraf** een jaarlijks referentiebedrag voor verliezen bepaald op basis van een referentievolume en een referentiegemiddelde kostprijs:

⁵⁰ [Besluit van het CRE van 21 januari 2021 betreffende het tarief voor het gebruik van openbare stroomdistributienetten \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

- **Het referentievolume VN** wordt vastgesteld op basis van de hieronder uiteengezette beginselen, waarbij rekening wordt gehouden met de daadwerkelijk in de netwerken geïnjecteerde hoeveelheden en een onderscheid wordt gemaakt tussen niet-technische verliezen en technische verliezen:

Technische verliezen: het referentievolume van de technische verliezen wordt bepaald door het volume elektriciteit dat daadwerkelijk in het net is geïnjecteerd toe te passen op een polynomiale verliesformule met intervallen van een half uur, waarvan de berekening voor de huidige tariefperiode (TURPE 6) niet wordt gedeeld door CRE (vertrouwelijke informatie). Ter illustratie: de formule die voor de vorige tariefperiode (TURPE 5) werd gebruikt voor halfuurlijkse intervallen is als volgt:

$$V_{\text{pertes techniques}} = a + b * V_{\text{injecté dans le réseau}} + c * V_{\text{injecté dans le réseau}}^2$$

met :

- a (MW verlies) = $7,302 \times 10^2$
- b (MW verlies/MW geïnjecteerd) = $8,793 \times 10^{-3}$
- c MW verliezen/(geïnjecteerde MW)² = $9,422 \times 10^{-7}$

Het jaarlijkse referentievolume voor technische verliezen wordt dan bepaald door de halfuurlijkse referentievolumes op te tellen over het hele jaar.

Niet-technische verliezen: het referentievolume van niet-technische verliezen wordt bepaald op basis van een referentieverliespercentage. Een referentieverliespercentage wordt ex ante bepaald voor elk jaar van de tariefperiode, op basis van een traject dat wordt voorgesteld door de DNB en vervolgens betwist en gevalideerd door CRE, op basis van de doelstellingen voor de vermindering van niet-technische verliezen die zijn opgenomen in het businessplan van het project voor slimme meters. Dit percentage wordt vervolgens toegepast op het geregistreerde bruto verbruik op het net van de DNB voor elk jaar van de tariefperiode, wat het mogelijk maakt om het jaarlijkse referentievolume van niet-technische verliezen af te leiden. Er moet worden opgemerkt dat het door CRE aangenomen traject voor het referentiepercentage voor de tariefperiode lineair afneemt, van 2,9% in 2021 tot 2,5% in 2024, om rekening te houden met de winst die slimme meters mogelijk maken op door de niet-technische verliezen te beperken (zie Tabel 5). Erreur ! Source du renvoi introuvable.).

- De gemiddelde referentiekost P_N wordt vastgesteld op basis van de waargenomen marktprijzen voor een vooraf bepaald mandje referentieproducten, bestaande uit producten "op middellange termijn" en "op korte termijn". Het wordt gedefinieerd als het gewogen gemiddelde van de referentieprijzen van de verschillende producten in het mandje:

De "middellange termijn" productkorf bestaat uit jaarlijkse, driemaandelijks en maandelijks basislast- en pieklastproducten, waarvan de verdeling wordt bepaald om de best mogelijke gemiddelde dekking van de voorspelde belastingscurve te bieden.

De mand met "kortetermijnproducten" bestaat uit day-ahead- en weekproducten.

Deze gemiddelde referentiekost weerspiegelt een aankoopstrategie die CRE als optimaal beschouwt. De DNB wordt daarom aangemoedigd om dichterbij deze aankoopstrategie te komen om de kosten van de aankoop van verliezen te beperken, op basis van een strategie van geleidelijke afdekking van het prijsrisico

(door regelmatig hoeveelheden aan te kopen die samen het totale jaarlijkse volume van verliezen dekken, in termen van energie en capaciteit).

Het verschil tussen het jaarlijkse referentiebedrag (dat overeenstemt met het product van het referentievolume V_N en de referentiekost P_N) en de werkelijke kosten van de DNB voor de aankoop van verliezen wordt gedragen door de DNB's (80%). Volgens onze definitie hebben we dus een verdelingspercentage van 20%. Tot slot wordt de potentiële jaarlijkse winst of verlies voor de DNB beperkt tot + of - €40m/jaar.

Tabel 5. Referentiepercentagetraject voor niet-technische verliezen voor de TURPE 6-periode

	2021	2022	2023	2024
Referentie niet-technisch verliespercentage	2,9%	2,8%	2,6%	2,5%
Indicatief volume niet-technische verliezen (TWh)	10,9	10,3	9,8	9,4

Bron: CRE

5.2.2.1.1.2 België

Wallonië :

Hoewel de huidige Waalse methodologie netverliezen als onbeheersbare kosten beschouwt, voorziet ze in een financiële stimulans om deze kosten te beheersen⁵¹. De stimulans heeft betrekking op de aankooprijzen van verliezen en niet op verliesvolumes zoals hieronder beschreven.

Bij het begin van de tariefperiode bepaalt de distributienetbeheerder **vooraf** in zijn tariefvoorstel de **verwachte** verliezen voor elk jaar van de tariefperiode, door een raming te maken van het volume en de kosten van de aankoop van de verwachte verliezen op het net.

Op het einde van elk jaar N van de tariefperiode berekent de CWaPE de **maximaal toegestane prijs en de minimaal toegestane prijs** voor de aankoop van elektriciteit om de elektriciteitsnetverliezen te dekken, op basis van een prijskorridor van 20%, in overeenstemming met de volgende formules:

$$Prix\ maximum = [(Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex \times a) + b\text{€/MWh}] \times (1 + 0,2)$$

$$Prix\ minimum = [(Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex \times c) + d\text{€/MWh}] \times (1 - 0,2)$$

- De variabele "Average Cal Power BE Endex" stemt overeen met het gemiddelde van de dagelijkse Power BE Endex (Cal) prijzen die werden waargenomen tijdens de twee jaren die het leveringsjaar⁵² voorafgaan. Deze berekeningsmethode moedigt de DNB aan om een aankoopstrategie op lange termijn te implementeren om zich te beschermen tegen marktschommelingen.
- Met de parameters a, b, c en d, waarvan de waarden betrouwbaar zijn, kan rekening worden gehouden met de vorm van de verliesbelastingcurve van de DNB.

Op die manier wordt het verschil tussen de **geraamde vergoeding, die** is opgenomen in de vooraf gebudgetteerde toegestane inkomsten van de netbeheerder, en de **werkelijke vergoeding** voor de aankoop van elektriciteit ter dekking van de verliezen op het elektriciteitsnet in jaar N volledig of gedeeltelijk aangerekend aan de distributienetbeheerders, afhankelijk van de werkelijke prijs van de elektriciteit die door

⁵¹ [Tariefmethodologie van toepassing op de distributienetbeheerders voor elektriciteit en aardgas actief in het Waals Gewest voor de regulatoire periode 2019-2023](#)

⁵² Zoals gepubliceerd op <http://data.theice.com>

de distributienetbeheerder is aangekocht ter dekking van de verliezen op het elektriciteitsnet, overeenkomstig de volgende bepalingen:

- **Als de werkelijke aankoopprijs voor elektriciteit voor jaar N lager is dan of gelijk is aan de maximaal toegestane prijs en hoger is dan of gelijk is aan de minimaal toegestane prijs**, wordt het verschil tussen de geraamde vergoeding en de werkelijke aankoopprijs volledig gedragen door de DSU's;
- **Als de werkelijke aankoopprijs voor elektriciteit voor jaar N hoger is dan de maximaal toegestane prijs :**
 - Het verschil tussen de geraamde kosten voor de aankoop van verliezen en de kosten van het waargenomen verliesvolume gewaardeerd tegen de maximaal toegestane prijs wordt gedragen door de DSU's.
 - De DNB ontvangt een **boete** die overeenkomt met het verschil tussen de kosten van het waargenomen verliesvolume gewaardeerd tegen de maximaal toegestane prijs en de werkelijke kosten voor de aankoop van elektriciteit om de verliezen op het elektriciteitsnet te dekken.
- **Als de werkelijke aankoopprijs voor elektriciteit voor jaar N lager is dan de toegestane minimumprijs :**
 - Het verschil tussen de geraamde kosten voor de aankoop van verliezen en de kosten van de waargenomen hoeveelheid verliezen, gewaardeerd tegen de minimaal toegestane prijs, wordt gedragen door de URD's.
 - De distributienetbeheerder ontvangt een **bonus** die overeenstemt met het verschil tussen de kosten van het waargenomen verliesvolume gewaardeerd tegen de minimaal toegestane prijs en de werkelijke kosten voor de aankoop van elektriciteit om de verliezen van het elektriciteitsnet te dekken.

In haar voorgestelde tariefmethodologie voor 2024-2028, die gepubliceerd werd op 1^{er} juni 2022 en momenteel het voorwerp uitmaakt van een openbare raadpleging, vernieuwt de CWaPE dit incentivemechanisme voor de aankoopprijs van verliezen en introduceert ze voor het eerst een incentive-regulering van het verliespercentage voor elektriciteit (en dus van het verliesvolume), geïntegreerd met een incentive-regulering van de kwaliteit van de dienstverlening op basis van KPI's. De CWaPE zal in de tweede helft van 2027 voor elke DNB een streefcijfer voor het verliespercentage vaststellen, gebaseerd op gegevens voor de periode 2022-2026, dat aanleiding zal geven tot een bonus/malus, die in 2028 in aanmerking wordt genomen in de financiële stimulans met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening. Het verliespercentage is een van de 9 indicatoren voor de kwaliteit van de dienstverlening die door de CWaPE worden opgevolgd en is goed voor 10% van de totale bonus/malus die aan DNB's wordt toegekend.

Vlaanderen :

Het Vlaamse reguleringsmodel beschouwt de kosten voor het compenseren van netverliezen als beheersbare kosten⁵³. Het verschil tussen de voorspelde belasting en de werkelijke belasting wordt daarom volledig gedragen door de DNB.

Er moet echter aan worden herinnerd dat Vlaanderen het niveau van de toegestane inkomsten voor de volgende periodes vaststelt op basis van de kosten van de vorige periodes, wat de distributienetbeheerder in staat zou stellen om de kosten van netverliezen van de ene regulatoire periode op de andere te recupereren door rekening te houden met de cyclische aard van de marktprijzen. Als de DNB tijdens een regulatoire periode hoge compensatiekosten voor netverliezen ten gevolge van hoge marktprijzen moet

⁵³ [Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024](#)

dekken, zal hij op die manier meer toegestane inkomsten hebben voor de volgende regulatoire periode, wat hem in staat zal stellen winst te boeken wanneer de marktprijzen terugvallen naar een lager niveau.

We geloven echter niet dat deze regelgevende maatregel geschikt is in de huidige energiecontext.

5.2.2.1.1.3 Verenigd Koninkrijk

In het VK is het dekken van de elektriciteitsverliezen op het net de verantwoordelijkheid van de energieleveranciers en niet van de DNB's, zoals het geval is in de meeste Europese landen. In deze configuratie koopt elke leverancier de elektriciteitsvolumes die in het netwerk moeten worden geïnjecteerd om de verliezen te compenseren die gepaard gaan met het verbruik van zijn klanten⁵⁴.

Aangezien DNB's niet verantwoordelijk zijn voor het compenseren van de kosten van netverliezen en aangezien DNB's in de verleiding kunnen komen om kostenefficiëntie af te wegen tegen het beperken van netverliezen, is Ofgem van mening dat een specifieke stimulans voor netverliezen noodzakelijk is om ervoor te zorgen dat DNB's acties ondernemen om deze verliezen te beperken.

In haar huidige methodologie voor de periode 2013-2023 (RIIO-ED1) heeft Ofgem een stimulerings-/verplichtingenmechanisme voor het verminderen van verliezen ingevoerd, dat uit 4 elementen bestaat:

- **Verplichting om verliezen te beperken:** de vergunning voor DNB's bevat een verplichting om hun netten zo te ontwerpen, te bouwen en te beheren dat de verliezen zo laag zijn als redelijkerwijs mogelijk is. Deze verplichting komt bovenop de algemene verplichting van de DNB om een efficiënt, gecoördineerd en kosteneffectief distributiesysteem te ontwikkelen en te onderhouden. Niet-naleving van deze voorwaarden kan leiden tot beëindiging van de licentie.
- **Opstellen van een verliescompensatiestrategie** : Elke DNB moet een verliescompensatiestrategie hebben waarin de algemene aanpak van de DNB voor verliesbeheer wordt uiteengezet. Deze strategie moet worden opgesplitst in specifieke projecten of acties en moet de beste praktijken voor het beperken van netverliezen omvatten.
- **Opstellen van een jaarverslag:** DNB's moeten een jaarverslag opstellen over hun activiteiten om netwerkverliezen te beperken. Dit omvat jaarlijkse en cumulatieve verbeteringen, evenals acties die gepland zijn voor het volgende jaar, vergezeld van een kosten-batenanalyse.
- **Financiële stimulans:** de tariefmethodologie voorziet in een bonussysteem voor de verliesbeperkende activiteiten van de DNB⁵⁵. Deze incentive is alleen van toepassing op acties/activiteiten die niet zijn opgenomen in de verliesbeperkingsstrategie die door de DNB werd opgesteld. De bonus, die in totaal £32m bedraagt, bestaat uit 3 schijven:
 - tot £8m zal worden toegekend in 2016-17;
 - 10 miljoen in 2018-19;
 - 14 miljoen in 2020-21.

Het bedrag van de bonus wordt dan gelijk verdeeld tussen het aantal DNB's waarvan de aanpak door de regulator als voldoende werd beoordeeld. De geselecteerde DNB's zullen de bonus ontvangen als deel van hun toegestane inkomsten voor het volgende jaar.

⁵⁴ Zie pagina 21 van het document: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/09ecee88-e877-3305-6767-e75404637087>

⁵⁵ [Verliezen Discretionaire Beloning Richtlijn](#)

5.2.2.1.1.4 Noorwegen

In Noorwegen worden netwerkverliezen beschouwd als beheersbare kosten⁵⁶. De jaarlijkse kosten van de verliezen worden bepaald door het volume van de netwerkverliezen van het voorgaande jaar te vermenigvuldigen met een referentieprijs voor elektriciteit op basis van de marktprijzen. De DNB heeft dus een prikkel om de prijs te controleren waartegen hij zijn elektriciteitsverliezen inkoop.

Er moet worden opgemerkt dat deze referentieprijs wordt bepaald voor elk van de vijf elektriciteitszones in Noorwegen, en dus varieert voor DNB's afhankelijk van hun geografisch gebied.

Bovendien is voor alle netwerkactiva met een spanningsniveau van meer dan 22 kV een vergunning vereist en worden netwerkverliezen meegenomen in de beoordeling door de vergunningverlenende autoriteiten. Bovendien is de berekening van verliezen vereist als ze een belangrijke rol spelen in de investeringsbeslissing. Voor netwerkactiva met een spanningsniveau onder 22 kV is er geen soortgelijke vereiste, maar DNB's worden door de regelgevende instantie aangemoedigd om de waarde van verliezen in overweging te nemen bij investeringsbeslissingen.

5.2.2.1.1.5 Ierland

In Ierland, net als in het VK, worden netwerkverliezen gedekt door de energieleveranciers, niet door de DNB. Om DNB's echter aan te moedigen om investeringsprojecten uit te voeren die de netwerkverliezen beperken, heeft de regulator een stimulans ingevoerd in de vorm van een gesubsidieerde WACC voor dit soort projecten.

Dit komt doordat de toezichthouder een hogere disconteringsvoet gebruikt voor investeringen in verliesreductie (7%) dan de regulatorische WACC die wordt gebruikt voor nutsactiviteiten (5,95%).

Bovendien worden vermeden netverliezen economisch gewaardeerd en systematisch opgenomen in de kosten-batenanalyses van netprojecten die de DNB voorstelt aan de regulator, die projecten aanmoedigt die een vermindering of beperking van netverliezen inhouden⁵⁷.

De variabelen die in aanmerking worden genomen bij de berekening van de waarde van verliezen zijn de volgende:

- de hoeveelheid bespaarde kWh ;
- de economische waarde van één kWh netwerkverlies ;
- de marginale kosten van de installatie om piekstroom te leveren ;
- de kosten van kapitaal.

Merk op dat de hoeveelheid bespaarde kWh de enige variabele is die specifiek is voor het beschouwde project; de andere variabelen blijven ongewijzigd, ongeacht het investeringsproject.

5.2.2.1.1.6 Andere geanalyseerde landen

In de Duitse, Luxemburgse en Oostenrijkse reguleringsmodellen worden de kosten voor het compenseren van netwerkverliezen beschouwd als niet-beheersbare kosten.

5.2.2.1.1.7 Overzicht van regelgevende maatregelen in de geanalyseerde landen

Tabel 6. Overzicht van de behandeling van netwerkverliezen in verschillende Europese landen

Land	Behandeling van netwerkverliezen
------	----------------------------------

⁵⁶ [RME Fakta 2021-9 - Referansepris på kraft](#)

⁵⁷ [Maximale voordelen voor klanten door het beheer van distributieverliezen - een ESNB-perspectief](#)

Frankrijk	Beheersbare kosten met een dekkingpercentage van 20%
Luxemburg	Onbeheersbare kosten
België	<ul style="list-style-type: none"> • Wallonië: onbeheersbare kosten, maar stimulansen op de aankoopprijs en op het verliespercentage als onderdeel van het project voor de tariefmethodologie 2024-2028. • Vlaanderen: beheersbare kosten
Verenigd Koninkrijk	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten van netwerkverliezen gedragen door energieleveranciers • Financiële stimulans zoals een bonus op het volume van DSO-verliezen
Duitsland	Onbeheersbare kosten
Ierland	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten van netwerkverliezen gedragen door energieleveranciers • Verbeterde WACC voor projecten die verliezen verminderen en opname van vermeden verliezen in investeringsbeslissingen
Noorwegen	Beheersbare kosten
Oostenrijk	Onbeheersbare kosten

5.2.2.1.2 Beschrijving van de bestaande situatie met betrekking tot verliescompensatie door Sibelga

Compensatie voor netwerkverliezen geschat door Sibelga

In de huidige situatie wordt de omvang van de verliezen van Sibelga geschat op basis van de hoeveelheid elektriciteit die daadwerkelijk in haar net wordt geïnjecteerd (Infeed), waarop een referentieverliespercentage wordt toegepast dat door Sibelga is vastgesteld op 3,03%.

Het is op basis van dit geschatte volume dat Sibelga haar netverliezen compenseert, steunend op de aankoop van elektriciteit via een overheidscontract afgesloten met een elektriciteitsleverancier, en op de exploitatie van warmtekrachtkoppelingseenheden. De volgende tabel toont de gegevens met betrekking tot de compensatie van de netverliezen van Sibelga voor de jaren 2015 tot 2021.

Tabel 7. Gegevens over de compensatie van verliezen op het net van Sibelga

Type functie	Positie	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Kosten verliescompensatie (€)	Totale kosten	7 981 455	6 772 536	6 354 839	5 628 802	6 301 029	6 598 805	5 921 711
	Aankoop van verliezen via openbare aanbesteding	5 220 308	4 784 374	4 362 529	3 733 679	4 671 308	4 967 732	4 321 748
	Kosten van verliezen gecompenseerd door warmtekrachtkoppeling	2 761 147	1 988 161	1 992 309	1 895 122	1 629 720	1 631 073	1 599 963
Volume gecompenseerde verliezen (MWh)	Totaal volume	148 376	147 971	144 891	143 011	138 030	128 313	127 492
	Publiek contract	108 341	104 959	100 764	99 925	91 825	88 457	86 854
	Warmtekrachtkoppeling	40 035	43 012	44 127	43 086	46 206	39 856	40 638
Eenheidskosten verliescompensatie (€ / MWh)	Gemiddelde kosten per eenheid	53,79	45,77	43,86	39,36	45,65	51,43	46,45
	Overheidsopdracht	48,2	45,6	43,3	37,4	50,9	56,2	49,8

	Warmtekrachtkoppeling (volledige eenheidskosten) ¹	69,0	46,2	45,1	44,0	35,3	40,9	39,4
	Warmtekrachtkoppeling (OPEX per eenheid > marginale kosten per eenheid)	49,03	27,63	26,28	24,65	16,62	20,84	17,22

Bron : Sibelga

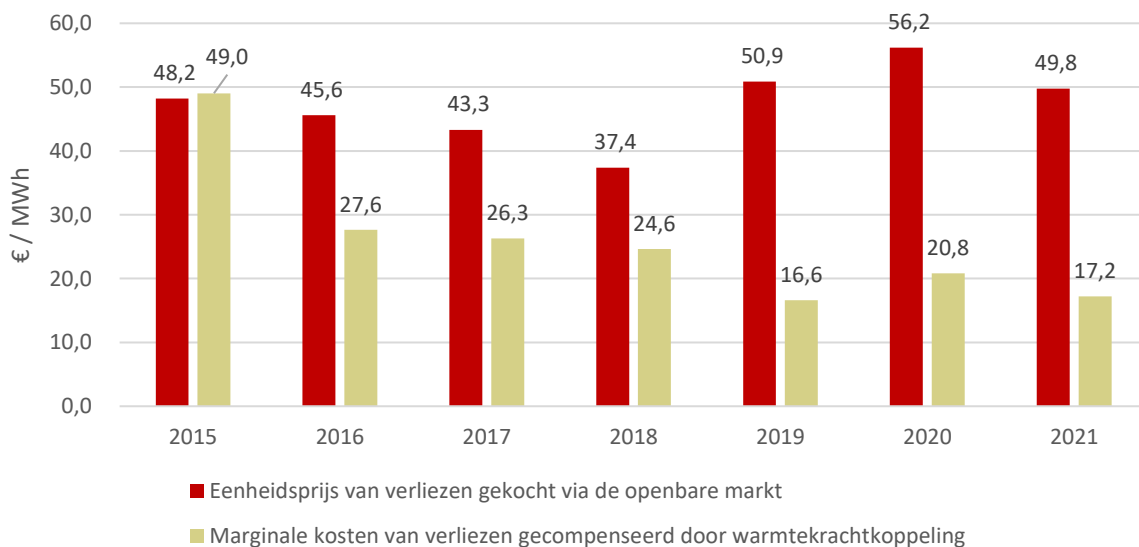
¹ (afschrijving + OPEX)/volume

Enheidskosten van verliezen gecompenseerd door warmtekrachtkoppeling

Aangezien de vaste kosten van de warmtekrachtkoppelingseenheden door Sibelga worden gedragen, ongeacht of ze al dan niet worden gebruikt om verliezen te compenseren, en dus in aanmerking worden genomen in de toegestane inkomsten, ook in de methode van het toekomstige tarief, bestaat de strategie om de kosten van de verliezen te minimaliseren erin de warmtekrachtkoppelingseenheden te laten draaien wanneer de marginale kostprijs van de elektriciteitsproductie van deze eenheden lager is dan de aankoopprijs van de verliezen via de openbare markt (en niet wanneer de volledige productiekost lager is). Het OPEX-aandeel van de kosten van warmtekrachtkoppeling is een opslag op deze marginale kosten, aangezien OPEX ook een deel van de vaste kosten (O&M⁵⁸) omvat, en daarom gebruiken we het hier als een conservatieve schatting van de marginale kosten van warmtekrachtkoppeling.

We kunnen zien dat de marginale kosten van warmtekrachtkoppeling historisch gezien **aanzienlijk lager** zijn geweest **dan** de aankoopprijs per eenheid van verliezen op de openbare markt voor alle jaren waarvoor we gegevens hebben, behalve voor 2015, toen de aankoopprijs via de openbare markt de minst dure optie was, met een zeer kleine marge.

Afbeelding 2. Vergelijking tussen de eenheidsprijs van verliezen aangekocht via de openbare markt en de marginale kostprijs van verliezen gecompenseerd door warmtekrachtkoppeling voor Sibelga



Bron : Sibelga

We kunnen dus afleiden dat Sibelga historisch gezien op gepaste wijze gebruik heeft gemaakt van warmtekrachtkoppeling om verliezen te compenseren.

⁵⁸ O&M: exploitatie en onderhoud

Sibelga's strategie voor aankoopverliezen via overheidsopdrachten

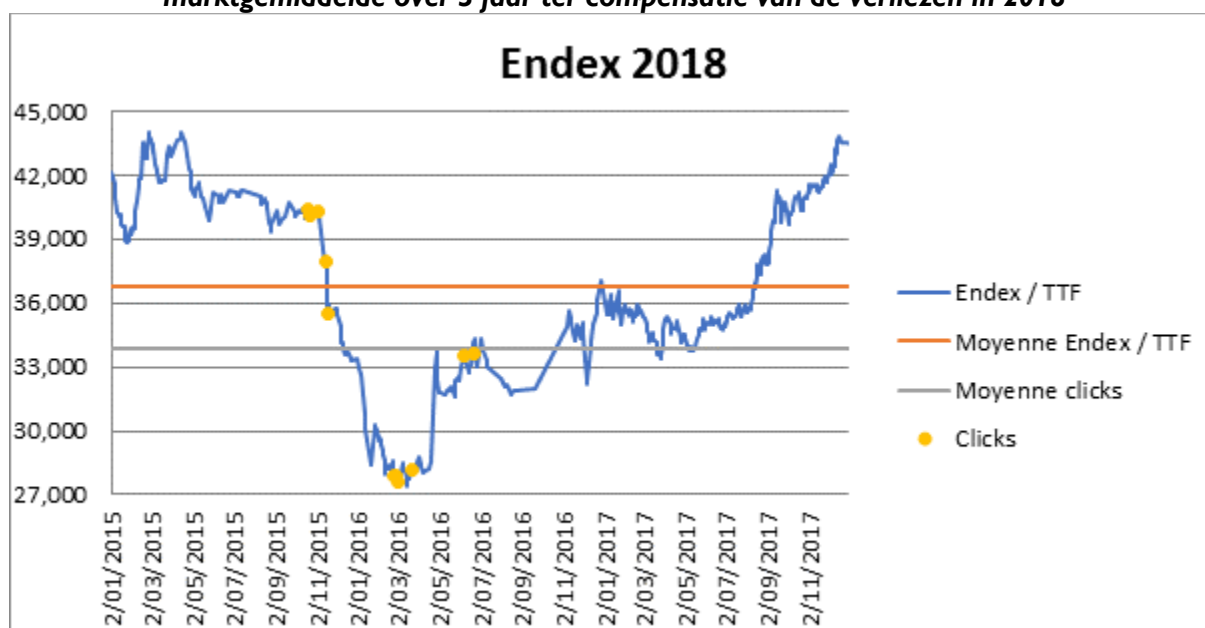
Wat de aankoop van verliezen betreft, blijkt uit het door BRUGEL toegezonden document met betrekking tot de ex-postcontrole 2019 van de netverliezen van Sibelga dat Sibelga een aankoopstrategie voor netverliezen toepast op basis van een aankoopcontract, waardoor het de aankoopprijs voor verliezen in jaar N geleidelijk kan vaststellen over de voorgaande jaren en zo het marktrisico kan beheeren. Zo compenseert Sibelga haar verwachte netverliezen voor het jaar N door aankopen (clicks) van schijven van 5 of 10% van haar volumebehoeften van de voorbije 2 tot 3 jaar. Sibelga koopt haar verliezen via een leveringscontract van 3 jaar met een leverancier, waardoor ze de mogelijkheid heeft om tot 15 december van het lopende jaar (N-1) te klikken voor het volgende jaar (N). Voor de aankoop van verliezen in 2018 en 2019 werden de clicks gespreid over een periode van min of meer 24 maanden.

Bovendien is de aankoopstrategie van Sibelga gebaseerd op een "take profit (TP)" en "stop loss (SL)" systeem, wat betekent dat Sibelga regelmatig een prijsvork vaststelt om te profiteren van dalende marktprijzen (TP) of om de "schade" te beperken als de prijzen stijgen (SL).

De onderstaande grafieken illustreren het verschil tussen de aankoop van verliezen voor 2018 en 2019, en vergelijken de gemiddelde klikprijs van Sibelga met de gemiddelde marktprijs over een periode van 3 jaar voorafgaand aan jaar N. Er moet worden opgemerkt dat de gemiddelde klikprijs lager is dan de eenheidskosten voor de aankoop van verliezen voor het jaar weergegeven in **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** (zie regel "Eenheidskosten voor de aankoop van verliezen - openbare markt"), omdat de prijs van het contract dat met de leverancier wordt gesloten, naast de marktprijs van Endex ook de marge en de risicopremie van de leverancier moet omvatten (het is ook mogelijk dat de gemiddelde clicks die Sibelga aangeeft, geen gewogen gemiddelde zijn van de aankoopvolumes, wat ook een kleine vertekening zou introduceren).

In 2018 kon Sibelga dankzij haar strategie het marktgemiddelde van de voorbije 3 jaar "verslaan". De aankopen van Sibelga vonden plaats tussen eind 2015 en eind 2017, een periode waarin de operator profiteerde van de lage prijzen van 2016.

Afbeelding 3. Vergelijking van de gemiddelde aankoopprijs voor elektriciteit van Sibelga en het marktgemiddelde over 3 jaar ter compensatie van de verliezen in 2018

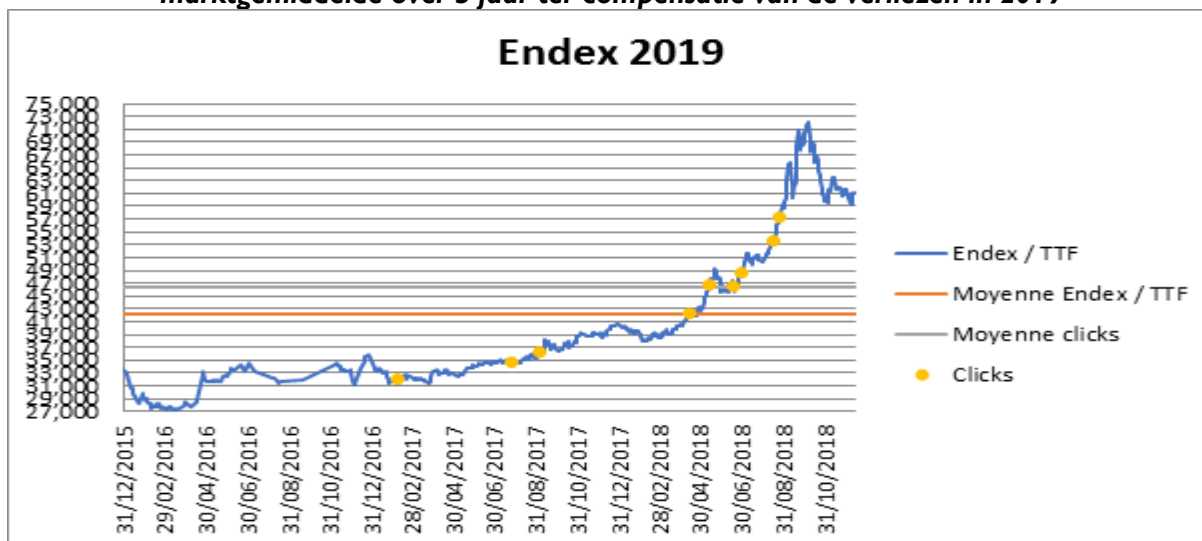


Bron : Sibelga

Voor 2019 heeft de aankoopstrategie van Sibelga echter geleid tot een hogere aankoopprijs voor verliezen dan het gemiddelde van de voorgaande 3 jaar.

erDe aankopen van Sibelga waren gespreid over de periode van eind 2016 tot eind 2018, met voordelige prijzen in de eerste helft van 2017, maar die vervolgens bijna continu stegen tot een piek in november 2018. Sibelga moest dus stopverliezen activeren na de prijsstijging, wat leidde tot aankopen tegen hoge prijzen tijdens het 3^e kwartaal van 2018.

Afbeelding 4. Vergelijking van de gemiddelde aankoopsprijs voor elektriciteit van Sibelga en het marktgemiddelde over 3 jaar ter compensatie van de verliezen in 2019



Bron : Sibelga

Op basis van deze elementen kan een eerste schatting worden gemaakt van de winst of het verlies dat is doorgegeven aan de DSU's, door het prijsverschil te berekenen tussen de gemiddelde aankoop van Sibelga en de gemiddelde marktprijs over de betreffende periode en dit verschil te vermenigvuldigen met de hoeveelheid aangekochte verliezen.

	2018	2019
Prijsverschil (€/MWh)	3 (= 37 - 34)	-4 (= 42,5-46,5)
Gekocht volume (MWh)	99 925	91 825
Winst (+) of verlies (-) voor URD's (€)	299 775	-367 299

Bron : Sibelga

Het lijkt er dus op dat Sibelga een strategie heeft toegepast van aankoop van professionele verliezen op basis van een contract dat haar in staat stelt te profiteren van marktopportunities en marktrisico's te beperken door deze verliezen geleidelijk op te kopen. Deze strategie impliceert logischerwijze winsten of verliezen ten opzichte van de gemiddelde marktprijs, afhankelijk van de evolutie van de groothandelsprijzen op de elektriciteitsmarkt.

Afstemmingsproces en bepaling van het werkelijke verliesvolume

Het werkelijke verliesvolume wordt bepaald als onderdeel van het afstemmingsproces, dat maandelijks plaatsvindt en is opgesplitst in twee afstemmingen. In elke maand M worden de volgende aansluitingen uitgevoerd:

- een eerste afstemming (genaamd "run X") voor maand M-16 ;
- een tweede afstemming (genaamd 'run Z') voor maand M-37.

Deze methodologie betekent dat het werkelijke volume van de netwerkverliezen in een bepaalde maand M wordt bepaald met een vertraging van 37 maanden.

Afhankelijk van het resultaat van de verschillende afstemmingsberekeningen voor een bepaald jaar uitgevoerd door FeReSo, zijn er twee mogelijkheden:

1. Sibelga heeft een hoger verliesvolume gecompenseerd dan het werkelijke volume dat werd waargenomen voor de overeenstemmende periode: in dit geval wordt Sibelga voor het verschil gecompenseerd door FeReSo, wat een inkomen vormt voor de operator;
2. Sibelga heeft een lager verliesvolume gecompenseerd dan het werkelijk geobserveerde volume voor de aangesloten periode: in dit geval wordt het verschil aan Sibelga gefactureerd door FeReSo, wat een kost vormt voor de operator.

Tabel 8. Compensatiekosten voor netwerkverliezen (geschat door Sibelga en afstemming)

Positie		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Kosten verliescompensatie (€)	Totale kosten	7 183 399	5 972 946	5 522 002	4 795 588	5 439 196	5 798 179	5 021 667
	Overheidsopdrachten	5 220 308	4 784 374	4 362 529	3 733 679	4 671 308	4 967 732	4 321 748
	Werking van warmtekracht koppelingseenheden	1 963 091	1 188 571	1 159 473	1 061 908	767 888	830 447	699 919
Kosten voor de aankoop van elektriciteit na afstemming (resttermijn, €)		<i>Gegevens niet beschikbaar</i>	146 454	-434 203	<i>Gegevens niet beschikbaar</i>	<i>Gegevens niet beschikbaar</i>	-536 486	<i>Gegevens niet beschikbaar</i>

Bron : Sibelga

Uit de bovenstaande tabel blijkt dat de bedragen op rusttermijn waarover we beschikken (2016, 2017 en 2020) relatief laag zijn in vergelijking met de bedragen voor de rechtstreekse compensatie van de verliezen door Sibelga, en dit in beide richtingen. Het positieve bedrag voor 2016 (€ 146 454) geeft aan dat Sibelga haar verliezen licht heeft onderschat bij de aankoop voornamelijk over de laatste 4 maanden van 2014 en de eerste 8 maanden van 2015 (overeenstemmend met de M-16 afstemming), terwijl de negatieve bedragen voor 2017 en 2020 aangeven dat Sibelga haar verliezen licht heeft overschat over de overeenstemmende periodes (2015/2016 en 2018/2019).

Deze elementen tonen aan dat Sibelga haar verliezen niet systematisch overschat door een referentieverliespercentage van 3,03% vast te stellen en dat het werkelijke verliespercentage, dat we niet precies kunnen berekenen maar enkel kunnen schatten zoals hierboven beschreven, relatief dicht bij het referentieverliespercentage ligt en van jaar tot jaar rond deze waarde schommelt. Dit wordt bevestigd door de werkelijke verliespercentages die door Sibelga worden geraamd in haar document "Les Plan d'Investissements électricité et gaz 2022-2026"⁵⁹, die variëren tussen 2,99% in 2016 en 2,93% in 2020.

5.2.2.1.3 Voorgestelde gerichte maatregelen voor BRUGEL

Zoals hierboven uitgelegd, heeft de DNB een zekere hefboomwerking op de volgende twee gebieden:

- het uitvoeren van alle economisch efficiënte operationele en investeringsbeslissingen die gericht zijn op het beperken/verminderen van de omvang van elektriciteitsverliezen;
- het optimaliseren van de inkoopkosten van de energie die nodig is om ze te dekken.

⁵⁹ [Investeringsplannen elektriciteit en gas 2022-2026](#), 31/05/2021

Het niveau van de elektriciteitsverliezen op het Brussels Hoofdstedelijk net is relatief laag in vergelijking met andere netten (2,93% over de periode 2016-2020)⁶⁰, en aangezien het systeem van slimme meters, zoals de regelgeving nu is, niet over de hele linie zal worden ingevoerd (wat stimulansen voor de vermindering van niet-technische verliezen had kunnen rechtvaardigen), **Het lijkt ons niet essentieel om in het kader van de nieuwe tariefmethodologie een stimuleringsmaatregel in te voeren die gebaseerd is op de vermindering van het volume van de netverliezen van de DNB**, maar eventueel op het niet overschrijden van het gemiddelde verliespercentage dat vooraf werd waargenomen, bijvoorbeeld gedurende de laatste 5 jaar.

Aangezien Sibelga bovendien een professionele aankoopstrategie heeft ingevoerd, die leidt tot redelijke kosten voor de aankoop van verliezen in verhouding tot de evolutie van de marktprijzen, en tot een rationeel gebruik van haar warmtekrachtkoppelingseenheden, lijkt de invoering van een stimulerende regeling op de prijs van verliezen ons evenmin essentieel, ook al blijft dit een mogelijkheid.

Op basis hiervan kunnen 2 hoofdopties worden overwogen voor de beoogde regelgevende maatregelen met betrekking tot de kosten van netwerkverliezen.

5.2.2.1.3.1 Optie 1: Status-quo - geen stimulerende regulering van verliescompensatiekosten

Deze optie impliceert dat de behandeling van de kosten van netverliezen zoals voorzien in de huidige tariefmethodologie moet worden behouden, d.w.z. dat deze kosten onbeheersbare kosten moeten zijn die aanleiding kunnen geven tot niet-aanvaarding door de regulator, en dat er geen stimulerende regulering op moet worden toegepast. De distributienetbeheerder moet BRUGEL elk jaar enkel een ex-postverslag voorleggen met zijn aankoopstrategie voor het voorgaande jaar (N), de behaalde resultaten ten opzichte van de gemiddelde marktprijs over de 3 jaar voorafgaand aan het leveringsjaar, en de eventuele aanpassingen die aan zijn aankoopstrategie moeten worden aangebracht om deze te optimaliseren. Het referentieverliespercentage dat elk jaar door Sibelga wordt gebruikt om het volume van de te compenseren verliezen voor het volgende jaar te bepalen, zou echter elk jaar worden herzien en gelijk zijn aan het gemiddelde van de laatste 3 tot 5 beschikbare reële verliespercentages (modelparameter vast te leggen in de tariefmethodologie).

Dit voorstel is gebaseerd op het feit dat de financiële belangen in termen van de prijs van de verliescompensatie en het volume van de verliezen niet significant zijn, en dat Sibelga al enkele jaren praktijken voor verliescompensatie toepast die wij als efficiënt en professioneel beschouwen:

- **Sibelga past momenteel een strategie toe die gebaseerd is op het principe van beperking van het marktrisico:**
 - Op basis van de door BRUGEL verstrekte informatie is Schwartz and Co van mening dat Sibelga een professionele aankoopstrategie heeft geïmplementeerd die haar in staat stelt het marktrisico te beperken door geleidelijk haar verliezen te kopen. Deze strategie kan winst of verlies voor de DSU's met zich meebrengen, afhankelijk van de evolutie van de prijzen op de elektriciteitsmarkt, waarover Sibelga geen controle heeft.
 - Deze winsten of verliezen blijven echter relatief klein, zoals blijkt uit onze bovenstaande raming (+€300 k in 2018 en -€367 k in 2019). Als we een verdelingspercentage van 20% zouden overwegen in het kader van een stimuleringsregeling op de aankoopsprijs van de verliezen, zoals besproken tijdens de laatste vergadering met BRUGEL, zou de stimulans voor Sibelga ongeveer +€60 k bedragen in 2018 en -€74 k in 2019.
- **De eenheidskosten van het compenseren van verliezen via warmtekrachtkoppeling zijn historisch laag:**

⁶⁰ [De investeringsplannen voor elektriciteit en gas voor 2022-2026](#)

- Zoals hierboven is weergegeven, kunnen we, als we de aankoopprijs van verliezen op de openbare markt vergelijken met de geschatte marginale kosten van verliezen die worden gecompenseerd door warmtekrachtkoppeling, zien dat deze laatste historisch gezien **aanzienlijk lager** is voor de jaren 2016 tot 2021 (zie **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Tijdens deze jaren was het dus economisch aantrekkelijker voor Sibelga om warmtekrachtkoppelingseenheden te gebruiken dan om ze op de markt aan te kopen.
 - De sterke stijging van de gasprijs in de afgelopen maanden doet bovendien niets af aan deze trend, aangezien de stijging van de gasprijs ook leidt tot een stijging van de elektriciteitsprijs, volgens de manier waarop de groothandelsmarkt voor elektriciteit momenteel werkt.
 - Ten slotte zijn de warmtekrachtkoppelingseenheden volgens de informatie van BRUGEL niet bedoeld als oplossing op lange termijn, aangezien Sibelga op termijn al haar netverliezen zal moeten compenseren door aankopen op de markt.
- **Het referentieverliespercentage dat door Sibelga is vastgesteld, ligt dicht bij het werkelijke verliespercentage:**
 - Op basis van de door BRUGEL verstrekte informatie identificeren we geen niet-conforme praktijken van Sibelga die zouden bestaan in het aankopen van een groter volume aan verliezen dan nodig. Het referentieverliespercentage lijkt inderdaad niet significant te verschillen van het werkelijke percentage dat wordt vastgesteld na afstemmingen, noch van het werkelijke percentage dat door Sibelga wordt gerapporteerd.
 - De positieve rusttermijn in 2016 laat zien dat het referentieverliespercentage (3,03%) in 2015 iets lager was dan het werkelijke verliespercentage, terwijl het referentieverliespercentage over de jaren 2016 tot en met 2020 zeer iets hoger was dan het werkelijke verliespercentage. Hieruit blijkt dat het gebruik van het referentieverliespercentage niet leidt tot een systematische overschatting van het verliespercentage en dat wanneer er sprake was van een overschatting, deze zeer klein was, met een lage impact voor DSU's.
 - Door het referentieverliespercentage echter jaarlijks aan te passen op basis van historische gegevens, kan de omvang van de verliescompensatie zo dicht mogelijk bij de werkelijkheid worden vastgesteld, wat een goede praktijk is.

5.2.2.1.3.2 *Optie 2: Stimulerende regulering van de kosten van verliescompensatie*

Rekening houdend met de doelstelling van BRUGEL om Sibelga aan te moedigen om economische efficiëntie te bereiken, en om de stabiliteit van het aandeel van de kosten voor verliescompensatie in de totale inkomsten van Sibelga te behouden, zou kunnen worden overwogen om de kosten van de netverliezen op te nemen in de beheersbare kosten door middel van een stimulerende maatregel met betrekking tot de aankoopprijs van de netverliezen en de kosten van de verliezen gecompenseerd door warmtekrachtkoppeling, eventueel aangevuld met een stimulans om het verliespercentage onder controle te houden.

Optie 2-A: Stimuleringsregeling van de aankoopprijs van verliezen en de kosten van verliezen die worden gecompenseerd door warmtekrachtkoppeling

De aanpak die wij voorstellen voor stimuleringsregeling van de aankoopprijs van verliezen is geïnspireerd op het model dat in Frankrijk wordt gebruikt.

De distributienetbeheerder stelt ex-ante in zijn tariefvoorstel een raming voor van de kosten voor de compensatie van netverliezen, door een raming te maken van de verliesvolumes (bepaald op basis van het referentieverliespercentage dat door de distributienetbeheerder is vastgesteld en door BRUGEL is gevalideerd) en de kosten voor de aankoop van deze verliezen voor elk jaar van de tariefperiode.

Tijdens de tariefperiode wordt aan het begin van elk jaar N+1 een jaarlijkse referentiekost voor aankoopverliezen voor jaar N bepaald door het product van :

- het volume verliezen dat de DNB daadwerkelijk heeft gekocht via de openbare markt voor jaar N ;
- een gemiddelde referentieprijis op basis van de marktprijzen van de voorbije 3 jaar (N-1, N-2 en N-3). Het aantal jaren waarover het gemiddelde wordt berekend, moet overeenstemmen met de aankoopstrategie die is vastgelegd in het contract tussen Sibelga en haar verlieslatende leverancier. De gemiddelde referentieprijis zal worden vastgesteld op basis van de kenmerken van dit contract. Ter illustratie, hij zou het gemiddelde kunnen zijn van de Endex-basislastkalenderprijzen voor het jaar van levering, over de 3 jaren die het jaar van levering voorafgaan, vermeerderd met een bedrag dat overeenstemt met de extra kosten die het contract met zich meebrengt in vergelijking met de marktprijzen (marge en risicopremie van de leverancier).

Elk jaar wordt het verschil tussen de jaarlijkse referentiekost voor de aankoop van verliezen en de werkelijke kost voor de aankoop van netverliezen (winst of verlies) gedragen door de DNB met een verliesverdelingspercentage (LST), dat relatief laag zou moeten blijven rond 20%. De DNB zou daarom een bonus of een malus krijgen volgens de volgende formule:

$$Bonus / malus = TPP * (Volume_{achat pertes \text{ réel}} * Prix_{référence} - Coût_{achat pertes \text{ réel}})$$

Met :

- Daadwerkelijk door de DNB aangekochte hoeveelheid verliezen voor het jaar in kwestie
- Referentieprijis: Referentiemarktprijis vastgesteld door de regulator voor het jaar in kwestie.
- Werkelijke kosten van verliezen: de werkelijke kosten van DSO voor de aankoop van verliezen via de openbare markt voor het jaar in kwestie.

Bovendien zou ook een plafond in euro's kunnen worden vastgesteld voor het bonus/malusbedrag, zoals het geval is in Frankrijk, om rekening te houden met het feit dat de DNB geen controle heeft over wijzigingen in de marktprijzen.

Wat betreft de kosten van de verliezen die worden gecompenseerd door warmtekrachtkoppeling, is het niet raadzaam om deze op te nemen in het voorgaande mechanisme, aangezien de marginale kosten aanzienlijk lager zijn dan de waargenomen marktprijzen, wat zou leiden tot een meevaller voor de distributienetbeheerder (onterechte winst). Aan de andere kant zou de volgende maatregel kunnen worden overwogen: de reële variabele kosten met betrekking tot warmtekrachtkoppelingseenheden (marginale kosten) worden volledig gedekt door de toegestane inkomsten, zolang deze kosten niet hoger zijn dan een plafond dat overeenkomt met het product van het volume van de verliezen gecompenseerd door warmtekrachtkoppeling en de aankoopsprijis per eenheid van de verliezen. Boven dit plafond wordt het verschil tussen het bedrag van het plafond en de variabele kosten van de warmtekrachtkoppelingseenheden gedragen door de distributienetbeheerder.

Deze maatregel zou de distributienetbeheerder een stimulans geven om geen warmtekrachtkoppelingseenheden te gebruiken in het geval dat de variabele kosten van de warmtekrachtkoppelingseenheden hoger liggen dan de marktprijis voor elektriciteit, hoewel deze situatie zich op basis van de beschikbare historische gegevens slechts marginaal heeft voorgedaan in 2015, en een dergelijk voorval in de toekomst zeer onwaarschijnlijk lijkt gezien de sterke correlatie tussen de marktprijzen voor gas en de marktprijzen voor elektriciteit.

Optie 2-B: Stimulerende regulering van verliespercentages

Wat de stimulerende regulering van het verliespercentage betreft, lijkt een stimulerende maatregel op basis van KPI's geïntegreerd met stimulerende regulering van niet-financiële prestaties (Q-factor van toegestane inkomsten), vergelijkbaar met de maatregel die CWaPE voorstelt in te voeren als onderdeel van haar nieuwe tariefmethodologie, de beste aanpak.

De regelgever stelt een streefcijfer vast voor het verliescijfer voor elk jaar van de tariefperiode, bijvoorbeeld berekend op basis van de werkelijke verliescijfers voor de laatste 5 jaar waarvoor werkelijke verliezen bekend zijn (het streefcijfer voor het verliescijfer voor het jaar 2024 zou bijvoorbeeld worden bepaald op basis van de werkelijke verliescijfers voor de jaren 2015 tot 2021).

Zodra het streefpercentage voor verliezen is vastgesteld, wordt het werkelijke verliespercentage achteraf berekend voor het jaar in kwestie, met een vertraging van drie jaar om het afstemmingsproces te kunnen voltooien (het werkelijke verliespercentage voor 2024 zou bijvoorbeeld worden berekend vanaf 2027).

Voor een bepaald jaar wordt het werkelijke verliespercentage vergeleken met de doelstelling voor het verliespercentage. Als het werkelijke verliespercentage lager is dan de doelstelling, ontvangt de DNB een bonus, terwijl als het verliespercentage hoger is dan de doelstelling, de DNB een boete ontvangt. De bedragen van deze bonussen/malus worden later bepaald als deze aanpak wordt aangenomen.

5.2.2.1.3.3 Voor- en nadelen van de voorgestelde opties

Tabel 9. Voor- en nadelen van de voorgestelde opties

	Voordelen	Nadelen
Optie 1: Geen stimulerende regelgeving voor de kosten van verliescompensatie	<ul style="list-style-type: none"> • Een eenvoudige optie op maat van de uitdagingen en praktijken van Sibelga: <ul style="list-style-type: none"> ○ De financiële belangen zijn niet significant ○ Sibelga past al een professionele aankoopstrategie toe die het mogelijk maakt om het marktrisico te beperken door haar verliezen geleidelijk af te kopen. ○ De eenheidskosten voor de compensatie van de verliezen via warmtekrachtkoppeling liggen momenteel aanzienlijk lager dan de aankooprijzen van de verliezen; bovendien is het mogelijk dat BRUGEL deze kosten geheel of gedeeltelijk niet aanvaardt, mocht er zich een ontsparing voordoen. ○ Het door Sibelga vastgestelde referentieverliespercentage lijkt niet overeen te komen met een niet-virtuele praktijk van de exploitant. 	<ul style="list-style-type: none"> • De kosten voor het compenseren van verliezen kunnen een financieel probleem worden als de huidige praktijken van Sibelga evolueren naar minder efficiënte praktijken.
Optie 2-A: Stimuleringsregeling voor de aankooprijzen van verliezen en de kosten van warmtekrachtkoppeling	<ul style="list-style-type: none"> • Moedigt Sibelga aan om door te gaan met het implementeren van een efficiënte inkoopstrategie • Sibelga wordt aangemoedigd om warmtekrachtkoppeling alleen te gebruiken waar dat economisch zinvol is, voor het geval warmtekrachtkoppeling duurder wordt dan de markt. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gezien de huidige goede praktijken van Sibelga en de lage stimulans zal deze optie de URD's gemiddeld iets meer kosten vanwege de aan Sibelga betaalde bonus, die momenteel volledig aan de URD's wordt betaald. • Een ingewikkeld mechanisme waarbij heel weinig op het spel staat, gezien de praktijken van

		<p>Sibelga en de bedragen die ermee gemoeid zijn.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mechanisme dat contraproductief kan blijken als Sibelga zich probeert in te dekken tegen het risico van malus (bijvoorbeeld door al te conservatieve voorspellingen van extra beheersbare kosten)
Optie 2-B: Stimulerende regulering van verliespercentages	<ul style="list-style-type: none"> • Sibelga wordt aangemoedigd om haar verliespercentage onder een limiet te houden die in de loop der jaren door de regelgever is vastgesteld. 	<ul style="list-style-type: none"> • Relatief complex mechanisme voor een zeer lage inzet, gezien de lage variatie die is waargenomen in de verliessnelheid

Conclusie: in het licht van deze elementen behoudt BRUGEL optie I (status-quo met jaarlijks ex-postverslag over de verliezen⁶¹). De distributienetbeheerder moet ook ex-ante in zijn tariefvoorstel een raming voorstellen van de kosten voor de compensatie van de netverliezen, door een raming te maken van de volumes van de verliezen (bepaald op basis van het referentieverliespercentage dat door de distributienetbeheerder is vastgesteld en door BRUGEL is gevalideerd) en de kosten voor de aankoop van deze verliezen voor elk van de jaren van de tariefperiode.

5.2.2.2 Niet-gefinancierde pensioenkosten

Overeenkomstig artikel 9quinquies van de ordonnantie betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (§13) kunnen uitgaven met betrekking tot niet-gefinancierde pensioenen niet worden onderworpen aan stimulerende regelgeving. Ze moeten daarom worden ingedeeld als niet-beheersbare kosten.

5.2.2.3 Belasting op ondernemingen en rechtspersonen

Overeenkomstig artikel 9quinquies van de ordonnantie betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (§13) kunnen belastingen, toeslagen, retributies en bijdragen van alle aard, evenals hun aanpassingen, niet onderworpen zijn aan stimulerende maatregelen. Belastingen op vennootschappen en rechtspersonen (met inbegrip van dochterondernemingen) moeten daarom worden ingedeeld als niet-beheersbare kosten op basis van dezelfde argumentatie als die met betrekking tot niet-gefinancierde pensioenkosten.

5.2.2.4 Andere belastingen, royalty's, enz.

Overeenkomstig artikel 9quinquies van de ordonnantie betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (§13) mogen belastingen, toeslagen, retributies en bijdragen van allerlei aard, evenals hun aanpassingen, niet onderworpen zijn aan stimulerende maatregelen. Al deze andere heffingen moeten dus, net als de vennootschaps- en rechtspersonenbelasting en de niet-gefinancierde pensioenlasten, worden opgenomen in de niet-beheersbare kosten. Dit is met name het geval voor wegehheffingen.

⁶¹ Na overleg met Sibelga is het jaarverslag niet langer vereist, maar volstaat rapportage tijdens de periode.

5.2.2.5 Boetes

In de verklarende documenten voor de methodologie 2020-2024⁶² werd gesteld dat "boetes die aan de DNB worden opgelegd, interesten op achterstallige betalingen en vergoedingen (met name in het geval van onverzekerbare schade) die door de DNB moeten worden betaald in het geval van incidenten op het net, niet worden beschouwd als onderdeel van de totale inkomsten. Deze laatste elementen worden in principe verworpen om de DNB bewust te maken van zijn verantwoordelijkheden en om eventuele excessen te vermijden. BRUGEL zou dit standpunt tijdens de regulatoire periode kunnen herbekijken als SIBELGA haar beleid voor de behandeling van de compensatieaanvragen zou verbeteren, wat in overleg met BRUGEL tot een aanzienlijker compensatiebedrag zou kunnen leiden.

In advies 340⁶³ stelt BRUGEL verschillende verbeteringen van het compensatiesysteem voor, zoals een automatische compensatie in geval van onderbrekingen van meer dan 6 opeenvolgende uren, een objectieve aansprakelijkheid van SIBELGA als bewaker van haar net, meer publiciteit voor het systeem, enz. Tijdens de besprekingen met SIBELGA en in het kader van de openbare raadpleging werd erop gewezen dat deze voorstellen gepaard zouden moeten gaan met de opname van een bepaald compensatiebedrag in de tarieven.

De besprekingen over de invoering van verbeteringen aan het compensatiesysteem zouden in de loop van 2022 moeten beginnen, met de betrokken stakeholders, om de concrete maatregelen te bepalen die aan de Regering moeten worden voorgelegd. In dit stadium lijkt het, gezien de onzekerheid over de operationaliteit van deze voorstellen ter verbetering van het systeem, verkieslijk om de verwerping van de boetes en compensaties ten laste van de distributienetbeheerder te behouden, teneinde de verantwoordingsplicht te waarborgen.

Na officieel overleg met de distributienetbeheerder werd beslist om de tarieven toe te staan om de niet-beheersbare kosten te dekken voor zover de compensatie voor lange stroomonderbrekingen automatisch moet worden gemaakt door een wetswijziging. Bedragen betaald als compensatie na een fout of vergissing van de DNB zijn echter uitgesloten en worden gedragen door de DNB.

5.2.2.6 PSO-gerelateerde kosten

Overeenkomstig artikel 9quinquies van de ordonnantie betreffende de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (§ 13) kunnen de kosten met betrekking tot de uitvoering van het budget voor de opdrachten van openbare dienst niet onderworpen worden aan stimulerende maatregelen. **In overeenstemming met de ordonnantie moeten de kosten in verband met de ODV dus als onbeheersbaar worden beschouwd. Het blijft duidelijk dat BRUGEL zich het recht voorbehoudt om bepaalde kosten te verwerpen met het akkoord van de regering.**

5.2.2.7 Kosten van transport

Momenteel zijn de transmissienettarieven in België onderverdeeld in 4 categorieën⁶⁴ (exclusief bepaalde ondersteunende diensten):

- tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur; gefactureerd in €/kWh volgens maandelijkse en jaarlijkse pieken;

⁶² Bron: Methodologie 2020-2024, deel 3, Redenen voor de methodologie - Elektriciteit (respectievelijk gas)

⁶³ <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2022/fr/AVIS-340-GESTIONNAIRES-RESEAUX-DISTRIBUTION-TRANSPORT-REGIME-INDEMNISATION.pdf>

⁶⁴ Bronnen: "Tarieven voor toegang tot het net, Periode 2020-2023", beschikbaar op de website van Elia; de tariefvoorwaarden zijn in overeenstemming met de beslissing van de CREG van 07 november 2019. Deze structuur kan veranderen afhankelijk van de resultaten van de lopende raadpleging voor de periode 2024-2027.

- tarieven voor het beheer van het elektriciteitssysteem; gefactureerd in €/MWh (respectievelijk in €/kVA_{Arh} voor reactieve energie);
- tarieven ter compensatie van onevenwichtigheden; gefactureerd in €/MWh ;
- tarieven voor marktintegratie; gefactureerd in €/MWh.

Bijlage 3 van de methodologie geeft een gedetailleerd overzicht van de transportkosten.

Deze bijlage specificeert ook dat de kosten niet individueel aan elke gebruiker worden gefactureerd, maar worden samengevoegd voor alle gebruikers en uitgedrukt in €/kWh via een jaarlijks tarief. Het bepaalt ook dat elk jaar, wanneer de DNB het transmissietarief vaststelt, hij de regulator bepaalde informatie moet bezorgen: gegevens over de netwerktarieven (facturatie van onderstations, gefactureerde actieve/reactieve energie, creditnota, enz.), samenvattingen van kosten en inkomsten, samenvattingen van de tarieven van DNB en TNB, bijkomende gegevens (hoeveelheden verdeelde energie, productie van warmtekrachtkoppelingscentrales, enz.)

In deze context moet worden opgemerkt dat de transmissiekosten dus grotendeels worden geïnduceerd door het gedrag van de eindgebruikers en dat de mogelijkheden om bijvoorbeeld de piekvraag te optimaliseren beperkt lijken. BRUGEL deelt deze vaststelling in haar motivatiedocument voor de huidige methodologie: "De optimalisering van de facturatie van de transmissiekosten door de distributienetbeheerder door de controle van de piek van elk onderstation is complex en hangt sterk af van de klanten stroomafwaarts van het net". Deze kosten beantwoorden dus niet aan de definitie van beheersbare kosten, die kosten zijn waarover de distributienetbeheerder een rechtstreekse controle heeft.

Bovendien is het gebruikelijk bij Europese DNB's om de kosten voor het gebruik van het transmissienet te beschouwen als onbeheersbare kosten. Dit is het geval in Wallonië, Vlaanderen, Luxemburg, Frankrijk, Duitsland en Oostenrijk.

Rekening houdend met deze elementen is BRUGEL van plan om alle kosten verbonden aan het gebruik van het transmissienet te behouden als niet-beheersbare kosten, zoals in de huidige praktijk.

Sibelga behoudt echter bepaalde hefboomen om de transmissiekosten te optimaliseren. In het bijzonder rekenen de transmissietarieven het vermogen aan dat ter beschikking wordt gesteld van de transformator voor de DNB. Als de DNB het ter beschikking gestelde vermogen overschrijdt, wordt het tarief met 50% verhoogd. De DNB kan dus bijvoorbeeld het beschikbaar gestelde vermogen dat aan Elia⁶⁵ wordt gevraagd optimaliseren en dus ook de kosten die daaruit voortvloeien in geval van overschrijding van dit vermogen. **Om na te gaan of deze "minimale" optimalisaties, die binnen de controle van de DNB blijven, daadwerkelijk worden uitgevoerd, plant BRUGEL dus dat Sibelga haar elk jaar een technisch ex-postverslag bezorgt met een beschrijving van alle uitgevoerde maatregelen om de transmissiekosten te optimaliseren.** Dit technisch verslag zal meer bepaald worden opgesteld op het granulaire niveau van elk interfacepunt tussen transmissie en distributie (transformatorstation), waardoor het mogelijk wordt om de maatregelen te identificeren die werden uitgevoerd op de meest problematische punten in termen van vermogensoverschrijdingen. Het verslag zal ook de coördinatievergaderingen beschrijven die tussen de distributienetbeheerder en Elia werden georganiseerd in verband met de congestie. Deze aanpak, vergelijkbaar met die van de VREG, zal het mogelijk maken om de doeltreffendheid van de strategie van Sibelga voor de optimalisatie van de transmissiekosten te beoordelen. Enerzijds zal dit een eerste stimulans zijn voor de effectieve implementatie van redelijke optimalisatiemaatregelen, die vervolgens door de regulator zullen worden geanalyseerd, en anderzijds zal het de regulator informatie verschaffen over de praktijken van de DNB. Deze informatie kan worden gebruikt om een overgang naar een meer incentive-based model te rechtvaardigen indien de strategie van Sibelga onbevredigend blijkt, of kan ook worden gebruikt om te argumenteren dat bepaalde transmissiekosten onredelijk zijn.

⁶⁵ Als dit niet expliciet wordt gevraagd, geldt het nominale vermogen van de transformator.

Na besprekingen met de DNB werd de rapportering in verband met de herfacturering van de transmissietarieven echter gestroomlijnd in de methodologie.

5.2.2.8 *Kosten van energiedoorvoer*

In het verslag waarin de redenen voor de huidige methodologie worden uiteengezet, stelt BRUGEL dat "de DNB geen volledige controle heeft over deze kosten, die marginaal zijn in het Brusselse Gewest". In overeenstemming met de modellen voor rapportering achteraf, werden de transitheffingen voor elektriciteit in 2016 afgetopt op € 14,1 duizend en bedroegen ze € 3,2 duizend in 2020 en € 2,5 duizend in 2021. **Rekening houdend met het feit dat deze bedragen laag blijven en gezien de afwezigheid van enige controle door de DNB over deze kosten, verwacht BRUGEL dus dat deze kosten zullen worden gehandhaafd als onbeheersbare kosten in overeenstemming met de huidige praktijk.**

5.2.2.9 *Kosten opgelegd door wijzigingen in het wettelijk kader, marktregels of uitzonderlijke omstandigheden*

Een wijziging van het wettelijke kader of van de marktregels kan extra kosten met zich meebrengen (hetzij in verhouding tot de "business as usual"-kosten als onderdeel van de voorafgaande vaststelling van het maximaal toegestane inkomenstraject, hetzij in verhouding tot de maximaal toegestane begrotingsinkomsten, tijdens de regulatoire periode), naar het voorbeeld van bijvoorbeeld de regelgeving inzake slimme meters die de uitrol van netwerkinfrastructuur vereist. Er moet echter worden opgemerkt dat deze extra kosten in dit specifieke geval beheersbaar blijven in de zin van de huidige definitie van de methodologie: kosten waarover de DNB rechtstreekse controle heeft. In feite bestaan deze kosten hoofdzakelijk uit kapitaaluitgaven in verband met het installatieproject en exploitatiekosten in verband met het latere gebruik van het systeem, d.w.z. een reeks kosten waarover de DNB controle behoudt. Deze overwegingen liggen in de lijn van de richting die reeds is ingeslagen bij het definiëren van het beoogde reguleringsmodel: de uitrol van slimme meters en slimme netwerkoplossingen zal worden behandeld als beheersbare kosten. Dus, nog steeds met het oog op het maximaliseren van de omvang van de beheersbare kosten (en dus de kracht van de stimulans van het RC TOTEX-model), wenst **BRUGEL standaard rekening te houden met de kosten die worden opgelegd door wijzigingen in het wettelijke kader of de marktregels als beheersbare kosten, tenzij deze wijzigingen expliciet betrekking hebben op kosten die als niet-beheersbaar zijn gedefinieerd in het kader van de tariefmethodologie 2025-2029.**

In het kader van de ex-ante bepaling van het maximaal toegestane inkomenstraject worden deze extra kosten behandeld als extra beheersbare kosten, of als niet-beheersbare kosten wanneer de wijzigingen expliciet betrekking hebben op kosten die in de tariefmethodologie 2025-2029 als niet-beheersbaar zijn gedefinieerd, overeenkomstig de bepalingen beschreven in de paragrafen [6.1.2](#) en [6.1.5](#). Niettemin blijft het mogelijk dat wijzigingen in het wettelijke kader en de marktregels, evenals uitzonderlijke omstandigheden, tijdens de periode extra kosten met zich meebrengen ten opzichte van de goedgekeurde maximaal toegestane begrotingsinkomsten. **De mogelijkheid om het tariefvoorstel tijdens de periode te heropenen na een verzoek van de DNB moet daarom worden behouden, zodat naar behoren gemotiveerde extra kosten in aanmerking kunnen worden genomen in het toegestane inkomenstraject.**

Benchmark-elementen

In haar ontwerpmethodologie voor 2024-2028 heeft de CWaPE het zogenaamde "ad hoc herzieningsmechanisme" ter raadpleging voorgelegd (cf. artikel 52). Dit mechanisme, dat zowel door de distributienetbeheerder als door de CWaPE kan worden geactiveerd, voorziet in een herziening van het toegestane ex-ante inkomen voor één of meerdere jaren van de regulatoire periode in de volgende gevallen:

- wijzigingen van openbaardienstverplichtingen of van enige andere belasting, heffing, bijdrage of toeslag opgelegd aan de DNB ;
- in geval van wijziging van subsidies of andere vormen van overheidssteun aan de DNB ;

- in het geval van een overstap naar nieuwe diensten of aanpassingen van bestaande diensten;
- in het geval van uitzonderlijke omstandigheden die zich voordoen tijdens de regulatoire periode en waarover de DNB geen controle heeft, op voorwaarde dat ze een blijvende en significante opwaartse of neerwaartse impact hebben (drempelwaarde vastgesteld door de CWaPE op 2% van de jaarlijkse toegestane inkomsten) op de financiële situatie van de DNB.

Bovendien is in het CWaPE-project elke eenmalige opwaartse herziening afhankelijk van de afwezigheid van een bonus⁶⁶ over de volledige regulatoire periode. Als er aan het einde van de tarifaire periode over het geheel genomen een bonus wordt geregistreerd, wordt het bedrag dat aan de toegestane inkomsten wordt toegevoegd door het verzoek voor een eenmalige herziening verminderd met het bedrag van de bonus (en het verschil tussen het oorspronkelijk toegevoegde bedrag en het verminderde bedrag wordt behandeld als een tarifaire schuld).

Voorgesteld mechanisme voor heropening van het maximaal toegestane inkomen tijdens de reguleringsperiode

In de tariefmethodologie 2025-2029 voorziet BRUGEL het volgende mechanisme voor de heropening van het maximaal toegelaten inkomen:

- In de loop van de regulatoire periode kan de DNB een verzoek indienen bij BRUGEL om rekening te houden met bijkomende kosten ten opzichte van de maximaal toegestane budgettaire inkomsten, voor de toekomstige jaren van de regulatoire periode, voor zover :
 - deze kosten rechtstreeks worden veroorzaakt door wijzigingen in het wettelijk kader of in de regels voor de werking van de markt of door uitzonderlijke omstandigheden, en
 - deze extra jaarlijkse kosten hoger zijn dan of gelijk zijn aan 2% van de maximaal toegestane begrotingsontvangsten exclusief ODV's en toeslagen voor de betrokken jaren (deze ratio is gelijk aan de gecumuleerde gevraagde extra kosten voor de betrokken jaren gedeeld door de gecumuleerde maximaal toegestane begrotingsontvangsten exclusief ODV's en toeslagen voor dezelfde jaren).
- In zijn verzoek moet de DNB de noodzaak rechtvaardigen om deze nieuwe kosten op te nemen in de maximaal toegestane inkomsten en ook het eventuele onbeheersbare karakter ervan (als hij van mening is dat deze kosten buiten zijn directe controle vallen).
- BRUGEL behoudt de controle over de beslissing om de opname van deze nieuwe kosten en hun classificatie als beheersbare / niet-beheersbare kosten al dan niet te aanvaarden. Voor een aanvraag van bijkomende kosten door de DNB in jaar N, voor de jaren N+1 tot 2029, geven de door BRUGEL aanvaarde bijkomende kosten aanleiding tot een herziening van de maximaal toegestane budgettaire inkomsten voor de jaren N+1 tot 2029 als volgt:
 - De door BRUGEL weerhouden extra beheersbare kosten worden toegevoegd aan de extra budgettaire kosten voor de betrokken jaren.
 - De door BRUGEL weerhouden extra niet-beheersbare kosten worden toegevoegd aan de budgettaire niet-beheersbare kosten voor de betrokken jaren.

5.2.2.10 Kosten in verband met overboekingen tussen de winst- en verliesrekening en de balans

In haar verslag waarin ze de methodologie 2020-2024 motiveert, geeft BRUGEL aan dat de kosten die onder deze categorie van beheersbare kosten vallen, betrekking hebben op regulatoire saldi en investeringen.

⁶⁶ De CWaPE definieert een bonus als het verschil tussen de gebudgetteerde beheersbare kosten goedgekeurd door de regulator en de werkelijke beheersbare kosten. Het gaat dus om de bijkomende winst die de distributienetbeheerder genereert dankzij het inkomstenlimietmechanisme, vóór verdeling tussen de distributienetbeheerder en de distributienetbeheerders volgens het vastgestelde verdelingspercentage.

Wat investeringen betreft, dit zijn geactiveerde bedrijfskosten, die in het huidige model niet als beheersbaar worden beschouwd. Met de overgang naar een RC TOTEX-model worden afschrijvingskosten echter per definitie beheersbare kosten. In dit verband moet eraan worden herinnerd dat de Haulogy-nota met name aanbeveelt om de activering van overbelastingen voor alle gasactiva vanaf 2025 (zonder retroactieve toepassing) en versnelde afschrijvingen voor bepaalde activa af te schaffen. Deze aanbevelingen hebben echter geen invloed op de analyse van de beheersbare/nietbeheersbare aard van activeringen.

Wat de verplichte saldi betreft, gaat het niet om kosten, maar gewoon om een bedrag dat achteraf wordt berekend en aan de toegestane inkomsten wordt toegewezen om verschillen tussen geraamde en werkelijke bedragen te compenseren.

BRUGEL wil deze categorie van onbeheersbare kosten dus volledig elimineren.

5.2.3 Behandeling van voorzieningen

In boekhoudtermen wordt een voorziening opgenomen wanneer een risico wordt geïdentificeerd voor een of meer toekomstige jaren dat een negatieve impact zou kunnen hebben op het financiële resultaat (potentiële last). Het gaat dus om het anticiperen op mogelijke kosten (het risico kan zich al dan niet voordoen) door middel van een boekhoudkundige boeking, maar in geen geval gaat het om kosten die daadwerkelijk door de exploitant worden gedragen met het bijbehorende uitgekeerde bedrag.

Sibelga neemt momenteel de volgende belangrijkste voorzieningen op in haar rekeningen en in haar toegestane inkomsten:

- voorzieningen met betrekking tot resttermijn en warmtekrachtkoppeling, die de kosten dekken voor het compenseren van verliezen (onbeheersbare kosten);
- voorzieningen voor bodemsanering (onbeheersbare kosten) ;
- voorzieningen voor jubileumuitkeringen ;
- voorzieningen voor juridische geschillen.

De grootste bepalingen hebben betrekking op de rustperiode en de jubileumuitkering.

Europese regelgevers benaderen deze kwestie op verschillende manieren. Ter illustratie:

- De VREG houdt geen rekening met voorzieningen in haar tariefmethodologie⁶⁷ ;
- CWaPE houdt in haar huidige methodologie alleen rekening met bepaalde voorzieningen: voorzieningen voor pensioenen en soortgelijke verplichtingen (categorie 635 van het PCMN⁶⁸), voorzieningen voor grote reparaties en groot onderhoud (636) en voorzieningen voor overige verplichtingen en lasten (638). Er wordt met name geen rekening gehouden met voorzieningen voor milieuverplichtingen (637) en voorzieningen en terugnemingen van voorzieningen voor risico's en kosten in verband met eenmalige lasten (662/762);
- CRE gaf Enedis toestemming om tot en met TURPE 5 bepalingen op te nemen zonder bijzondere beperkingen. Vanaf TURPE 6 wijzigde CRE haar beleid, met name omdat zij van mening was dat er sprake was van niet-virtuele effecten. Gezien de aard van de voorzieningen was er over het algemeen sprake van een vertraging van enkele jaren tussen de toewijzing en de terugvordering. Dit lange tijdsverloop, de asymmetrie van informatie en het gebrek aan transparantie maakten controles van ondernemingsplannen zeer complex vanwege de granulariteit van de vereiste informatie. Het was met name moeilijk om te controleren of voorzieningen correct waren teruggedraaid. Op basis van deze vaststelling verbiedt CRE nu voorzieningen, met uitzondering van voorzieningen met betrekking tot pensioenlasten en personeelsbeloningen en het elektriciteitsvereffeningsfonds. Deze uitzonderingen zijn gehandhaafd omdat de bedragen in

⁶⁷ Met uitzondering van de verlaging van de voorziening die in 2003 door de DNB's voor elektriciteit werd gereserveerd voor de kosten van de installatie van budgetmeters.

⁶⁸ Minimum standaard rekeningstelsel

kwestie aanzienlijk zijn en niet "onder de radar geveegd" kunnen worden tijdens audits van bedrijfsplannen. Er kunnen echter nog steeds voorzieningen worden aangelegd in de interne boekhouding.

Het doel van een tariefmethodologie is om de tarieven te berekenen op basis van de kosten die kunnen worden toegeschreven aan de exploitatie en het onderhoud van het netwerk. Strikt genomen moet een toerekenbare kost een uitgave zijn die daadwerkelijk is uitbetaald, terwijl de toewijzing aan/terugname van een voorziening gewoon een reeks boekhoudkundige posten is die de berekening van het tarief complexer maakt, maar zonder echte toegevoegde waarde wat betreft het bepalen van een 'eerlijk' tarief, aangezien het effect van een toewijzing en vervolgens een terugname nul moet zijn.

Naar het voorbeeld van de VREG voorziet BRUGEL in de tariefmethodologie 2025-2029 de uitsluiting van alle voorzieningen (toewijzing aan voorzieningen en terugnemingen van voorzieningen) van het maximaal toegestaan inkomen, zowel voor zijn ex ante berekening als voor zijn ex post berekening voor de evaluatie van de regulatoire saldi, waarbij de jubileumpremie wordt opgenomen in de niet-beheersbare kosten als antwoord op een vraag van Sibelga. Opmerking: de uitgestelde belastingen, die zijn opgenomen in post 168 van rekening 16 "voorzieningen en uitgestelde belastingen" van het PCMN⁶⁹, worden niet beïnvloed door deze maatregel en kunnen dus worden opgenomen in het maximaal toegestaan inkomen.

Als onderdeel van de berekening van het maximaal toegestane inkomen vooraf :

- Alle voorzieningen en afschrijvingen die zijn opgenomen in de feitelijke OPEX in de referentiejaar die worden gebruikt om de initiële BAU-beheersbare kosten (2025) te berekenen, worden afgetrokken van de feitelijke kosten waarmee rekening wordt gehouden.
- In de maximaal toegestane begrotingsinkomsten mogen geen voorzieningen of terugboekingen van voorzieningen worden opgenomen.

Om windfall-effecten te vermijden in verband met de overgang tussen de tariefmethodologie 2020-2024, die het mogelijk maakt om voorzieningen in aanmerking te nemen, en de tariefmethodologie 2025-2029, die ze uitsluit:

- Alle voorzieningen die voorkomen op de balans van Sibelga voor 2024 (met inbegrip van de voorziening voor de jubileumpremie), die overeenstemmen met de toevoegingen aan en terugnemingen van voorzieningen die zijn opgenomen in de maximaal toegestane inkomsten uit het verleden en die geen aanleiding hebben gegeven tot werkelijk gemaakte kosten, zullen worden gecrediteerd op de gereguleerde elektriciteits- en gasfondsen als een schuld aan de URD's en vereffend tijdens de regulatoire periode 2025-2029.
- De maximaal toegestane ex-ante inkomsten zullen een traject 2025-2029 omvatten van de verwachte kosten voor de jubileumpremie en bodemsanering.

5.2.4 Afhandeling van oninbare kosten met betrekking tot energieleveranciers

De oninbare kosten met betrekking tot energieleveranciers (in de rapporteringsmodellen en in de door Sibelga gebruikte terminologie "Leveranciersvorderingen" genoemd) in verband met de stopzetting van de leveranciersactiviteit, over de periode 2018-2021, zijn als volgt:

⁶⁹ Minimaal standaard rekeningstelsel

Afbeelding 5. Overzicht van "Leveranciersvorderingen"

Créances suppliers	2018	2019	2020	2021	Total
E	144.914,79	-564,32	7.036,12	4.364,68	155.751,27
G	0,00	0,00	0,00	646,49	646,49
					156.397,76

Bron: "Administratieve verwerking van kosten die ontstaan wanneer een leverancier zijn activiteiten staakt".

Bijna alle bedragen (93%) hebben betrekking op de liquidatie van een leverancier in 2018. Bovendien differentieert Sibelga de behandeling van deze kosten volgens 5 categorieën: faillissement, vereffening met bevestigde twijfels over de schuld, vereffening zonder duidelijk risico voor de schuld, leverancier die de Brusselse markt verlaat met twijfels over de schuld en leverancier die de Brusselse markt verlaat zonder duidelijk risico voor de schuld.

BRUGEL is van mening dat :

- Faillissementen van leveranciers of het verlaten van de markt zijn een relatief nieuw fenomeen en eerdere en huidige methodologieën (elektriciteit en gas, 2015-2019 en 2020-2024) bevatten geen specifieke bepaling voor de behandeling van gerelateerde kosten.
- De behandeling van deze kosten is dus niet ex ante voorzien. BRUGEL heeft de door Sibelga ingevoerde kosten tot op heden niet verworpen als onbeheersbare kosten.
- Het eerste optreden van deze kosten dateert echter van 2018 en Sibelga beschikt over een middel om het risico van niet-betaling te beheersen via het toegangscontract dat wordt opgesteld tussen de leveranciers en de DNB. Sibelga kan aan het toegangscontract financiële garanties (bankgarantie, borgsom, moedergarantie, enz.) koppelen om het risico van niet-betaling te dekken. Sibelga zou ook een specifieke verzekering kunnen afsluiten om dit risico te dekken, aangezien het faillissement van een klant een van de risico's is waarmee elk bedrijf geconfronteerd wordt.

In het kader van de tariefmethodologie 2025-2029 is BRUGEL van plan om de niet-recupereerbare kosten verbonden aan de energieleveranciers te classificeren als niet-beheersbare kosten (ex-post opname van deze kosten op uitdrukkelijk verzoek van de distributienetbeheerder op basis van de werkelijke kosten), op basis van de volgende overwegingen:

- Het doel van een tariefmethodologie is rekening te houden met een "normale" marktcontext, d.w.z. zonder rekening te houden met het faillissement van andere marktspelers; het heeft dus geen zin om dit soort kosten ex ante te integreren via bijvoorbeeld een provisie (in overeenstemming overigens met de aanbevelingen van het deel over provisies);
- de invoering van aanvullende mechanismen moet qua complexiteit in verhouding staan tot het gemiddelde jaarlijkse bedrag over 4 jaar, dat laag blijft (minder dan 40 000 euro);
- het opnemen van deze kosten in de beheersbare kosten zou stuiten op een probleem van objectieve ex ante definitie van de bovengrens.

Voor de vaststelling vooraf van de maximaal toegestane begrotingsontvangsten worden de niet-recupereerbare kosten op 0 vastgesteld.

Aangezien de DNB echter bepaalde hefboomen behoudt om het kredietrisico met betrekking tot energieleveranciers te beperken, bijvoorbeeld door het verstrekken van garanties in toegangscontracten, is het aangewezen om, zoals voorgesteld voor transmissiekosten, van de DNB te eisen dat hij jaarlijks een verslag indient over het beheer van dit risico. Dit verslag zal een beschrijving bevatten van de maatregelen voor het beheer van het kredietrisico die door de DNB worden toegepast (beoordeling van het kredietrisico per leverancier, aan de leveranciers gevraagde garanties, toezicht op en actualisering van de garanties, enz. Dit zou een nieuw tariefverslag kunnen zijn dat het bestaande verslag over niet-discriminerende praktijken zou aanvullen. **Deze kosten zouden echter onbeheersbaar blijven.**

5.2.5 Analyse van de criteria om te beoordelen of kosten onredelijk zijn

Overeenkomstig bijlage I van de methodologie 2020-2024, getiteld "Criteria toegepast door BRUGEL om het onredelijke of onnodige karakter van de totale inkomsten van de distributienetbeheerder te beoordelen", kunnen de totale inkomsten die aan bepaalde voorwaarden voldoen door BRUGEL als onredelijk of onnodig worden beschouwd.

Deze bijlage verwijst naar hoofdstuk 3 van de tariefmethodologie 2020-2024 en in het bijzonder naar de volgende paragraaf: "De beheersbare en niet-beheersbare kosten en opbrengsten (en verminderingen van kosten/opbrengsten) mogen slechts ex ante en ex post op de tarieven worden aangerekend voor zover BRUGEL ze niet heeft verworpen op grond van het feit dat ze onredelijk of onnodig zijn voor, in het algemeen, de goede uitvoering van de taken die aan de distributienetbeheerder worden opgelegd door de geldende wetgeving of reglementering en, in het bijzonder, het behoud of de verbetering van de veiligheid, de efficiëntie, de betrouwbaarheid van het net of de kwaliteit van de dienstverlening aan de klanten." Dit betekent dat een eerder verworpen kost niet langer kan worden aanvaard.

In het algemeen is BRUGEL van plan om de mogelijkheid te behouden om onredelijk geachte kosten te verwerpen om een strikte controle van de regulator op het toegestane opbrengsttraject te behouden. Deze verwerping moet enerzijds mogelijk zijn voor ex-ante beheersbare kosten en anderzijds voor ex-ante en ex-post niet-beheersbare kosten (beheersbare kosten die niet ex-post worden herzien). Bovendien blijven de 4 belangrijkste voorwaarden voor afwijzing (zie punt 5.1 van dit document) van toepassing.

Naast deze elementen zijn er bepaalde behoeften aan aanpassingen van de bijlage geïdentificeerd (behoeften die zullen worden verfijnd zodra de methodologie volledig is gedefinieerd):

- een wijziging van deel 2a over de regelingen voor het in aanmerking nemen van kosten in het tariefvoorstel: dit deel moet nu verwijzen naar de nieuwe regelingen voor het bepalen van de aanvankelijke inkomsten en naar de terminologie die in de nieuwe methodologie zal worden gebruikt (BAU en extra beheersbare kosten, niet-beheersbare kosten, enz;)
- een aanpassing van de paragraaf met betrekking tot de kosten die werden verworpen als gevolg van de toepassing van een niet door BRUGEL aanvaarde waarde met betrekking tot een van de parameters (cf. punt 2b). Op dit punt zou de lijst van parameters moeten worden aangepast, met name als gevolg van de overschakeling van een billijke marge naar een WACC-model (of, indien nodig, in functie van andere parameters die in de methodologie worden gebruikt);
- de toevoeging aan sectie 5 (kosten die vermeden hadden kunnen worden door de DNB) van een expliciete voorwaarde die toelaat dat transmissiegerelateerde kosten verworpen worden indien geen redelijke optimaliseringsmaatregelen werden genomen, in lijn met de bepaling van het technisch rapport over transmissiekosten dat zal worden uitgevoerd (zie sectie 5.2.2.7.).

Bovendien zou het met het oog op de consistentie van de structuur gepast zijn om de eerste pagina van het document te wijzigen en expliciet toe te voegen aan de lijst van kosten die kunnen worden afgewezen: kosten die door de netbeheerder hadden kunnen worden vermeden. Deze categorie, hoewel gedetailleerd in de hoofdttekst van de bijlage, staat niet aan het begin van het document, in tegenstelling tot de andere 3 voorwaarden.

5.3 Voorgestelde samenstelling van het toegestane inkomen

De tabel hieronder geeft een overzicht van de voorgestelde classificatie van kosten die momenteel als onbeheersbaar worden geclassificeerd, evenals de jubileumpremietarieven, voor elektriciteit en gas volgens de tariefmethodologie 2025-2029:

Tabel 10. Voorgestelde classificatie van doelkosten

Type huidige onbeheersbare kosten	Voorgestelde doelsituatie	Rechtvaardiging en opmerkingen
-----------------------------------	---------------------------	--------------------------------

	Beheersbaar	Niet beheersbaar	
Kosten van netwerkverliezen		X	Zie het gedeelte over verliezen. Afschrijvingen van vaste activa met betrekking tot de compensatie van netwerkverliezen (warmtekrachtkoppeling) worden daarom geclassificeerd als niet-beheersbaar.
Inkomsten die verband houden met de facturering van niet-gemeten energie, zoals fraude, niet-contractueel verbruik, enz.		X	De DNB heeft geen directe controle over het afstemmingsproces
Kosten in verband met FeReSo-facturen en creditnota's		X	De DNB heeft geen directe controle over het afstemmingsproces
Toeslag: niet-gefinancierde pensioenkosten		X	Classificatie volgens regelgeving
Toeslag: vennootschapsbelasting en rechtspersonen		X	Classificatie volgens regelgeving
Toeslag: andere belastingen, vergoedingen, enz.		X	Indeling opgelegd door verordeningen (met mogelijke uitzondering met betrekking tot maatregel c) betreffende iRAB-kapitaalwinsten)
Boetes* voor overbelasten	Exclusief totale inkomsten		Voortzetting van het huidige beleid om deze aanklachten te verwerpen met het oog op een grotere verantwoordingsplicht
Afschrijving van vaste activa	X		Deze classificatie vloeit voort uit de definitie zelf van het RC TOTEX-model en de afwezigheid van vaste activa in de ODV's. Alle afschrijvingen worden geclassificeerd als beheersbaar, met uitzondering van de afschrijvingen van activa die betrekking hebben op compensatie van netwerkverliezen (warmtekrachtkoppeling). De term afschrijving wordt hier in de breedste zin van het woord gebruikt en omvat de afschrijving van de aanschaffingswaarde en de waardeinstijging van vaste activa na aftrek van subsidies en interventies van derden met betrekking tot deze activa, evenals de buitengebruikstelling

			<p>van activa die buiten gebruik zijn gesteld of zijn gesloopt.</p> <p>Naar aanleiding van de werkzaamheden voor de vergoeding van de DNB en de daaropvolgende besprekingen met Sibelga, heeft BRUGEL beslist om 1/6e van de afschrijving van de iRAB-overwaarde af te schaffen in 2029, vervolgens 1/6e per jaar tijdens de volgende regulatoire periode (2030-2034), om de afschrijving van de iRAB-overwaarde volledig af te schaffen tegen 2034.</p>
Financiële kosten		NA**	Financiële kosten nu gedekt door het rendement op geïnvesteerd vermogen volgens het WACC-model
PSO-gerelateerde kosten		X	Classificatie volgens regelgeving
Kosten van transport		X	Kosten zonder echte controle door de DNB en classificatie in overeenstemming met de praktijk van andere regelgevende instanties
Kosten van energiedoorvoer		X	Zeer lage kosten zonder echte controle door de DNB
Kosten door wijzigingen in het wettelijk kader, enz.	X	(X)	Kosten worden standaard als beheersbaar beschouwd, maar kunnen indien nodig opnieuw worden geclassificeerd (de bewijslast blijft bij de DNB)
Kosten van overboeking tussen resultatenrekening en balans		NA**	Activering per definitie beschouwd als beheersbare kosten in een TOTEX RC-model
Rendement op geïnvesteerd vermogen (eerlijke marge)		X	Classificatie die de beste objectiviteit biedt (vergoeding berekend op basis van werkelijke RAB); beperkt risico op doodgewichtsverlies door overinvestering; geen doodgewichtsverlies door onderinvestering.
Uitgaven in verband met jubileumuitkeringen		X	Eliminatie van alle lasten/terugboekingen van voorzieningen
Kosten bodemsanering		X	Eliminatie van alle lasten/terugboekingen van voorzieningen

*Noot: deze kosten worden in principe afgewezen door de toezichhouder en worden al geacht buiten het totale inkomen te vallen.

**NA: niet van toepassing

Op basis van de wijzigingen in de huidige onbeheersbare kosten hebben we de voorgestelde algemene samenstelling van de toegestane inkomsten in de onderstaande tabel samengesteld. Deze classificatie vult in wezen de vorige tabel aan met de huidige beheersbare kosten zoals beschreven in de methodologie (zoals eerder aangegeven hoeven deze kosten niet te evolueren in termen van classificatie, het doel is om het bereik van beheersbare kosten te maximaliseren):

Tabel II. Voorgestelde algemene samenstelling van toegestane inkomsten voor elektriciteit/gas

Type kosten	Voorgestelde doelsituatie	
	Beheersbaar	Niet beheersbaar
Baten en lasten met betrekking tot gereguleerde activiteiten*, in het bijzonder : <ul style="list-style-type: none"> • Beheer van elektriciteits- en gasinfrastructuur ** • Beheer van het elektriciteits-/gasnet • Beheer telecominfrastructuur • IT-activiteiten • Uitgaven die moeten worden overgeboekt naar balansrekeningen 	X	
Bezoldigingskosten en sociale lasten	X	
Executive salarissen	X	
Inkomsten en kostenbesparingen met betrekking tot gereguleerde activiteiten : <ul style="list-style-type: none"> • Inkomsten uit het leasen van het glasvezelnetwerk • Andere inkomsten die volgens BRUGEL tot de gereguleerde perimeter behoren (technische expertise, diensten voor derden buiten de sector, vermogensbeheer, structurele synergieën). 	X	
Aankoopkosten van netwerkverliezen		X
Kosten in verband met FeReSo-facturen en creditnota's		X
Toeslag: niet-gefinancierde pensioenkosten		X
Toeslag: vennootschapsbelasting en rechtspersonen		X
Toeslag: andere belastingen, vergoedingen, enz.		X
Overfacturering: boetes	Exclusief totale inkomsten	
Afschrijving van vaste activa****	X*****	
Financiële kosten	NA	
PSO-gerelateerde kosten		X
Kosten van transport		X
Kosten van energiedoorvoer		X
Uitgaven jubileumbonus		X
Kosten door wijzigingen in het wettelijk kader, enz.	X	(X)
Kosten van overboeking tussen resultatenrekening en balans	NA	
Rendement op geïnvesteerd vermogen (eerlijke marge)		X

* Activiteiten bedoeld in artikel 7 van de ordonnantie betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (respectievelijk, voor gas, in artikel 5 van de ordonnantie betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest); inkomsten, met inbegrip van inkomsten uit niet-periodieke tarieven, worden in mindering gebracht van de uitgaven.

** Voornamelijk onderzoek, onderhoud van distributienetwerken en meetactiviteiten.

*** Indien binnen de gereguleerde perimeter

**** De afschrijving van de activa omvat de afschrijving van de aanschaffingswaarde en de meerwaarde na aftrek van subsidies en ontvangsten van derden (met name ontvangsten uit niet-periodieke tarieven), de geboekte meer- of minderwaarden bij de verkoop of buitengebruikstelling van deze activa, evenals de buitengebruikstelling van buiten dienst gestelde of gesloopte activa; naar aanleiding van de werkzaamheden betreffende de vergoeding van de distributienetbeheerder en de daaropvolgende besprekingen met Sibelga, heeft BRUGEL beslist om 1/6 van de iRAB-

overwaarde af te schaffen in 2029, vervolgens 1/6 per jaar tijdens de volgende regulatoire periode (2030-2034), om de afschrijving van de iRAB-overwaarde volledig af te schaffen tegen 2034

***** Alle afschrijvingen worden geclassificeerd als beheersbaar, met uitzondering van afschrijvingen op activa die worden gebruikt om netverliezen te compenseren (warmtekrachtkoppeling).

Alle toevoegingen aan of terugnemingen van voorzieningen worden uitgesloten van de toegestane inkomsten, ongeacht of het gaat om een berekening vooraf of een berekening achteraf voor de beoordeling van gereguleerde saldi.

De gemeenschappelijke kosten voor elektriciteit en gas worden verdeeld tussen elektriciteit en gas op basis van verdeelsleutels, die indien nodig kunnen worden herzien op basis van een gedetailleerde rechtvaardiging die Sibelga aan BRUGEL moet bezorgen.

In 2018-2019 was de splitsing van de gemeenschappelijke kosten 62% voor elektriciteit en 38% voor gas, terwijl deze splitsing vanaf 2020 65% voor elektriciteit en 35% voor gas zal zijn. Deze wijziging in de verdeelsleutel brengt een aanpassing met zich mee van de historische kosten die zijn gebruikt voor de berekening van de oorspronkelijke maximale inkomsten, zoals beschreven in paragraaf [6.4.3](#).

Het is belangrijk op te merken dat elke wijziging van de verdeelsleutel voor de gemeenschappelijke kosten tijdens de regulatoire periode 2025-2029 een aanpassing van het maximaal toegestane inkomenstraject over deze periode zou vereisen. De in hoofdstuk 6 beschreven methodologie voor het bepalen van de aanvankelijke maximaal toegestane inkomsten en de in hoofdstuk 7 beschreven bepalingen voor wijzigingen van de maximaal toegestane inkomsten tijdens de periode zijn gebaseerd op de veronderstelling dat de verdeelsleutel voor de periode 2025-2029 vastligt en identiek is aan de sleutel die sinds 2020 van kracht is (65% elektriciteit / 35% gas).

6 Methodologie voor het bepalen van het toegestane initiële inkomen

6.1 Algemene principes

Voor elektriciteit enerzijds en voor gas anderzijds heeft de formule voor de maximaal toegestane inkomsten (RMA) de volgende algemene vorm voor elk van de jaren t van de regulatoire periode 2025-2029:

$$RMA_t = CG_t + CNG_t + RCI_t + Q_t + SR_t$$

Met :

- RMA_t het maximaal toegestane inkomen voor jaar t ;
- CG_t beheersbare kosten in jaar t ;
- CNG_t onbeheersbare kosten in jaar t ;
- RCI_t het rendement op geïnvesteerd vermogen in jaar t (berekend als WACC x RAB) ;
- Q_t de bonus/malus-factor gekoppeld aan niet-financiële prestaties ;
- SR_t het deel van de geaccumuleerde tariefsaldi dat wordt toegewezen aan de toegestane ontvangsten voor jaar t als onderdeel van de goedkeuring van het reguleringsfonds

De RMA wordt vooraf berekend voor elk jaar van de regulatoire periode en vervolgens elk jaar achteraf herzien om de bonus/malus-factor te berekenen, evenals de tariefsaldi en hun toewijzing aan de toegestane inkomsten voor de volgende jaren. De vooraf berekende RMA staat bekend als de budgettaire RMA. De achteraf berekende RMA wordt de herziene RMA genoemd.

Dit deel definieert de methodologie voor de ex-ante bepaling van de initiële toegestane inkomsten voorgesteld door BRUGEL, d.w.z. de inkomsten voor het eerste jaar van de regulatoire periode, d.w.z. t = 2025. De methodologie moet dus definiëren hoe elk van de 5 onderstaande componenten wordt berekend:

$$RMA_{2025} = CG_{2025} + CNG_{2025} + RCI_{2025} + Q_{2025} + SR_{2025}$$

We zullen zien dat voor sommige van deze componenten de volledige baan berekend moet worden.

Algemene reserve voor het berekenen van RMA ex-ante en ex-post

BRUGEL keurt het RMA ex ante en ex post goed op basis van alle door Sibelga verstrekte informatie.

Als bij latere controles blijkt dat de verstrekte informatie onjuist is en moet worden aangepast, kan BRUGEL haar beslissing herzien.

BRUGEL behoudt zich het recht voor om de komende jaren de redelijkheid van bepaalde bestanddelen van het totale inkomen verder te onderzoeken en bewijzen op te vragen.

6.1.1 Beheersbare kosten

Beheersbare kosten zijn het belangrijkste punt bij het bepalen van de initiële inkomsten vooraf, aangezien ze niet achteraf worden herzien, met uitzondering van het achteraf opnemen van de reële inflatie (zie paragraaf 7.2, waarin ook de voorgestelde index wordt behandeld). Volgens de richtsnoeren die zijn aangenomen voor het doelreguleringsmodel, zijn beheersbare kosten de som van vier componenten:

$$CG_t = CGBAU_t + CGAD_t + CGR\&D_t$$

Met :

- $CGBAU_t$ BAU (*business as usual*) beheersbare kosten voor jaar t
- $CGAD_t$ de netto extra beheersbare kosten voor jaar t van de specifieke projecten die door BRUGEL zijn goedgekeurd,
- $CGR\&D_t$ de kosten van R&D-projecten goedgekeurd door BRUGEL

6.1.2 Bepaling van initiële BAU beheersbare kosten $CGBAU_{2025}$

Naar aanleiding van de werkzaamheden en de besprekingen die met SIBELGA werden gevoerd, voorziet BRUGEL de volgende methode voor de berekening van de initiële beheersbare BAU-kosten, die gebaseerd is op de historische kosten van de DNB, zoals reeds beschreven en uitgelegd in paragraaf [4.3.2.2](#). $CGBAU_{2025}$ is gelijk aan de som van enerzijds de OPEX en anderzijds de vooraf bepaalde afschrijvingen:

- voor het OPEX-gedeelte, opgemerkt $CGOPEXBAU_{2025}$ op basis van de werkelijke OPEX over een referentieperiode vóór 2025, waarbij dit bedrag niet achteraf wordt herzien;
- voor het afschrijvingsdeel, vermeld $CGCAPEXBAU_{2025}$ gebaseerd op de geraamde afschrijving voor 2024 en de geraamde inflatie voor 2025, waarbij dit bedrag achteraf wordt herzien in 2026 om rekening te houden met de werkelijke afschrijving voor 2024 en de werkelijke inflatie voor 2025⁷⁰

$$CGBAU_{2025} = CGOPEXBAU_{2025} + CGCAPEXBAU_{2025}$$

De voorgestelde methode voor het bepalen van de OPEX- en afschrijvingsgedeelten is als volgt:

$CGOPEXBAU_{2025}$:

1. Er wordt een referentieperiode van vijf jaar gedefinieerd met betrekking tot het eerste jaar $N = 2025$, de periode waarover de werkelijke OPEX-kosten bekend zijn op basis van de gecontroleerde rekeningen; de referentieperiode loopt van 2018 tot 2022.

2. Voor elk jaar t' van de referentieperiode :

2.1. **De historische OPEX-kostenbasis van de DNB wordt opgesplitst om de OPEX-kosten te extraheren die overeenstemmen met de beheersbare kosten in de zin van de tariefmethodologie 2025-2029**, zoals gedefinieerd in hoofdstuk 5. Alle niet-beheersbare kosten in de zin van de tariefmethodologie 2025-2029 worden dus uitgesloten, net als kosten die niet langer in aanmerking worden genomen in de toegestane inkomsten, zoals alle toewijzingen aan en terugnemingen van voorzieningen en de kosten van schulden (die worden gedekt door het rendement op geïnvesteerd vermogen). In overeenstemming met de aanpak van BRUGEL werden ook de kosten voor O&O geschrapt (Sibelga zal BRUGEL details moeten bezorgen over de bedragen van de kosten voor O&O voor elk van de jaren van de referentieperiode - ten minste het totaalbedrag en een uitsplitsing per O&O-project). **Deze nieuwe kostenbasis wordt de**

⁷⁰ Opmerking: voor de berekening van de afschrijvingen BAU 2025 is de hier beschreven methode zeer licht geëvolueerd ten opzichte van de vorige formulering, die luidde: de toegestane afschrijving voor 2025 is gebaseerd op de verwachte afschrijving voor dat jaar volgens de GOR op 31/12/2024. De hier beschreven methode is eenvoudiger, ondubbelzinnig en vrijwel gelijkwaardig (ze is in feite iets gunstiger voor Sibelga dan de vorige aanpak en in overeenstemming met het algemene principe van de regulering van de BAU-afschrijvingen over de periode 2025-2029, die erin bestaat de DNB elk jaar een inflatie op de afschrijvingen toe te kennen om de vernieuwing van de activa te financieren).

bruto historische OPEX beheersbare kostenbasis voor het jaar t' genoemd en wordt genoteerd als **CGOPEXHbrute t'** ;

2.2. **De bruto historische OPEX beheersbare kostenbasis wordt vervolgens aangepast.** Dit houdt in de eerste plaats aanpassingen in met betrekking tot bepaalde historische kosten die als uitzonderlijk worden beschouwd of die niet langer relevant zouden zijn tijdens de regulatoire periode 2025-2029, of op een verlaagd niveau. Deze aanpassingen worden beschreven in sectie [6.4](#); in het bijzonder zijn alle historische kosten van het Smartrias-project verwijderd uit de basis van de historische OPEX beheersbare kosten.

In totaal resulteren alle aanpassingen in de aangepaste historische OPEX BAU-kostenbasis voor jaar t' , die wordt omgerekend naar €2025 door een inflatiefactor toe te passen (zie paragraaf [7.2](#) voor de keuze van de index), waarbij gebruik wordt gemaakt van de werkelijke jaarlijkse inflatiepercentages voor de beschikbare jaren en de voorspelde jaarlijkse inflatiepercentages die worden gepubliceerd door het Federaal Planbureau (meest recente publicatie op het moment van de berekening). Dit geeft de aangepaste historische OPEX BAU beheersbare kostenbasis voor jaar t' in €2025, die **CGOPEXHBAU t'** wordt genoemd.

3. De 5 **CGOPEXHBAU t'** worden vervolgens gecombineerd met een speciale formule om de OPEX-component van het initiële inkomen te berekenen, exclusief de kosten van IT-projecten : $CGOPEXHBAU_{2025}$. Er zijn 3 opties overwogen en geanalyseerd in het onderstaande gedeelte:

- een ongewogen gemiddelde van $CGOPEXHBAU_{t'}$;
- een gewogen gemiddelde van $CGOPEXHBAU_{t'}$;
- een lineaire regressie (d.w.z. de bepaling van een "trend") op basis van de $CGOPEXHBAU_{t'}$.

Na overleg met Sibelga, dat geen voorstander was van het gebruik van een ongewogen gemiddelde, heeft BRUGEL gekozen voor een gewogen gemiddelde, met de wegingscoëfficiënten die in het onderstaande deel worden voorgesteld.

4. Het totale bedrag aan OPEX BAU voor 2025, $CGOPEXBAU_{2025}$ wordt uiteindelijk verkregen door aan $CGOPEXHBAU_{2025}$ de enveloppe voorgesteld door SIBELGA in het kader van haar tariefvoorstel en gevalideerd door BRUGEL voor de bijkomende informaticakosten, die wordt genoteerd $CGBAUCoutsIT_{2025}$ en bepaald in paragraaf 6.4.2. :

$$CGOPEXBAU_{2025} = CGOPEXHBAU_{2025} + CGBAUCoutsIT_{2025}$$

5. Voor de bepaling $CGBAUCoutsIT_{2025}$ SIBELGA wordt verzocht om, in het kader van haar tariefvoorstel, elk verschil te rechtvaardigen tussen de kosten uit het verleden (gewogen gemiddelde van 2018-2022 geïndexeerd aangepast aan de kosten van Smartrias) en de kosten die zij raamt voor 2025.

De rechtvaardiging voor dit verschil is gebaseerd op details van alle IT-kosten van SIBELGA voor 2025 (IT-exploitatiekosten en projectkosten) en een waarschijnlijke trend voor de periode 2026-2029.

Bij het onderzoek van de aanvraag van SIBELGA zal BRUGEL bijzondere aandacht besteden aan het evenwicht tussen de aanvraag voor 2025, de duur van de geplande projecten en het gewicht van elk project in de totale enveloppe.

Bovendien zal een groot project zoals de gezamenlijke uitrol van een nieuwe MIG door de Belgische DNB's in alle gevallen het voorwerp uitmaken van een specifieke aanvraag voor bijkomende kosten en kan het niet worden opgenomen in de BAU.

6. Het bedrag $CGOPEXHBAU_{2025}$ wordt achteraf herzien om rekening te houden met de reële inflatie (zie 7.2).

$CGCAPEXBAU_{2025}$:

1. Het bedrag $CGCAPEXBAU_{2025}$ dat vooraf is berekend, is gelijk aan de som van :
 - a. de verwachte afschrijvingslast voor 2025 van de aanschaffingswaarde (zonder subsidies en tussenkomsten van derden), die gelijk wordt gesteld aan de verwachte afschrijvingslast voor 2024 die voortvloeit uit het tariefvoorstel 2020-2024 (gecorrigeerd voor het effect van de extra afschrijving op meters in 2022) vermenigvuldigd met een factor $(1+I)_{2025}^{71}$.
 - b. de verwachte afschrijvingskosten voor 2025 voor de vermogenswinst.
 - c. de voor 2025 geraamde ontmantelingskosten, gelijk aan het ongewogen gemiddelde van de werkelijke ontmantelingskosten gedurende de referentieperiode 2018-2022, uitgedrukt in €_{2022} , vervolgens omgerekend in €_{2025} door toepassing van een factor $(1+I_{2023}) (1+I_{2024}) (1+I_{2025})$. De ontmantelingskosten omvatten de kosten van desinvesteringen (afschrijving van restwaarde) minus gerelateerde inkomsten.
2. In 2026 wordt het bedrag $CGCAPEXBAU_{2025}$ ex-post herzien om rekening te houden met de werkelijke afschrijving van de aankoopwaarde in 2024 (na aftrek van subsidies en interventies door derden) en de werkelijke inflatie in 2025, terwijl de geraamde ontmantelingskosten in 2025 uitsluitend worden herzien door rekening te houden met de werkelijke inflatie in de jaren 2023, 2024 en 2025.

Er moet worden opgemerkt dat BRUGEL aanvankelijk van plan was om de afschrijvingscomponent ($CGCAPEXBAU_{2025}$) volgens hetzelfde principe als het OPEX-aandeel op basis van de werkelijke afschrijvingen over de referentieperiode. BRUGEL heeft haar standpunt op dit punt gewijzigd na besprekingen met Sibelga. De benadering waarvoor BRUGEL uiteindelijk heeft gekozen en die hierboven wordt beschreven, maakt het mogelijk om de realiteit van de investeringen van Sibelga over de periode 2020-2024 weer te geven, die tijdens deze periode niet onderworpen zijn aan de stimulerende regulering.

Het is ook belangrijk op te merken dat Sibelga in het kader van de besprekingen met Sibelga een alternatieve aanpak heeft voorgesteld voor de berekening van de toegestane afschrijving over de periode 2025-2029 :

- De door Brugel aanbevolen methode bestaat erin de toegestane afschrijving voor de periode 2025-2029 te beschouwen als de som van de BAU-afschrijving berekend op basis van de historische afschrijving voor 2024 volgens de hierboven beschreven methode, en de afschrijving verbonden aan de bijkomende kosten die gebaseerd zijn op de door Sibelga voorgelegde rechtvaardigingen voor het project van slimme meters, netinvesteringen en O&O-projecten.
- De alternatieve methode die Sibelga aanbeveelt, is gebaseerd op het Network Development Plan (NDP). Hierin worden alle geplande investeringen voor de komende 5 jaar geprojecteerd, rekening houdend met de verschillende behoeften van het net, voorspellingen van veranderingen in de vraag, enzovoort. Op basis hiervan kunnen de verwachte jaarlijkse afschrijvingen en buitengebruikstellingen worden berekend, rekening houdend met veranderingen in GOR, wettelijke afschrijvingstermijnen, enz.

⁷¹ I_{2025} is de voorspelde inflatie-index voor 2025, zoals voorgesteld voor de tariefmethodologie 2025-2029, zie paragraaf [7.2](#).

Sibelga stelt in haar nota waarin ze haar methode voorstelt: "in theorie zouden deze twee methoden niet tot verschillende resultaten moeten leiden (aangezien het in beide gevallen de bedoeling is om de toekomstige afschrijvingen zo nauwkeurig mogelijk te projecteren, rekening houdend met de veranderende behoeften van de klanten en het net). Sibelga is echter van mening dat de door Brugel aanbevolen methode de grote moeilijkheid met zich meebrengt om verantwoordingsdossiers voor bijkomende kosten voor te stellen die enkel het bijkomende deel van de investeringen zouden bevatten, terwijl het in de praktijk zeer ingewikkeld zal zijn om te bepalen wat ten laste komt van de BAU en wat ten laste komt van de bijkomende kosten."

BRUGEL heeft uiteindelijk besloten om de door Sibelga voorgestelde alternatieve methode niet over te nemen om de volgende redenen:

- **De investeringen die in de vorige ontwikkelingsplannen van Sibelga zijn opgenomen, zijn regelmatig overschat gebleken, terwijl BRUGEL geen bindend advies heeft over het ontwikkelingsplan van Sibelga binnen het geldende wettelijke kader.**
- **De berekening van de BAU-afschrijving op basis van de historische kosten is objectief, zonder te beletten dat Sibelga extra kosten heeft maar deze rechtvaardigt.**

6.1.2.1 Specifieke bepalingen voor gas

Twee besluiten met betrekking tot de samenstelling van toegestane inkomsten en de berekeningsmethode $CGCAPEXBAU_{2025}$ vereisen specifieke aanpassingen voor gas. Het gaat om de volgende twee besluiten, die per saldo tegengestelde effecten hebben:

1. Aan de ene kant, na overweging van het risico van gestrande activa gas, het einde van de praktijk (vanaf 2025) van het overbrengen van kosten naar vaste activa, waarbij OPEX worden opgenomen in GOR en afgeschreven (netto-effect dat leidt tot een onderschatting van de toegestane inkomsten);
2. Anderzijds is het meevallereffect dat wordt gegenereerd door de *berekeningsmethode* $CGCAPEXBAU_{2025}$ als gevolg van de door Sibelga geplande voortdurende daling van de afschrijvingen tot 2050, samen met de daling van de GOR voor gas (netto-effect dat leidt tot een overschatting van de toegestane inkomsten).

De overdracht van kosten naar vaste activa werd door Sibelga toegepast tijdens de referentieperiode 2018-2022, terwijl dit verboden zal zijn tijdens de periode 2025-2029. Over de volledige levensduur van investeringen waarvoor exploitatiekosten worden geactiveerd, met uitzondering van billijke vergoedingen (waarvoor de GOR-waarde een berekeningsparameter is), heeft deze praktijkwijziging geen effect. Onder overigens gelijkblijvende omstandigheden zou deze wijziging in de boekhoudkundige verwerking van deze kosten echter leiden tot, wat de regulatoire periode 2025-2029 betreft:

- een onderschatting van $CGOPEXBAU_{2025}$ van € 5,9 miljoen tot € 6,5 miljoen (kosten voor ondersteunende diensten die respectievelijk in 2020 en 2019 worden overgedragen naar vaste activa).
- Een overschatting van $CGCAPEXBAU_{2025}$ Dit zijn afschrijvingen van investeringen verminderd met toeslagen vanaf 1/1/2025. Deze overschatting zal laag zijn in 2025, maar voortdurend toenemen.

Het meevallereffect als gevolg van de door Sibelga geplande voortdurende vermindering van de afschrijvingen tot 2050, samen met de vermindering van de GOR voor gas, wordt op basis van de input van Sibelga geschat op minder dan € 1 miljoen in 2025 en € 3 miljoen in 2029.

In overeenstemming met de aanbevelingen van Haulogy in zijn rapport over het risico van gestrande activa in het gasnet, nodigt Brugel Sibelga uit om bij de indiening van zijn tariefvoorstel te verzoeken om een toewijzing van de gasreguleringsfondsen ter compensatie van de stijging van de toegestane inkomsten voor 2025-2029 die voortvloeit uit het einde van de praktijk van overdracht van exploitatiekosten naar vaste

activa en onder voorbehoud van de naleving van bepaalde voorwaarden van versnelde afschrijving van nieuwe investeringen, verminderd met het meevallereffect op de $CGCAPEXBAU_{2025}$.

6.1.3 Aanvullende beheersbare kosten bepalen $CGAD_t$

6.1.3.1 Berekening van extra ex-ante beheersbare kosten

Om te bepalen of kosten additioneel zijn, gelden zowel algemene als specifieke voorwaarden:

Algemene voorwaarden :

Om in aanmerking te komen als extra beheersbare kosten $CGAD_t$ moeten de kosten :

- alleen worden veroorzaakt door significante projecten (met de hieronder genoemde uitzonderingen) waarvan de uitvoering cumulatief minimaal €3 miljoen extra kosten met zich meebrengt in de periode 2025-2029⁷² (met dien verstande dat meerdere projecten mogen worden samen gevoegd tot één project om deze drempel te bereiken), en
- hebben een extra bereik⁷³ ten opzichte van BAU beheersbare kosten (OPEX en/of CAPEX).

De projecten die extra kosten met zich mee kunnen brengen zijn :

1. het project om slimme elektriciteitsmeters uit te rollen;
2. projecten als gevolg van nieuwe wettelijke verplichtingen;
3. projecten voor het delen van energie. In het geval van deze projecten hebben de extra subsidiabele kosten echter betrekking op operationele kosten en kunnen ze niet de kosten omvatten die verband houden met de installatie van de slimme meter;
4. projecten met betrekking tot het net, betreffende de versterking, de vernieuwing en de uitbreiding van het distributienet. SIBELGA moet haar aanvraag indienen in overeenstemming met de richtlijnen en het model beschreven in paragraaf **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ;
5. niet-IT-investeringsprojecten in verband met de ontwikkeling van smartgrid-functionaliteiten (automatisering van cabines, enz.);
6. alle andere projecten die niet onder de 5 vorige categorieën vallen en extra kosten met zich meebrengen die door Sibelga naar behoren worden gemotiveerd.

De bovengenoemde minimumdrempel van €3 miljoen is niet van toepassing op projecten voor energieverdeling (categorie 3 hierboven).

De manier waarop deze kosten vooraf worden berekend, wordt uiteengezet in de methodologie.

6.1.3.2 Nieuwe extra beheersbare kosten kunnen in aanmerking worden genomen tijdens de reguleringsperiode 2025-2029

Eerst en vooral moet worden opgemerkt dat de distributienetbeheerder een verzoek kan indienen om bijkomende kosten in rekening te brengen in de RMA voor de volgende jaren van de regulatoire periode, in het kader van het mechanisme voor de heropening van de maximaal toegestane inkomsten beschreven in paragraaf [5.2.2.9.](#), dat betrekking heeft op kosten die rechtstreeks voortvloeien uit wijzigingen van het wettelijke kader of van de regels voor de werking van de markt, of die het gevolg zijn van uitzonderlijke

⁷² Totale extra tariefkosten (OPEX en Afschrijvingen/ Buitengebruikstelling) over de hele tariefperiode.

⁷³ De bijkomende omvang wordt gedefinieerd door het verschil tussen de totale kosten van de bijkomende projecten en de BAU-kosten zoals gedefinieerd in deze methodologie. Deze bijkomende omvang moet worden gerechtvaardigd door de DNB (bijvoorbeeld op basis van het ontwikkelingsplan) en gevalideerd door BRUGEL.

omstandigheden. die verband houden met kosten die rechtstreeks voortvloeien uit wijzigingen in het wettelijk kader of de regels voor de werking van de markt, of die het gevolg zijn van uitzonderlijke omstandigheden

Bovendien is BRUGEL van plan om een specifieke clause in te voeren die de heropening van de RMA tijdens de periode 2025-2029 mogelijk maakt voor kosten die niet voorzien waren bij de opstelling van het tariefvoorstel 2025-2029 en die leiden tot een stijging van de RMA van meer dan of gelijk aan 2% van de RMA, ODV's niet inbegrepen en toeslagen niet inbegrepen, onder de volgende voorwaarden:

- De DNB moet zijn verzoek en de voordelen van het project naar behoren rechtvaardigen.
- Het is aan BRUGEL om te beslissen of de aanvraag al dan niet wordt aanvaard.
- De DNB kan de RMA maximaal 2 keer heropenen tijdens de regulatoire periode (meerdere projecten mogen gegroepeerd worden in één aanvraag).

6.1.4 De kosten van R&D-projecten bepalen $CGR\&D_t$

De beheersbare kosten met betrekking tot O&O-projecten $CGR\&D_t$ projecten worden berekend en gevalideerd in overeenstemming met de bepalingen van de methodologie.

6.1.5 Bepalen van onbeheersbare kosten CNG_t

Het bedrag van de niet-beheersbare kosten CNG_t wordt ex-ante bepaald voor de volledige regulatoire periode op basis van de kostenramingen van de distributienetbeheerder die hij rechtvaardigt in zijn tariefvoorstel, met name in vergelijking met de historische gegevens. De regulator kan de door de distributienetbeheerder voorgestelde prognoses in vraag stellen als ze niet lijken te stroken met de historische gegevens of belangrijke ongerechtvaardigde variaties vertonen. Er is geen efficiëntieprobleem met betrekking tot de niet-beheersbare kosten, aangezien de definitieve niet-beheersbare kosten elk jaar achteraf worden bepaald voor het voorgaande jaar op basis van de werkelijke kosten, maar het is niettemin raadzaam om slecht gekalibreerde prognoses van de niet-beheersbare kosten te vermijden om de tariefsaldi zoveel mogelijk te beperken.

Voor bepaalde types niet-beheersbare kosten kan het vooraf bepaalde geraamde bedrag tijdens de regulatoire periode jaarlijks door de DNB worden herzien voor het volgende jaar (met name de kosten voor verliescompensatie) om een betrouwbaardere raming te garanderen. Deze herziening van de raming van de niet-beheersbare kosten voor het betrokken jaar N wordt door de DNB meegedeeld in het jaar N-1 in het kader van de procedure voor de goedkeuring van het tarief voor het jaar N.

6.1.6 Het rendement op geïnvesteerd vermogen bepalen

Het verwachte rendement op geïnvesteerd vermogen RCI_t wordt voor elk jaar van de regulatoire periode vooraf als volgt berekend:

$$RCI_t = WACC_t \times RAB_t$$

Met :

- $WACC_t$: de budgettaire WACC vastgesteld volgens de methode voorgesteld in de methodologie⁷⁴ ;

⁷⁴ Zie het specifieke motivatieverslag voor de berekening van de beloning

- GOR_t : de begrote GOR voor jaar t is gelijk aan het gemiddelde van de verwachte GOR op 31/12/ $t-1$ en de verwachte GOR op 31/12/ t .

RAB $_t$ wordt berekend op basis van het werkelijke RAB op het einde van het laatste jaar van de referentieperiode, t_0 , waarop een voorspelde inflatiefactor $lb_{t_0+1 / 2025}$ wordt toegepast om een bedrag in euro 2025 te verkrijgen ($lb_{t_0+1 / 2025} = (1+i_{t_0+1}) \times \dots \times (1+i_{2025})$) met i_i de [inflatie-index voorgesteld voor de tariefmethodologie 2025-2029, zie paragraaf 7.](#), en aangevuld met de nieuwe investeringen over de jaren 2025 tot t die zijn opgenomen in de bijkomende kosten CGAD tot CGAD goedgekeurd door de [regulator.2.](#)), en aangevuld met de nieuwe investeringen over de jaren 2025 tot t inbegrepen in de bijkomende kosten CGAD $_{2025}$ tot CGAD $_t$ goedgekeurd door de regulator.

Het rendement op geïnvesteerd vermogen wordt ex-post herberekend voor elk jaar van de reguleringsperiode, op basis van de werkelijke elektriciteits-/gasinvesteringen.

6.1.7 Bepaling van de initiële kwaliteitsfactor (Q) $_t$

Het initiële bedrag van de kwaliteitsfactor Q_{2025} wordt vooraf vastgesteld op 0 en vervolgens achteraf herberekend op basis van de niet-financiële prestaties van de DNB. Deze ex-postberekening kan op jaarbasis of op het einde van de periode worden uitgevoerd, afhankelijk van het voorgeschreven niet-financiële prestatiestimuleringsmechanisme.

6.1.8 Bepaling van het aandeel van de cumulatieve tariefsaldi dat wordt toegewezen aan de toegestane ontvangsten (SR) $_t$

Zie sectie [8.1.2](#).

6.2 Benchmark-elementen

In dit deel worden benchmarkelementen gepresenteerd voor een panel van landen/regio's die historische kosten gebruiken om het oorspronkelijke inkomen te bepalen, met betrekking tot de methodologie voor het berekenen van het toegestane oorspronkelijke inkomen en een mogelijke aanpassing van de gebruikte kostenbasis. Hierbij moet worden opgemerkt dat de analyse alleen betrekking heeft op beheersbare kosten.

Waals Gewest⁷⁵ :

Voor de komende regulatoire periode (2024 - 2028) wil de CWaPE een TOTEX-regulering van het type revenue cap invoeren, gebaseerd op historische kosten en niet langer op een begrotingsvoorstel zoals tot nu toe. Er dient te worden opgemerkt dat de documenten met betrekking tot de nieuwe methodologie op 01.06.2022 door de CWaPE ter consultatie werden voorgelegd en bijgevolg aan wijzigingen onderhevig kunnen zijn. In het consultatieontwerp worden de netto beheersbare kosten voor het eerste jaar (2024) bepaald op basis van de gemiddelde netto beheersbare kosten voor de jaren N-5 en N-4 (2019-2020). De methodologie is als volgt:

- De netto beheersbare uitgaven voor 2019 en 2020 worden opgesplitst in uitgaven met betrekking tot openbaredienstverplichtingen (ODV's) en andere netto beheersbare uitgaven (hierna "niet-PDV-uitgaven" genoemd); al deze uitgaven worden berekend in €2024 op basis van de werkelijke of geraamde waarden van de gezondheidsindex (basis 2013) gepubliceerd door het Federaal

⁷⁵ Bron : <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/2022.05.27-0656-Projet%20m%C3%A9thodologie%20tarifaire%202024-2028.pdf>

Planbureau⁷⁶ ; voor niet-PDV-uitgaven worden toevoegingen aan/terugnages van voorzieningen afgetrokken.

- De getroffen netto beheersbare kosten zijn gemiddeld over de jaren 2019 en 2020 (ongewogen gemiddelde), gemiddeld voor respectievelijk PSO-kosten en nietPSO-kosten.
- Voor niet-PSO kosten zijn 3 extra termijnen (uitgedrukt in € 2024) toegevoegd:
 - de gebudgetteerde nettokosten van specifieke projecten (CPS₂₀₂₃) voor 2023 (in het geval van elektriciteit zijn dit projecten voor de uitrol van slimme meters);
 - een correctie van de afschrijvingskosten voor conventionele laagspanningsmeters en budgetmeters voor elektriciteit en gas die zijn opgenomen in de CPS₂₀₂₃ , zodat deze overeenkomen met de werkelijke afschrijvingskosten voor 2019 en 2020;
 - extra netto beheersbare uitgaven voor 2024.
- Niet-SSB-tarieven (inclusief bijkomende voorwaarden) worden uiteindelijk vermenigvuldigd met een efficiëntiefactor van het type $(1 + X_i \%)$, met X_i een individuele efficiëntiefactor tussen -0,258 % en -4,362 % afhankelijk van de DNB.
- De ODV-lasten worden ook vermenigvuldigd met een efficiëntiefactor van het type $(1 + X \%)$, maar X is hier ingesteld op 0.

De methodologie maakt geen onderscheid tussen elektriciteit en gas.

Vlaams Gewest :

Het Vlaamse model voor de periode 2021-2024 is een TOTEX revenue cap model. De beheersbare kosten (endogeen in Vlaamse terminologie) voor het eerste jaar worden berekend op basis van een referentieperiode van 5 jaar (2015-2019). De methodologie is als volgt:

- De kosten voor de jaren 2015-2019 zijn bijgewerkt met de werkelijke inflatiecijfers (CPI-index gepubliceerd door de FOD Economie in juli van elk jaar).
- Het inkomen wordt vervolgens vastgesteld op basis van een lineaire regressie van de endogene kosten (toepassing van de methode van de kleinste kwadraten) voor deze 5 jaar.
- Daarbij bepaalt de VREG ook een sectorfactor voor de endogene kostentrends, de x-factor, op basis van de lineaire regressie van de kosten voor alle distributienetbeheerders over de periode 2015-2019. De x-factor zal identiek zijn voor alle distributienetbeheerders, wat een vorm van concurrentie tussen hen impliceert met betrekking tot het efficiënte beheer van hun kosten, en maakt van deze x-factor ook een efficiëntiefactor.

Daarnaast kunnen de historische kosten worden aangepast om kosten te verwijderen die de VREG onredelijk acht of om de voordelen van de fusie van Infrax en Eandis in 2019 te neutraliseren. De fusie van de exploitatiemaatschappijen Eandis en Infrax tot Fluvius (FSO) heeft ertoe geleid dat de VREG een voor dit project specifieke efficiëntiefactor (factor x') heeft opgelegd voor de periode 2020-2024 voor een totaalbedrag van 109 miljoen EUR, lineair verdeeld over elk jaar van deze periode, d.w.z. een opgelegde verlaging van de endogene kosten van 17 miljoen EUR per jaar voor elektriciteit en 8,5 miljoen EUR voor gas (de helft van de opgelegde verlaging in het eerste jaar is opgelegd in 2019 en de helft in 2020).

Sinds de fusie van de exploitatiemaatschappijen Infrax en Eandis in de gezamenlijke FSO-structuur, vanaf de regulatoire periode 2021-2024, erkent de VREG echter dat haar x-factor voor het efficiëntiegerelateerde deel, gebaseerd op de concurrentie tussen de distributienetbeheerders Infrax en Eandis, buiten werking treedt. Naast de voordelen die de regulator heeft opgelegd na de fusie, wijst de VREG erop dat een

⁷⁶ Voor prognosewaarden wordt de publicatie "Economic Outlook 2022-2027" gebruikt.

benchmark van de Vlaamse distributienetbeheerders, die zich nu als één distributienetbeheerder gedragen omdat ze door dezelfde exploitatiemaatschappij worden beheerd, met gelijkaardige distributienetbeheerders noodzakelijk is en moet worden uitgevoerd. Ondertussen stelt de VREG voor om een efficiëntieprikkel in te bouwen in de tariefmethodologie door middel van een *frontier shift*. De VREG heeft een consultant (Oxera) de opdracht gegeven om de mogelijke *frontier shift* te analyseren die van toepassing is op de Vlaamse distributienetbeheerders voor de periode 2021-2024. De consultant concludeerde dat een efficiëntiewinst van 0,4% per jaar mogelijk was. Voor elektriciteit werd deze winst al geïdentificeerd in de x-factor, die de kostentrend voor Vlaamse DNB's weergeeft voor de periode 2021-2024. Voor gas kon dit niet worden vastgesteld. De VREG heeft daarom een x"-factor vastgesteld van 0% per jaar voor elektriciteit en -0,4% per jaar voor gas.

Duitsland⁷⁷ :

Voor de huidige reguleringsperiode voor elektriciteit (2019 - 2023) gebruikt Duitsland een TOTEX-regulering van het inkomstenplafond-type. De beheersbare kosten voor het eerste jaar (2019) worden volledig bepaald op basis van de werkelijke, gecontroleerde kosten voor het referentiejaar N-3 (d.w.z. 2016). De methodologie die wordt gebruikt om te komen tot de beheersbare exploitatiekosten voor het eerste jaar is geen eenvoudige indexering, maar is gebaseerd op de volgende complexere methodologie:

- Op basis van de totale kosten voor het referentiejaar (TOTEX) wordt een aanpassing toegepast die "aftrek van kapitaalkosten" wordt genoemd. Deze bestaat uit het in mindering brengen van de kapitaalkosten met betrekking tot de afschrijving van activa die het einde van hun nuttige levensduur hebben bereikt tussen het referentiejaar (2016) en het eerste jaar van de regulatoire periode (2019), evenals het rendement op kapitaal met betrekking tot de vermindering van de restwaarde van de resterende activa⁷⁸ ;

Opmerking: vernieuwings- of uitbreidingsinvesteringen die na het referentiejaar (of tijdens de reguleringsperiode) worden gedaan, worden beschouwd als niet-beheersbare kosten tot de volgende reguleringsperiode.

- Niet-beheersbare uitgaven worden dan afgetrokken van het resultaat; een efficiëntiebenchmark wordt toegepast op de resterende uitgaven, gebaseerd op statistische methoden die het deel van dit bedrag kwantificeren dat overeenkomt met de inefficiënties van de exploitant.
- Deze inefficiënties worden vervolgens lineair geëlimineerd over de volledige reguleringsperiode (5 jaar); in het eerste jaar wordt 20% van de inefficiënties geëlimineerd (40% in het tweede jaar, enzovoort).
- Ten slotte wordt het resultaat geïndexeerd met een factor van het type $(I / I_{N0} - PF)$ met I_N de consumentenprijsindex voor het initiële jaar, I_0 de consumentenprijsindex voor het referentiejaar en PF een door het BNetzA vastgestelde productiviteitsfactor voor de sector (*Produktivitätsfaktor*) (momenteel 0,9% voor elektriciteit).

Voor gas is de methodologie identiek met uitzondering van een regulatoire periode die loopt van 2018 tot 2022, dus het referentiejaar is 2015. De productiviteitsfactor van de sector is gelijk aan 0,49%.

Naast deze elementen past Duitsland de kostenbasis voor het referentiejaar zodanig aan dat kosten die specifiek zijn voor het boekjaar worden geëlimineerd. Volgens de wetgeving⁷⁹ moeten buitengewone uitgaven of inkomsten die een invloed hebben op de netwerkkosten van een berekeningsperiode, worden

⁷⁷ Bron : Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) ; [Link](#) ; Beschrijvingen en aanvullende informatie op de website van het BNetzA ; [Link](#)

⁷⁸ Er is echter een uitzondering voor activa die zijn geactiveerd tussen 2007 en 2016 waarvoor de aftrek van kapitaalkosten niet wordt toegepast; dit is een overgangsmaatregel voor de reguleringsperiode van 3.^{ème}

⁷⁹ Zie artikel 4, lid 6, van de verordening inzake elektriciteitsnettarieven (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV).

meegedeeld aan de regulerende instantie. Het BNetzA kondigt op zijn website aan dat deze uitzonderlijke kosten worden verworpen⁸⁰.

Oostenrijk⁸¹ :

Voor de huidige reguleringsperiode voor elektriciteit (2019 - 2023) heeft Oostenrijk revenue cap OPEX-regulering ingevoerd. De beheersbare kosten voor het eerste jaar (2019) worden vastgesteld op basis van de werkelijke en gecontroleerde exploitatiekosten voor het jaar N-3 (d.w.z. 2016). De methodologie is als volgt:

- De beheersbare bedrijfskosten van 2016 worden eerst geïndexeerd tussen 2016 en 2019 op basis van een type I + NPI prijsindex⁸²; de NPI-index is een combinatie van de TLI-index (*tariflohnindex* - vertegenwoordigt algemene loonstijgingen) gewogen op 57% en de VPI-index (*verbrauchpreisindex* - vertegenwoordigt inflatie van consumentenprijzen) gewogen op 43%; deze twee indexen worden gepubliceerd door *Statistik Austria*.
- Het resultaat wordt vervolgens vermenigvuldigd met het kwadraat van een sectorale productiviteitsfactor van het type I - X (met X = 1,25%); het kwadraat maakt het mogelijk om rekening te houden met veranderingen in productiviteit tussen de jaren 2016 en 2018 (en niet 2019).
- Het resultaat wordt uiteindelijk vermenigvuldigd met een extra efficiëntiefactor van het type I - Z; de Z-factor is een factor die voor elke operator afzonderlijk wordt berekend (volgens een formule die hier korthedshalve niet wordt weergegeven) en die zowel afhangt van de X-factor (hierboven vermeld) als, bovenal, van het resultaat van de operator in een efficiëntiebenchmark; de efficiëntiebenchmark is gebaseerd op twee statistische methoden die worden toegepast op de gecontroleerde totale kosten (TOTEX) voor 2016.

Voor gas is de methodologie vergelijkbaar, met dit verschil dat het eerste jaar van de periode 2018 is. De gebruikte historische kosten zijn daarom die voor 2015 (N - 3). De parameters zijn ook verschillend: de X-factor is gelijk aan 0,67% en de VPI- en TLI-factoren hebben beide dezelfde weging van 50%.

In Oostenrijk kan de beheersbare kostenbasis worden aangepast. Er worden plausibiliteitstests uitgevoerd om uitstel van kosten te identificeren met als doel de kostenbasis voor het referentiejaar te verhogen. Daarnaast worden *eenmalige effecten* gecorrigeerd door de toezichthouder. Alleen het voorbeeld van kosten die verband houden met een natuurramp wordt in dit verband genoemd.

Er moet ook worden opgemerkt dat Oostenrijk in zijn oorspronkelijke toegestane inkomstenformule (voor 2019) ook een correctie gebruikt voor de invoering van slimme meters:

$$\begin{aligned} \text{OperatingCostFactor}_{2019} &= (\text{MeteringPoint}_{2017} - \text{MeteringPoint}_{2016}) \times 55,37 \\ &+ (\text{WeightedSystemLength}_{2017} + \text{WeightedSystemLength}_{2016}) \times 1689,16 \end{aligned}$$

while excluding failing numbers of interruptible metering points

Dit is echter een volledig normatieve ontwikkelingsfactor die wordt toegevoegd als aanvulling, in plaats van een herformulering van de gebruikte beheersbare kostenbasis.

⁸⁰

Bron: BNetzA website:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html

⁸¹ Bron: "Electricity Distribution System Operators; 1 januari 2019 - 31 december 2023; Regulatory Regime for the Fourth Regulatory Period" - Engelse versie; [Link](#)

⁸² *Prijsindex netwerkexploitanten*

Luxemburg⁸³ :

Voor de huidige reguleringsperiode (2021 - 2024) heeft Luxemburg revenue cap OPEX-regulering ingevoerd. De beheersbare kosten voor het eerste jaar (2021) zijn volledig gebaseerd op de werkelijke exploitatiekosten die zijn vastgesteld op basis van de winst- en verliesrekening voor jaar N-2 (d.w.z. 2019). De methodologie is als volgt:

- De werkelijke bedrijfskosten voor 2019 worden uitgesplitst in personeelskosten en overige kosten.
- Het personeelsgerelateerde deel wordt tussen 2019 en 2021 geïndexeerd met een index van de ontwikkeling van de gemiddelde loonkosten, die wordt ontleend aan de door STATEC gepubliceerde informatie⁸⁴ over de sectorale lonen; het niet-personeelsgerelateerde deel wordt tussen 2019 en 2021 geïndexeerd met het indexcijfer van de consumentenprijzen.
- Alle geïndexeerde tarieven worden vervolgens vermenigvuldigd met een efficiëntiefactor (I+e), die momenteel is vastgesteld op 0% (en dus geen effect heeft), en met 2 "kwantitatieve" factoren (I + Q) (I factor voor 2020 en I voor 2021), berekend op basis van wijzigingen in het aantal meetpunten en de lengte van het distributienet ten opzichte van het voorgaande jaar.
- Aan de initiële kosten is ten slotte nog een laatste component toegevoegd om distributienetbeheerders in staat te stellen extra personele middelen aan te werven om zich voor te bereiden op de uitdagingen van de energietransitie; deze term komt overeen met de kosten van de middelen die voor dit doel tussen 2019 en 2021 zijn vastgelegd, tot de kosten die overeenstemmen met een volledig jaar (beperkt tot 2% van de beheersbare exploitatiekosten).

Samenvatting :

Land	Prijsmethodologie	Belangrijkste principes voor het bepalen van het oorspronkelijke inkomen	Referentieperiode	Herziening van de kostenbasis
Waals Gewest	Inkomstenlimiet TOTEX	Historische kosten met inflatie- en efficiëntiefactoren	2 jaar oud	Aanpassingen van voorzieningen en bepaalde afschrijvingskosten met betrekking tot bepaalde meters
Vlaams Gewest	Inkomstenlimiet TOTEX	Initieel inkomen bepaald op basis van een trend (lineaire regressie) rekening houdend met inflatie en efficiëntie	5 jaar	Eliminatie van onredelijk geachte kosten Specifieke correctie in verband met de fusie van Infrax en Eandis

⁸³ Bron: "Verordening ILR/E20/22 van 26 mei 2020 tot vaststelling van de methoden voor het bepalen van de tarieven voor het gebruik van transmissie-, distributie- en industriële netten en ondersteunende diensten voor de regulatoire periode 2021-2024 - Elektricititeitssector"; [Link](#).

⁸⁴ Nationaal Instituut voor Statistiek en Economische Studies van het Groothertogdom Luxemburg

Duitsland	Inkomstenlimiet TOTEX	Historische kosten met herberekening van kapitaalkosten, verwijdering van inefficiënties (door benchmarking) en toepassing van inflatie- en productiviteitsfactoren.	1 jaar	Herziening van kapitaalkosten Eliminatie van buitengewone kosten
Oostenrijk	Inkomstenlimiet OPEX	Historische kosten met inflatie- efficiëntiefactoren (benchmark)	1 jaar	Het uitvoeren van plausibiliteitstests om kostenuitstel te identificeren en buitengewone kosten te elimineren
Luxemburg	Inkomstenlimiet OPEX	Historische kosten met inflatie- en netwerkuitbreidingsfactoren toegepast	1 jaar	Correctie van personeelskosten gemaakt voor de energietransitie na het referentiejaar

6.3 Omgaan met IT-kosten

6.3.1 Problemen

Momenteel activeert Sibelga alleen de aankoop van IT-hardware, terwijl alle andere IT-kosten als OPEX worden geboekt. Deze praktijk werd de voorbije jaren blijkbaar altijd gevolgd door Sibelga. Op het eerste gezicht kan deze aanpak twijfelachtig lijken vanuit het oogpunt van goede boekhoudpraktijken, aangezien IT-kosten over het algemeen ook de aankoop van licenties en de kosten voor softwareontwikkeling omvatten, die over korte periodes van ongeveer 5 jaar zouden moeten worden afgeschreven, overeenkomstig de normale praktijk. In België is er echter geen boekhoudkundige verplichting op dit punt. We wijzen er ook op dat BRUGEL volgens de huidige methodologie de kapitalisatie van kosten in verband met informaticaprojecten niet aanvaardt zolang de maximale malus in verband met de incentive-regulering inzake beheersbare kosten niet is bereikt. Hoewel de regulator vrij is om specifieke boekhoudkundige regels te definiëren die moeten worden toegepast in het kader van de netregulering en die kunnen verschillen van de commerciële boekhouding, heeft BRUGEL bovendien geen specifieke regels ingevoerd.

Met de belangrijke evolutie van het huidige reguleringsmodel naar een RC TOTEX-model waarbij beheersbare kosten worden berekend op basis van historische kosten, moet worden opgemerkt dat er een aanzienlijk potentieel meevallereffect is als de DNB zijn IT-kosten begint te kapitaliseren zonder dat de regulator daarvoor regels heeft opgesteld. Dit meevaller effect wordt aangetoond in de onderstaande tabel, waarbij het voorbeeld wordt gebruikt van een DNB met jaarlijkse IT-uitgaven van €50m voor de eenvoud⁸⁵. Deze kosten worden verondersteld constant te blijven tijdens de referentieperiode en de inflatie wordt verwaarloosd. Het plafond dat overeenstemt met deze kosten bedraagt dus €50 miljoen voor elk jaar van de regulatorische periode. We beschouwen de volgende 2 gevallen:

- Geval 1: De DNB blijft al deze IT-uitgaven boeken als OPEX volgens de huidige praktijk;

⁸⁵ Sibelga's IT-kosten voor elektriciteit bedroegen ongeveer €48m in 2021 (alleen OPEX?).

- Geval 2: de DNB activeert nu 50% van deze IT-uitgaven (met een afschrijvingsperiode van 5 jaar).

Tabel 12. Voorbeeld van een meevaller in verband met de activering van IT-kosten

Zaak	Analyse	Bedragen per jaar van de regulatoire periode [€M]					Totaal
		N	N+1	N+2	N+3	N+4	
1	Pet (1)	50	50	50	50	50	250
	OPEX-kosten (2)	50	50	50	50	50	250
	Investerings	0	0	0	0	0	0
	Afschrijvingen (3)	0	0	0	0	0	0
	DSO-winst (1)-(2)-(3)	0	0	0	0	0	0
2	Kaapstad (1')	50	50	50	50	50	250
	OPEX-kosten (2')	25	25	25	25	25	125
	Investerings	25	25	25	25	25	125
	Afschrijvingen en waardeverminderingen (3')*	5	10	15	20	25	75
	RAB _{IT}	20	35	45	50	50	
	DSO-winst (1')-(2')-(3')	20	15	10	5	0	50

*De kosten stijgen met € 5 miljoen per jaar, wat overeenkomt met een jaarlijkse investering van € 25 miljoen, afgeschreven over 5 jaar.

Als de operator dus 50% van zijn IT-kosten activeert, zou dit hem in staat stellen om een kortetermijnwinst van 50 miljoen euro te genereren over de hele reguleringsperiode (laatste regel van de tabel). Deze winst zou volledig ongerechtvaardigd zijn, aangezien hij geenszins zou overeenstemmen met productiviteitswinsten. Bovendien zou deze winst toenemen als het aandeel van de geactiveerde kosten meer dan 50% zou bedragen. Bovendien zouden deze nieuwe activeringen ook worden opgenomen in de RAB, waardoor de DNB een extra winst zou kunnen genereren gelijk aan €20m x WACC in het eerste jaar en €50m x WACC in het tweede jaar.

Het activeren van IT-kosten zou natuurlijk ook een impact hebben op de toegestane inkomsten voor de volgende periode, aangezien het plafond dat aan deze kosten is gekoppeld, zou worden verlaagd tot €40m (als het plafond wordt geraamd op basis van een gemiddelde over deze 5 jaar). Dit zou in het nadeel van de exploitant zijn, aangezien zijn kosten nog steeds 50 miljoen euro zouden bedragen, wat zou leiden tot een verlies van in totaal 50 miljoen euro in de volgende reguleringsperiode, waardoor de winst in de vorige periode zou worden tenietgedaan. Als de bovengrens echter zou worden berekend op basis van een trend, zou deze €55 miljoen bedragen, waardoor de DNB een ongerechtvaardigde winst van €5 miljoen per jaar zou kunnen blijven maken.

In de context van de overgang naar een TOTEX RC-model moet dus worden geconcludeerd dat als de exploitant vrij zou blijven om te kiezen, hij waarschijnlijk zijn IT-kosten zou activeren om extra winst te genereren. Daarom moet worden bepaald hoe dit potentiële meevallereffect kan worden geëlimineerd.

6.3.2 Historisch overzicht van IT-kosten

Dit deel geeft een kort overzicht van de geschiedenis van de IT-kosten van Sibelga. Vóór 2020 werden de IT-kosten in de rapporteringsmodellen deels opgenomen onder "Buitengewone baten en lasten"⁸⁶ voor projecten die niet konden worden gecontroleerd (onbeheersbare kosten) en deels onder "Algemene servicekosten" voor de rest van de IT-kosten. IT-kosten werden daarom niet specifiek uitgesplitst. Vanaf 2020, na de introductie van de projectaanpak en de IT-routekaart, is de verantwoording van IT-kosten in

⁸⁶ In de praktijk gold dit alleen voor het Smartrias-project.

de rapportagemodellen aanzienlijk veranderd, met de creatie van de posten "IT-projectkosten" en "IT-kosten (exclusief projecten)". Op dat moment werden alle IT-kosten beheersbaar.

De tabellen hieronder tonen de bedragen van de IT-kosten en hun aandeel in de totale toegestane inkomsten voor de jaren 2017-2021. In deze periode stegen de IT-kosten voor elektriciteit met 15,26% in lopende euro's tot 47,85 miljoen euro in 2021 (een gemiddelde jaarlijkse groei van 3,6%), terwijl de IT-kosten voor gas licht daalden met 2,3% tot 20,5 miljoen euro in 2021.

Tabel 13. IT-kosten 2017-2021

Vloeist of	Type IT-kosten	IT-kosten per jaar [€k]				
		2017	2018	2019	2020	2021
Elec	Beheersbare kosten	27.696	25.957	28.717	44.047	47.853
	Onbeheersbare kosten	13.823	10.739	10.042	-	-
	Totaal	41.519	36.695	38.759	44.047	47.853
Gas	Beheersbare kosten	16.975	15.934	17.331	18.705	20.512
	Onbeheersbare kosten	4.026	3.149	2.554	-	-
	Totaal	21.001	19.084	19.885	18.705	20.512

Tabel 14. Aandeel IT-kosten in totale opbrengsten en beheersbare kosten

Vloeist of	Verhouding	Percentage IT-kosten per jaar				
		2017	2018	2019	2020	2021
Elec	Totale IT-kosten / totale omzet	22%	19%	20%	22%	24%
	Totale IT-kosten / huidige beheersbare kosten	69%	60%	62%	54%	58%
Gas	Totale IT-kosten / totale omzet	21%	20%	19%	18%	19%
	Totale IT-kosten / huidige beheersbare kosten	35%	31%	32%	23%	25%

Over het geheel genomen vertegenwoordigen IT-kosten, met een aandeel van ongeveer 21% van de totale toegestane inkomsten voor elektriciteit en 19% voor gas in de afgelopen 5 jaar, een aanzienlijk deel van de totale kosten. Het is dan ook een grote uitdaging om deze kosten aan te pakken.

6.3.3 Conclusies

In het licht van de bovenstaande analyses en de besprekingen met SIBELGA, is BRUGEL van plan om voor de berekening van de maximaal toegestane inkomsten de boeking van de kosten voor de aankoop van IT-hardware als CAPEX en alle andere IT-kosten als OPEX op te leggen, conform de huidige praktijk, met dien verstande dat Sibelga niet gemachtigd is om deze praktijk te wijzigen tijdens de resterende jaren van 2022 tot 2024 die voorafgaan aan de volgende tariefperiode.

Deze optie verdient de voorkeur omdat ze eenvoudig uit te voeren is en de kosten op lange termijn tot een minimum beperkt (aangezien ze de BOK niet verhoogt). De optie om nieuwe boekhoudregels vast te stellen lijkt veel te ingewikkeld en onzeker om uit te voeren, met een groot risico dat de herformulering van de kostenbasis de meevallers niet volledig zou elimineren, aangezien deze herformulering van de historische kostenbasis een zeer hoog niveau van granulariteit van informatie zou vereisen en zou stuiten op een probleem van asymmetrische informatie die Sibelga in haar voordeel zou kunnen gebruiken.

Daarnaast is BRUGEL ook van plan om in de regulatoire periode 2025-2029 een nauwkeurige jaarlijkse rapportering over de informaticakosten in te voeren. Deze rapportering zou het mogelijk moeten maken om een gedetailleerd inzicht te krijgen in de structuur van de IT-kosten en zou met name al een onderscheid moeten maken tussen geactiveerde kosten (hardware) en andere kosten (licenties, externe IT-kosten, projectkosten exclusief hardwareaankopen). Deze gegevens zouden Sibelga in staat kunnen stellen om, indien nodig, nieuwe boekhoudregels aan te nemen voor de volgende regulatoire periode (2030-2034). Deze gegevens zouden het veel gemakkelijker maken om de historische kostenbasis objectief aan te passen. De vorm van dit rapport (dat, indien nodig, een aanvulling zou kunnen zijn op de MDR of de IT-routekaart) wordt uiteengezet in de tariefmethodologie.

6.4 Herziening van de historische kostenbasis

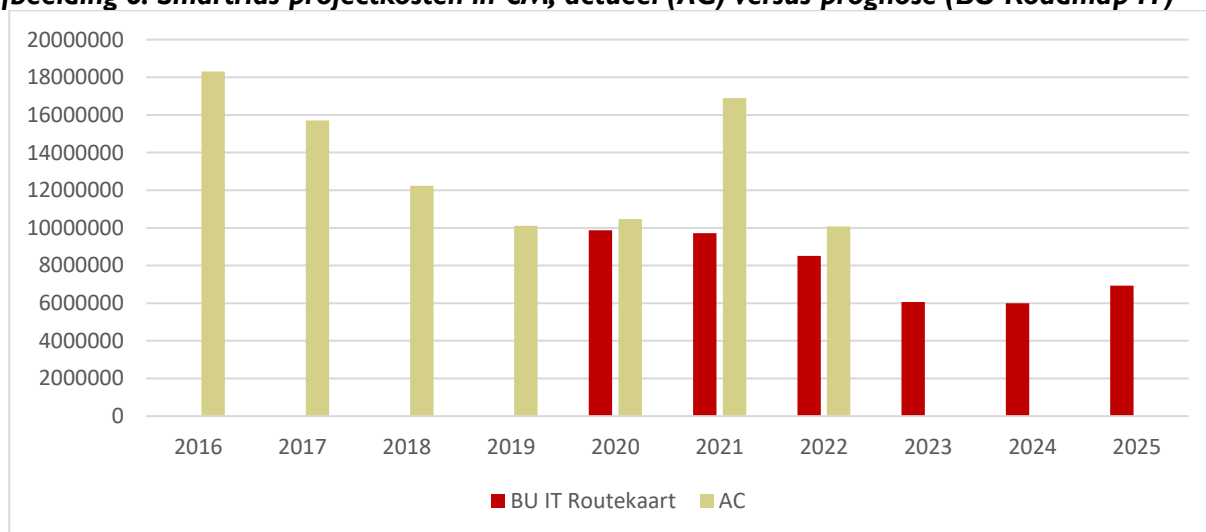
6.4.1 Preambule

Dit deel beschrijft de noodzakelijke aanpassingen aan de BAU historische kostenbasis. Dit deel behandelt het Smartrias-project en andere aanpassingen.

6.4.2 Herziening gekoppeld aan IT-kosten

Het Smartrias-project is een groot project voor de Belgische markt, zoals blijkt uit de projectkosten (voltooid en gebudgetteerde kosten) in de onderstaande figuur, die de afgelopen jaren varieerden van €10 miljoen tot €16,9 miljoen:

Afbeelding 6. Smartrias projectkosten in €M, actueel (AC) versus prognose (BU Roadmap IT)



Bronnen :

- Prognose voor 2020: 20-24 IT-routekaart (kosten nieuw marktmodel)
- Prognose 2021: IT 21-25 stappenplan (kosten nieuw marktmodel)
- Prognose 2022-2025: IT-routekaart 22-26 (kosten nieuw marktmodel)

De verdeling van de kosten van dit project tussen elektriciteit en gas is gebaseerd op een vaste verdeelsleutel: 75% (elektriciteit) - 25% (gas). Daarnaast moet worden opgemerkt dat door de voortgangsfase van dit project de kosten structureel dalen ten opzichte van de periode 2017-2021 en vanaf 2023 zullen stabiliseren volgens de gegevens die Sibelga heeft verstrekt in de IT-roadmap in de roadmap 2022-2026 (ongeveer € 6 miljoen over 2023-2024 en € 6,93 miljoen in 2025). Bovendien is het budget voor 2021, het jaar van de go-live van het platform, aanzienlijk overschreden.

Daarom moeten de kosten van het Smartrias-project opnieuw worden opgenomen in de historische BAU-kostenbasis, en wel om de volgende redenen: dit is een uitzonderlijk project waarvan de kosten structureel dalen; een berekening van de BAU-beheersbare kosten van de aanvankelijk toegestane inkomsten,

bijvoorbeeld op basis van een gemiddelde van de jaren in de referentieperiode, zou daarom geneigd zijn de toegestane kosten te overschatten. De gemiddelde kosten van het project in de referentieperiode (2018-2022) bedragen immers ongeveer 12 miljoen euro⁸⁷, terwijl de in de begroting 2025 geraamde kosten in feite 6,9 miljoen euro bedragen. Dit zou dus leiden tot een overschatting van de toegestane kosten.

Zoals hierboven vermeld naar aanleiding van de besprekingen met Sibelga in het kader van de voorbereiding van dit verslag, heeft BRUGEL bovendien beslist om alle IT-kosten op te nemen in de beheersbare BAU-kosten, aangezien deze IT-kosten ook alle kosten van de projecten voor slimme netten omvatten. De IT-kosten, met inbegrip van de IT-kosten van de projecten voor slimme netten, komen dus niet in aanmerking voor het hierboven beschreven mechanisme voor de toekenning van extra kosten.

Voorafgaand aan het officiële overleg met de DNB werd voorgesteld om als volgt te werk te gaan:

- **Voor de berekening van CGOPEXBAUH₂₀₂₅ worden de werkelijke kosten van het SMARTRIAS-project (kostenpost "Nieuw marktmodel" van de IT-routekaart van SIBELGA) voor de jaren 2018 tot 2022 volledig verwijderd uit de bruto historische OPEX beheersbare kostenbasis van elk jaar van de referentieperiode (CGOPEXHbrute_t), en vervangen door het forfaitaire bedrag van €3M⁸⁸ [in €2025], terwijl alle andere historische IT-kosten over de periode 2018-2022 behouden blijven zonder aanpassing.**
- **Voor het jaar 2025 kent BRUGEL aan SIBELGA in de CGOPEXBAU2025 een bijkomende enveloppe toe van € 6,4M⁸⁹ (in euro 2023 te indexeren in euro 2025) voor informaticaprojecten, als volgt genoteerd CGProjetsIT₂₀₂₅. Deze enveloppe is bedoeld om de werkingskosten van het Smartrias-project te dekken.**
- **De terugtrekking van het door ATRIAS vervangen platform zal jaarlijks ongeveer 1 miljoen euro aan IT-kosten vrijmaken, die Sibelga zal kunnen gebruiken om haar smart grid-projecten te financieren.**

Na overleg zijn de IT-kosten vastgesteld overeenkomstig punt 6.1.2.

6.4.3 Andere aanpassingen van de kostenbasis

Naast deze aanpassing die specifiek is voor het Smartrias-project, moeten alle toevoegingen aan en terugnemingen van voorzieningen ook worden afgetrokken van de BAU historische kostenbasis, zoals hierboven beschreven.

De werkelijke gemengde kosten voor 2018 en 2019 die zijn toegewezen aan elektriciteit en gas, zijn berekend op basis van een verdeelsleutel van 62 (elektriciteit) / 38 (gas). Ze moeten daarom worden aangepast aan de toewijzingsleutel die vanaf 2020 van kracht is, d.w.z. 65 (elektriciteit) / 35 (gas).

In dit stadium plant BRUGEL geen andere specifieke herformulering van de historische kostenbasis BAU, op basis van de volgende vaststellingen:

- Het voordeel van het gebruik van historische kosten ligt vooral in de eenvoud en objectiviteit van de methode, waardoor het probleem van asymmetrische informatie (ten minste gedeeltelijk) kan

⁸⁷ Op basis van de aanname dat de werkelijke kosten voor 2023 gelijk zullen zijn aan de begrote kosten en zonder rekening te houden met de effecten van inflatie (waardoor de schatting zeer conservatief is).

⁸⁸ Dit bedrag zou SIBELGA in staat moeten stellen om nieuwe projecten te financieren die verband houden met de digitalisering van het net (smartgrid, enz.).

⁸⁹ In lijn met de IT-routekaart 2023-2027.

worden vermeden; als men de historische kostenbasis "te veel" zou willen aanpassen, zou men afwijken van de geest van deze methode en het risico lopen deze voordelen te verliezen, zonder echte garanties voor een grotere objectiviteit.

- Uit feedback uit Europa blijkt dat andere Europese regelgevers aanpassingen in de marge doorvoeren, naar het voorbeeld van Luxemburg, dat toestaat dat de toezegging van extra middelen na het referentiejaar in aanmerking wordt genomen als onderdeel van de energietransitie.

BRUGEL behoudt echter het unilaterale recht om de historische kostenbasis te analyseren en, indien nodig, de uitzonderlijke lasten te schrappen, zoals in Duitsland en Oostenrijk gebeurt. Het voorbeeld van een natuurramp is hiervan een goede illustratie. Er moet worden opgemerkt dat het uitvoeren van plausibiliteitstests om eventuele uitgestelde kosten van het ene jaar naar het andere te identificeren niet zo noodzakelijk is als in andere landen, aangezien de referentieperiode hier 5 jaar zou zijn, en niet 1 jaar zoals in Oostenrijk of Duitsland. Het risico van een dergelijke overdracht is daarom veel kleiner.

6.5 Berekening van het OPEX-gedeelte van de initiële BAU-kosten

6.5.1 Beschrijving van opties

Zodra de OPEX-gedeeltes van de aangepaste historische BAU-kosten zijn bepaald ($CGOPEXBAU_t$ met $t = 2018-2022$ volgens de huidige verwachte referentieperiode), moeten we bepalen hoe het OPEX-aandeel van de beheersbare BAU-kosten voor het eerste jaar, exclusief de kosten van IT-projecten, op deze basis wordt berekend, d.w.z. $CGOPEXHBAU_{2025}$.

Formeel kunnen we stellen dat :

$$= f(CGOPEXHBAU_{2018}; CGOPEXHBAU_{2019}; CGOPEXHBAU_{2020}; CGOPEXHBAU_{2021}; CGOPEXHBAU_{2022})$$

Waarbij $f(x)$ een functie is van de BAU-kosten voor de 5 jaar van de referentieperiode, die nog moet worden bepaald. Op basis van Belgische en internationale ervaring en gesprekken met Sibelga werden 3 belangrijke methoden overwogen:

- het gemiddelde $CGOPEXHBAU_t$;
- het gewogen gemiddelde van $CGOPEXHBAU_t$;
- een lineaire regressie uitgevoerd op de $CGOPEXHBAU_t$

Principe van het gemiddelde :

Bij deze methode wordt eenvoudigweg het ongewogen gemiddelde genomen van de BAU-kosten over de 5 jaar van de referentieperiode na toepassing van de inflatie en worden deze kosten omgerekend naar €₂₀₂₅ . Dit levert de volgende formule op:

$$CGOPEXHBAU_{2025} = \frac{(CGOPEXHBAU_{2018} \cdot Ib_{19-25} + CGOPEXHBAU_{2019} \cdot Ib_{20-25} + CGOPEXHBAU_{2020} \cdot Ib_{21-25} + CGOPEXHBAU_{2021} \cdot Ib_{22-25} + CGOPEXHBAU_{2022} \cdot Ib_{23-25})}{5}$$

Met :

- $CGOPEXHBAU_t$ OPEX: het OPEX-deel van de aangepaste BAU-kosten, exclusief IT-projectkosten, in jaar t (in lopende euro's) ;
- $Ib_{x-y} = (1 + I_x) \cdot \dots \cdot (1 + I_y)$ de inflatiefactor die wordt gebruikt om bedragen in €_{x-1} om te zetten in €_y op basis van I_i (I_i de inflatie-index die wordt voorgesteld voor de tariefmethodologie 2025-2029, zie paragraaf 7.2);
bijvoorbeeld $Ib_{19-25} = (1 + I_{2019})(1 + I_{2020})(1 + I_{2021})(1 + I_{2022})(1 + I_{2023})(1 + I_{2024})(1 + I_{2025})$

Noten: er moet worden opgemerkt dat I_{2024} en I_{2025} prognosewaarden zijn bij het bepalen van het oorspronkelijke inkomen in 2024. Een aanpassing achteraf op basis van de reële inflatie wordt aanbevolen, zoals meer in detail besproken in paragraaf 7.2.

Het idee achter deze aanpak is dat de BAU-kosten geen andere structurele reden hebben om te stijgen dan door inflatie en dat het historisch gemiddelde daarom representatief is voor de toekomstige kosten. Bovendien speelt het gemiddelde een 'afvlakkende' rol tussen de verschillende jaren en helpt het eventuele meevallers te beperken, zoals kosten die van het ene naar het andere jaar worden overgedragen. Er is dus geen sprake van een beoordeling van een "trend" van stijgende of dalende kosten, zoals bij lineaire regressie.

Gewogen gemiddeld principe :

Deze methode bestaat erin het gewogen gemiddelde te nemen van de BAU-kosten over de 5 jaar van de referentieperiode na toepassing van de inflatie om deze kosten om te rekenen naar €₂₀₂₅ . Dit levert de volgende formule op:

$$CGOPEXHBAU_{2025} = k_{2018} \cdot CGOPEXHBAU_{2018} \cdot Ib_{19-25} + k_{2019} \cdot CGOPEXHBAU_{2019} \cdot Ib_{20-25} + k_{2020} \cdot CGOPEXHBAU_{2020} \cdot Ib_{21-25} + k_{2021} \cdot CGOPEXHBAU_{2021} \cdot Ib_{22-25} + k_{2022} \cdot CGOPEXHBAU_{2022} \cdot Ib_{23-25}$$

Met :

- $CGOPEXHBAU_t$ OPEX: het OPEX-deel van de aangepaste BAU-kosten, exclusief IT-projectkosten, in jaar t (in lopende euro's) ;
- k_x de weging van toepassing op jaar x en $\sum_{i=2018}^{2022} k_i = 1$;
- $Ib_{x-y} = (1 + I_x) \cdot \dots \cdot (1 + I_y)$ de inflatiefactor die wordt gebruikt om bedragen in €_{x-1} om te zetten in €_y op basis van I_i (I_i de inflatie-index die wordt voorgesteld voor de prijsberekeningsmethode 2025-2029, zie punt 7.2);
bijvoorbeeld $Ib_{19-25} = (1 + I_{2019})(1 + I_{2020})(1 + I_{2021})(1 + I_{2022})(1 + I_{2023})(1 + I_{2024})(1 + I_{2025})$

Opmerking: deze formule houdt geen rekening met een efficiëntiefactor (gebaseerd op het principe dat de DNB niet gevraagd wordt om de productiviteit voor het eerste jaar te verbeteren op dezelfde manier als voor 2020 in het kader van de huidige tariefmethodologie). Er moet ook worden opgemerkt dat I_{2024} en I_{2025} voorspelde waarden zijn bij het bepalen van de initiële inkomsten in 2024. Daarom wordt aanbevolen ze achteraf aan te passen op basis van de reële inflatie, zoals meer in detail besproken in paragraaf 7.2.

Het gewogen gemiddelde weerspiegelt de structurele evolutie van de door SIBELGA gedragen kosten door de laatste jaren van de referentieperiode te overwegen.

Principe van lineaire regressie :

Deze methode houdt in dat er een lineaire regressie wordt uitgevoerd (waarbij een verfijnde aanpassing wordt gemaakt door een regressielijn van het type $y = ax + b$) op de aangepaste historische BAU-kosten uitgedrukt in €₂₀₂₅ voor de jaren in de referentieperiode, en vervolgens deze trend door te trekken tot 2025, d.w.z. :

$$CGOPEXHBAU_{2025} = a \cdot 2025 + b$$

Met :

- $CGOPEXHBAU_t$ BAU-kosten aangepast voor jaar t (in lopende euro's) ;

- a de helling van de aanpassingslijn verkregen door lineaire regressie⁹⁰ op basis van de volgende 5 punten: $CGOPEXHBAU_{2018} \cdot Ib_{19-25}$; $CGOPEXHBAU_{2019} \cdot Ib_{20-25}$; $CGOPEXHBAU_{2020} \cdot Ib_{21-25}$; $CGOPEXHBAU_{2021} \cdot Ib_{22-25}$; $CGOPEXHBAU_{2022} \cdot Ib_{23-25}$ (met dezelfde definities als hierboven);
- b de waarde bij de oorsprong van de regressielijn.

Het belangrijkste idee achter deze aanpak is om aan de hand van de kosten te bepalen of er sprake is van een stijgende of dalende trend. Als de kosten een stijgende trend vertonen, wordt hier direct rekening mee gehouden door het plafond voor de volgende reguleringsperiode te verhogen.

De onderliggende veronderstelling van deze benadering is dat als de bovengrens te hoog is vastgesteld (bijvoorbeeld omdat de stijgende trend zich in de volgende periode niet heeft voortgezet), de exploitant reële kosten zal hebben die lager zijn dan de bovengrens, wat tot gevolg zal hebben dat de trend wordt "verlaagd". De geest van het mechanisme is dus gebaseerd op zelfaanpassing tussen reguleringsperiodes.

⁹⁰ De formules voor de berekening van de regressiecorrectielijn worden hier eenvoudigheidshalve niet weergegeven; de geïnteresseerde lezer kan deze elementen bijvoorbeeld vinden op de volgende link: https://fr.wikipedia.org/wiki/Ajustement_affine?tableofcontents=0

6.5.2 Andere artikelen

Als er al een stijgende of dalende trend is in de gegevens voor de referentieperiode, zal het gebruik van lineaire regressie per definitie de neiging hebben om dit effect in de tijd uit te breiden of zelfs een mogelijke trendomkering tegen te gaan. Deze methode levert ook resultaten op die gevoelig zijn voor jaren met uitzonderlijke kosten, zowel naar boven als naar beneden.

Het gebruik van een gemiddelde heeft dit effect daarentegen niet, maar vlakt zowel opwaartse als neerwaartse trends af en is daarom minder gevoelig voor jaren met uitzonderlijke kosten. Deze aanpak is vooral gunstig voor netgebruikers, die de volatiliteit van hun tarieven zien afnemen. Er wordt echter niet goed rekening gehouden met veranderingen in de kosten als gevolg van structurele veranderingen aan het netwerk.

Het gewogen gemiddelde is het beste compromis en houdt rekening met structurele veranderingen in het netwerk terwijl het een gladmakend effect heeft.

Tijdens besprekingen met Sibelga over deze methoden maakte Sibelga bovendien een sterk voorbehoud bij het eenvoudige gemiddelde.

Op basis van deze vaststellingen evolueert BRUGEL naar het gebruik van een gewogen gemiddelde, waarvan de 5 wegingscoëfficiënten (k_i) de parameters van het targetreguleringsmodel vormen.

BRUGEL stelt de volgende wegingscoëfficiënten voor elektriciteit en gas voor:

- $k_{2018} = 10$
- $k_{2019} = 15$
- $k_{2020} = 20$
- $k_{2021} = 25$
- $k_{2022} = 30$

Dit voorstel is gemotiveerd door :

- het verhogen van de weging naargelang het jaar van de referentieperiode, om het gewenste effect te bereiken dat rekening wordt gehouden met structurele effecten;
een groter gewicht voor de laatste 2 jaar (55% in 2021-2022), zonder buitensporig te zijn, om het gunstige effect van afvlakking van de kosten over 5 jaar te behouden.

7 Toegestaan inkomen

7.1 Evolutieformule

Als onderdeel van de tariefmethodologie voor 2025-2029 zullen de BAU beheersbare kosten, voor elektriciteit enerzijds en voor gas anderzijds, voor elk van de jaren t vanaf 2026 vooraf worden berekend op basis van de beheersbare kosten voor jaar $t-1$, zoals door veel regulatoren wordt gedaan.

De formule voor het berekenen van beheersbare kosten, vóór aanpassingen voor afschrijvingen, is als volgt:

$$CG_t = CGBAU_{t-1} \cdot (1 + I_t) \cdot (1 - E) + (CGAD_{t,\epsilon 2025} + CGR\&D_{t,2025}) \cdot (1 + Ib_{2026-t})$$

met :

- CG_t beheersbare kosten in jaar t (in lopende euro's)
- $CGBAU_t$ BAU beheersbare kosten voor jaar t (in lopende euro's), met $CGBAU_t = CGBAU_{t-1} \cdot (1 + I_t) \cdot (1 - E)$
- I_t de voorspelde inflatie-index voor jaar t in % (zie paragraaf [7.2](#).)
- E : de efficiëntiefactor in % die overeenstemt met de door de DNB te realiseren productiviteitswinst
- $CGAD_{t,2025}$ de bijkomende beheersbare kosten van jaar t in euro 2025 die door BRUGEL zijn goedgekeurd, met inbegrip van de bijkomende beheersbare kosten die door BRUGEL zijn goedgekeurd in het kader van het mechanisme voor de heropening van de maximaal toegestane inkomsten tijdens de periode beschreven in paragraaf [5.2.2.9](#).
- $CGR\&D_{t,2025}$ kosten van O&O-projecten in euro 2025 goedgekeurd door BRUGEL, met inbegrip van de kosten van bijkomende O&O-projecten die in de loop van de periode door Sibelga werden aangevraagd en door BRUGEL werden goedgekeurd in het kader van het mechanisme beschreven in punt [6.1.4](#).
- Ib_{2026-t} de eerder gedefinieerde inflatiefactor om euro 2025 om te zetten in euro t
- t het jaar tussen 2026 en 2029

De tweede term van de formule is ook van toepassing op extra beheersbare kosten die tijdens de periode zijn gemaakt.

Vervolgens wordt een iRAB afschrijvingsaanpassing toegepast op CG_t om :

- de inflatie op de afschrijving van de meerwaarde iRAB niet toe te passen, omdat de inflatie op de afschrijving van de aanschaffingswaarde het mogelijk maakt de vernieuwing van de activa te financieren, terwijl de inflatie op de meerwaarde een meevaller zou zijn voor de DNB; in de praktijk komt deze correctie erop neer dat de inflatiefactor $(1 + I_t)$ niet wordt toegepast op de afschrijving van de meerwaarde die is opgenomen in de $GBAE$ -term₂₀₂₅ ;
- om de maatregel toe te passen die de afschrijving van meerwaarden met een zesde vermindert in 2029.

Specifieke bepalingen voor gas :

Twee besluiten met betrekking tot de samenstelling van toegestane inkomsten en de berekeningsmethode $CGCAPEXBAU_{2025}$ vereisen specifieke aanpassingen voor gas. Het gaat om de volgende twee besluiten, die per saldo tegengestelde effecten hebben:

- I. Aan de ene kant, na overweging van het risico van gestrandde activa gas, het einde van de praktijk (vanaf 2025) van het overbrengen van kosten naar vaste activa, waarbij OPEX worden

opgenomen in GOR en afgeschreven (netto-effect dat leidt tot een onderschatting van de toegestane inkomsten).

2. Anderzijds is het meevallereffect dat wordt gegenereerd door de *berekeningsmethode CGCAPEXBAU₂₀₂₅* als gevolg van de door Sibelga geplande voortdurende daling van de afschrijvingen tot 2050, samen met de daling van de GOR voor gas (netto-effect dat leidt tot een overschatting van de toegestane inkomsten).

De overdracht van kosten naar vaste activa werd door Sibelga toegepast tijdens de referentieperiode 2018-2022, terwijl dit verboden zal zijn tijdens de periode 2025-2029. Over de volledige levensduur van investeringen waarvoor exploitatiekosten worden geactiveerd, met uitzondering van billijke vergoedingen (waarvoor de GOR-waarde een berekeningsparameter is), heeft deze praktijkwijziging geen effect. Onder overigens gelijkblijvende omstandigheden zou deze wijziging in de boekhoudkundige verwerking van deze kosten echter leiden tot, voor zover het de reguleringsperiode 2025-2029 betreft:

- een onderschatting van *CGOPEXBAU₂₀₂₅* van €5,9 miljoen tot €6,5 miljoen (kosten voor ondersteunende diensten die respectievelijk in 2020 en 2019 naar vaste activa worden overgeboekt).
- tot een overschatting van *CGCAPEXBAU₂₀₂₅*. Dit zijn afschrijvingen van investeringen verminderd met toeslagen vanaf 1/1/2025. Deze overschatting zal laag zijn in 2025, maar voortdurend toenemen.

Het meevallereffect als gevolg van de door Sibelga geplande voortdurende vermindering van de afschrijvingen tot 2050, samen met de vermindering van de GOR voor gas, wordt op basis van de input van Sibelga geschat op minder dan € 1 miljoen in 2025 en € 3 miljoen in 2029.

In overeenstemming met de aanbevelingen van Haulogy in zijn verslag⁹¹ over het risico van gestrande activa in het gasnet, nodigt Brugel Sibelga uit om bij de indiening van zijn tariefvoorstel te verzoeken om een toewijzing van de gasreguleringsfondsen ter compensatie van de stijging van de toegestane inkomsten 2025-2029 die voortvloeit uit het einde van de praktijk van overdracht van exploitatiekosten naar vaste activa en onder voorbehoud van de naleving van bepaalde voorwaarden van versnelde afschrijving van nieuwe investeringen, verminderd met het windfall-effect op de *CGCAPEXBAU₂₀₂₅*.

7.2 Rekening houden met inflatie

In de huidige tariefmethodologie is de gebruikte inflatie-index de CPI. Na overleg met Sibelga is BRUGEL van plan om deze inflatie-index te behouden voor de tariefmethodologie 2025-2029.

Er moet ook worden beslist of er al dan niet een herziening achteraf van de inflatie moet worden ingevoerd, bestaande uit de vervanging van geraamde inflatiewaarden door werkelijke waarden. De formules voor het bepalen van het oorspronkelijk toegestane inkomen en de evolutieformule bevatten geraamde inflatiefactoren.

BRUGEL is van mening dat het opportuun is om een ex-post herziening van het toegestane inkomen uit te voeren op basis van de reële inflatie, en dit om de volgende redenen:

- Inflatie is een factor die volledig exogeen is voor de GRD; het lijkt dan ook niet eerlijk om de GRD het inflatierisico te laten dragen;

⁹¹ <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/etudes/2023/fr/Etude-44-Haulogy-stranded-assets-gaz.pdf>

- de impact van inflatie kan zeer groot zijn voor een operator, zoals recente marktontwikkelingen hebben laten zien, met recordniveaus van inflatie; dit kan de operator blootstellen aan zeer aanzienlijke risico's;
- er is geen bijzonder voordeel verbonden aan het niet achteraf corrigeren voor inflatie, behalve dan dat het achteraf herzien van het toegestane inkomen enigszins gecompliceerder wordt; deze winst aan complexiteit lijkt echter uiterst marginaal vergeleken met het potentiële risico voor de exploitant.

De in punt 7.1 beschreven formule voor veranderingen in beheersbare kosten wordt daarom vooraf toegepast met de voorspelde inflatie-indexcijfers en achteraf elk jaar t+1 met de werkelijke inflatie-indexcijfers.

8 Methodologie voor het beheer van tariefsaldi

8.1 Algemene principes en bestaande methodologie

De bestaande tariefmethodologie, die grotendeels geïnspireerd is op het verleden en betrekking heeft op de periode 2020 - 2024, definieert een mechanisme voor het beheer van tariefsaldi waarbij het jaarlijkse tariefsaldo overeenstemt met het verschil tussen de geraamde kosten in het goedgekeurde budget voor jaar N en de werkelijke kosten voor jaar N, evenals tussen de geraamde inkomsten in het goedgekeurde budget voor jaar N en de waargenomen inkomsten voor jaar N. Het doel van dit mechanisme is om de verschuldigde bedragen tussen de distributienetbeheerder en de netgebruikers op bilaterale basis terug te vorderen. Het doel van dit mechanisme is om de verschuldigde bedragen tussen de DNB en de netgebruikers op bilaterale basis terug te vorderen. Het beheer van de tariefsaldi is gebaseerd op drie belangrijke componenten:

- PRIJSVERKOOP ;
- Elektriciteits- en gasreguleringsfondsen;
- de regels voor de clearing van reguleringsfondsen.

Kaartverkoop :

Voor elk jaar van de huidige regulatoire periode bestaat het saldo van de tarieven uit twee afzonderlijke saldi: het saldo "beheersbare kosten" en het saldo "niet-beheersbare kosten". Elk jaar moet de DNB een gedetailleerd rapport indienen met de berekeningen van de verschillende saldi.

Het saldo "beheersbare kosten" komt overeen met het verschil tussen de werkelijke jaarlijkse kosten en de geraamde kosten *achteraf*, geïndexeerd op basis van de laatste waarde van de reële nationale consumentenprijsindex. Het wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$C_t^P = C_1^B * \frac{IP_t}{IP_1} * (1 - E)^{t-1}$$

Waarbij: t het jaar van de reguleringsperiode is (behalve het eerste), C_t^P de geraamde beheersbare kosten geïndexeerd naar jaar t, C_1^B de geraamde beheersbare kosten van in het eerste jaar van de regulatoire periode, IP_t het rekenkundig gemiddelde van de maandelijkse waarden van de nationale consumentenprijsindex voor jaar t, IP_1 het rekenkundig gemiddelde van de maandelijkse waarden van de nationale index van de consumptieprijzen voor het eerste jaar van de regulatoire periode, E de efficiëntiefactor die voor de volledige tariefperiode vastligt.

Het saldo "niet-beheersbare kosten" wordt bepaald door :

- het verschil tussen werkelijke en verwachte kosten voor onbeheersbare kosten;
- het verschil tussen de geraamde billijke marge in de goedgekeurde begroting en de werkelijke billijke marge ;
- het verschil tussen de werkelijke periodieke tariefinkomsten en de verwachte inkomsten in het goedgekeurde budget (een verschil dat onder andere voortvloeit uit het verschil tussen de werkelijke verdeelde volumes en de verwachte volumes);
- het verschil dat voortvloeit uit de bijgewerkte indexering aan de nationale index van consumptieprijzen voor geraamde kosten waarover de distributienetbeheerder directe controle heeft en die zijn heringedeeld als niet-beheersbare kosten.

Het tariefreguleringsfonds :

Het tariefreguleringsfonds elektriciteit/gas is een ad-hocrekening op transactiebasis waaraan de saldi van de "beheersbare kosten" en "niet-beheersbare kosten" worden toegewezen volgens de volgende regels:

- Wat betreft de balans van "beheersbare kosten" :
 - Het deel van het saldo "beheersbare kosten" dat meer bedraagt dan 10% van het budget voor beheersbare kosten voor het exploitatiejaar in kwestie wordt beschouwd als niet-beheersbaar en wordt automatisch overgeheveld naar het Tariefreguleringsfonds.
 - Voor het deel dat niet meer bedraagt dan 10% van het budget voor geïndexeerde beheersbare kosten, wordt de helft van dit gecumuleerde saldo toegewezen aan het boekhoudkundig resultaat van de DNB en wordt de helft overgedragen naar het reguleringsfonds voor de elektriciteitstarieven.
- Het saldo van de "onbeheersbare kosten" wordt overgeheveld naar het tariefreguleringsfonds.

Voor het Fonds de régulation tarifaire gaz is een gedifferentieerde aanpak ingevoerd om rekening te houden met het verschil dat wordt veroorzaakt door het volume-effect:

- Het saldo "volume" wordt overgeboekt naar de overlopende rekeningen van de balans van de DNB onder de rubriek "Fonds de régulation volume gaz" tot het fonds een bedrag van € 20 miljoen krijgt toegewezen;
- Als het bedrag hoger is dan €20 miljoen, wordt het overschot overgedragen aan het Fonds de régulation tarifaire gaz. Als het bedrag onder de drempel van €10 miljoen ligt, krijgt het Fonds de régulation volume gaz automatisch €15 miljoen van het Fonds de régulation tarifaire gaz, op voorwaarde dat dit laatste een schuld heeft.

Het is belangrijk op te merken dat dit aanzienlijke bedrag van 20 miljoen euro, dat uitsluitend is gereserveerd om tariefschommelingen te vermijden, ten koste gaat van de DSU's, die daardoor gemiddeld een hoger tarief hebben dan wanneer het volumesaldo elk jaar systematisch zou worden verrekend. Wij zijn van mening dat deze maatregel niet moet worden gehandhaafd en stellen hieronder een alternatief voor dat tegemoet komt aan de noodzaak om buitensporige schommelingen in de periodieke tarieven ten gevolge van het volume-effect te vermijden.

Het saldo met betrekking tot de transmissiekosten valt niet onder het toepassingsgebied van het tariefreguleringsfonds. Er zijn drie mogelijke situaties voor het Rate Regulation Fund:

- Een schuld, in welk geval het saldo van het tariefreguleringsfonds overeenstemt met het bedrag dat door de DNB moet worden doorgerekend aan de netgebruikers;
- Het saldo is nul;
- Een vordering, het saldo van het Tariefreguleringsfonds komt dan overeen met het bedrag dat door de netgebruikers moet worden terugbetaald aan de DNB.

Regels voor de kwijting van het tariefreguleringsfonds :

Het tariefreguleringsfonds is de som van alle tariefsaldi en kan een schuld of vordering vertegenwoordigen tijdens de reguleringsperiode. Er moeten vereffeningsregels worden ingevoerd om elke schuld aan de netgebruikers en elke vordering aan de DNB terug te betalen en tegelijk al te abrupte tariefschommelingen te vermijden. Het bedrag van het Tariefreguleringsfonds stemt daarom overeen met de gecumuleerde tarifaire saldi die nog niet vereffend zijn.

De tariefmethodologie voorziet momenteel in de volgende inklaringsbepalingen:

- Indien het Tariefreguleringsfonds een schuld heeft (exploitatieoverschot of bonus) op het ogenblik dat de DNB een tariefvoorstel moet indienen voor de volgende regulatoire periode, moet dit voorstel een voorstel bevatten om de bedragen in het Tariefreguleringsfonds geheel of gedeeltelijk toe te wijzen aan de verlaging of afvlakking van de tarieven in het algemeen en/of aan de dekking van specifieke niet-beheersbare kosten. Het tariefreguleringsfonds mag in geen geval worden gebruikt om niet-gereguleerde activiteiten te subsidiëren of te financieren.
- Als het Tariff Regulation Fund een vordering heeft (exploitatietekort of malus) wanneer de DNB een tariefvoorstel voor de volgende regulatoire periode moet indienen, wordt deze vordering volledig toegevoegd aan de kosten die in de tarieven voor die regulatoire periode aan de klanten worden aangerekend. **Het is belangrijk om op te merken dat er momenteel een asymmetrie is tussen de behandeling van een schuld en een vordering, waarbij een vordering automatisch en volledig wordt aangerekend aan de netgebruikers, in tegenstelling tot een schuld, wat een probleem vormt.**
- In geval van afwijkingen van meer dan 10% van het goedgekeurde tariefbudget, geïdentificeerd in het kader van de ex-postcontroles, tussen de geraamde niet-beheersbare kosten en de werkelijke niet-beheersbare kosten, kan de distributienetbeheerder vanaf het derde jaar van elke regulatoire periode een aangepast tariefvoorstel indienen dat tot doel heeft deze afwijkingen geheel of gedeeltelijk weg te werken tijdens de rest van de regulatoire periode. Een dergelijk voorstel zou slechts door BRUGEL kunnen worden aanvaard voor zover de verschillen volgens BRUGEL van structurele aard zijn.
- In het kader van de controle *achteraf* kan BRUGEL, als bepaalde werkelijke niet-beheersbare kosten lager zijn dan 90% van deze geraamde kosten, aan de distributienetbeheerder vragen om een geactualiseerd tariefvoorstel in te dienen dat tot doel heeft de tarieven te verlagen en, indien nodig, de creatie van een tarifair evenwicht te beperken.

Er is dus geen systematisch vereffeningsmechanisme, behalve voor vorderingen, en er is geen systematisch mechanisme voor de vereffening van het tariefreguleringsfonds tijdens de regulatoire periode (bv. op jaarbasis). Bovendien is er geen mechanisme dat voorziet in een volledige vereffening aan het einde van de regulatoire periode.

Resultaten van de toepassing van de huidige beheermethode :

Een studie van de structuur van de schuld van Sibelga toont aan dat gemiddeld 58% van de schuld tussen 2017 en 2020 bestaat uit het saldo van de overlopende rekeningen, dat blijft stijgen. In het bijzonder blijkt uit het uittreksel uit de balansen van Sibelga dat de fondsen voor de regulering van de tarieven 99% van het saldo van de overlopende rekeningen voor hun rekening nemen in de periode 2017-2020.

Tabel 15. Uittreksel uit de balansen van Sibelga

€	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020	Aandeel in 2020
---	------------	------------	------------	------------	-----------------

Overlopende passiva - Verplichtingen	-206 946 649	-239 481 081	-254 183 015	-256 984 843	100%
Aan te rekenen bedrijfskosten	-1 260 000	0	-108	-7 385	0%
Financiële kosten	-1 955 107	-1 955 123	-1 950 511	-1 955 923	1%
Reguleringsfonds elektriciteitstarieven	-112 014 206	-123 279 889	-129 013 849	-130 556 608	51%
Reguleringsfonds gastarieven	-90 290 839	-112 893 572	-123 105 352	-122 790 038	48%
Facturering van te ontvangen subsidies	-1 097 602	-1 076 694	0	-1 576 199	1%
Verkoop - Werk namens derden	-262 009	-220 413	-50 133	-22 034	0%
Diverse verhuur	-16 815	-46 888	-63 062	-76 657	0%
Voorziening voor rente op Belfius-leningen	-50 071	-8 503	-	-	0%

Het Tariefreguleringsfonds van Sibelga vertegenwoordigt momenteel een aanzienlijke schuld aan de netgebruikers, die voortdurend toeneemt, met 25% tussen 2017 en 2020, om op 31 december 2020 € 253 miljoen te bereiken (elektriciteit en gas samen). Het Tariefreguleringsfonds lijkt dus een permanent financieringsmiddel te zijn dat door Sibelga wordt gebruikt om een deel van de GOR te financieren, aangezien de som van het eigen vermogen en de financiële schuld aanzienlijk lager is dan de waarde van de GOR (zoals voorgesteld in de analysenota van 3 mei 2022).

Daarnaast illustreert de internationale vergelijkende studie die we hebben uitgevoerd de unieke aanpak van Sibelga voor het beheer van reguleringsfondsen. We hebben een benchmark uitgevoerd van de cumulatieve tariefsaldi voor de elektriciteits- en gasdistributie, inclusief Sibelga, ORES, RESA, Enedis en GRDF. Met uitzondering van RESA bedraagt de verhouding van de tariefsaldi tot de bruto toegevoegde waarde niet meer dan 1,5% voor de verschillende spelers (elektriciteit of gas), terwijl deze voor Sibelga meer dan 20% bedraagt voor het jaar 2020. Bij de berekening van de verhouding tussen de tarifaire saldi en de toegestane inkomsten is het verschil tussen Sibelga en de andere distributienetbeheerders aanzienlijk: de tarifaire saldi blijven zeer krap voor ORES, Enedis en Ores (ratio's van minder dan 8,5% in 2020) en matig voor RESA (ratio's van minder dan 24% in 2020), terwijl voor Sibelga de constante toename van het Reguleringsfonds betekent dat de ratio vanaf 2018 meer dan 80% zal bedragen en 83,5% in 2020.

Deze opmerkingen doen de vraag rijzen naar de vereffening van het reguleringsfonds van Sibelga. Momenteel zijn er geen duidelijke regels voor de systematische vereffening van het Regulatory Fund, en de schuld aan de verbruikers neemt van jaar tot jaar alleen maar toe. Zelfs de recente prognoses voor het bedrag van het Regulatory Fund voor elektriciteit en gas tonen een aanzienlijke daling in de periode 2022-2024, vooral voor elektriciteit.

T ableau 16. Benchmark van de gecumuleerde tariefsaldi (=reguleringsfondsen in de zin van de tariefmethodologie van BRUGEL)

Gegevens op 31/12/N	Sibelga (Gaz+Elec)				ORES (elec)	ORES (gas)	RESA (elec)	RESA (gas)	Enedis	GRDF
	2017	2018	2019	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020
Gecumuleerde tariefsaldi/RA B	16,9%	19,7%	20,9%	20,6%	1,5%	1,4%	5,0%	3,5%	1,4%	0,1%

Gecumuleerde tariefsaldi/RA	69,6%	82,2%	83,0%	83,5%	6,9%	8,5%	20,7%	24,0%	5,3%	0,4%
-----------------------------	-------	-------	-------	-------	------	------	-------	-------	------	------

Conclusies:

Zoals geconcludeerd in het ontwerpmotivatie- en positioneringsverslag lijkt het saldo van de reguleringsfondsen buitensporig hoog. Het fonds vormt een belangrijke financieringsbron voor Sibelga, die geen kosten met zich meebrengt. Dankzij deze financieringsbron kon een deel van de GOR worden gefinancierd. De financieringsbron zonder kosten van het Reguleringsfonds houdt in dat de verbruikers Sibelga een kasvoorschot geven zonder dat ze daarvoor een rechtstreekse vergoeding ontvangen. De huidige tariefmethodologie introduceert een reguleringsfonds voor het gasvolume van tussen de 10 en 20 miljoen euro om de impact van het volume-effect op de tarieven af te vlakken. Bijgevolg draagt het mechanisme bij tot de instandhouding van een zeer hoog reguleringsfonds en kan het bijgevolg niet worden behouden om de reguleringsfondsen tot een redelijk niveau terug te brengen.

Men mag echter niet vergeten dat het doel van het Reguleringsfonds niet is om een financieringsinstrument te zijn waarover de DNB kan beschikken, maar om de geaccumuleerde tariefsaldi in evenwicht te brengen met het oog op de retrocessie, op bilaterale basis, van de verschuldigde bedragen tussen de DNB en de netgebruikers.

De huidige methodologie bevat geen duidelijke regel voor de vereffening van het saldo van het Fonds de Régulation en toont de noodzaak aan om het saldo van deze fondsen substantieel te vereffenen en een permanent mechanisme in te voeren dat de geleidelijke en systematische vereffening van het saldo van het Fonds de Régulation mogelijk maakt.

8.1.1 Benchmark-elementen

In dit deel worden benchmarkgegevens gepresenteerd voor een panel van landen en regio's waar verrekeningsregels zijn ingevoerd om de accumulatie van tariefsaldi tijdens een reguleringsperiode te voorkomen. De analyse richt zich op de methodologie die wordt gebruikt om tariefsaldi in deze regio's te beheren en presenteert de belangrijkste bijzonderheden.

Frankrijk :

In Frankrijk stelt de Commission de Régulation de l'Energie de tarieven vast voor TURPE 6 (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité voor de periode 2021-2024) en ATRD 6 (Accès des Tiers au Réseau de Gaz voor de periode 2020-2024). De tariefmethodologieën voorzien in een mechanisme voor de *ex-post* aanpassing van verschillen tussen werkelijke kosten en inkomsten en verwachte kosten en inkomsten via de rekening voor aanpassing van inkomsten en uitgaven (bekend als het CRCP). De bonussen en boetes die worden gegenereerd door mechanismen voor incentive-regulering worden ook gestort op of afgetrokken van de rekening voor inkomsten- en uitgavenaanpassing.

De regels voor de vereffening van de overlopende rekening in de tariefmethoden zijn als volgt:

- Het saldo van de overlopende rekening wordt elk jaar op 1 januari berekend. Het wordt verrekend over een periode van één jaar, van 1 augustus van het jaar N tot 31 juli van het jaar N+1 ;
- De aanpassing gebeurt binnen de limiet van een jaarlijkse tariefstijging van +/- 2% die met deze aanpassing gepaard gaat;

- Als deze drempel wordt bereikt, wordt het saldo van de overlopende rekening voor inkomsten en uitgaven die tijdens het betreffende jaar niet zijn verrekend, overgedragen naar het volgende jaar;
- Aan het einde van de tariefperiode wordt het geraamde saldo van de rekening voor aanpassing van baten en lasten in aanmerking genomen bij het vaststellen van de toegestane inkomsten voor de volgende periode en wordt het verrekend over 4 jaar. Het saldo van de overlopende rekening wordt daarom aan het begin van elke tariefperiode op nul gezet.

In Frankrijk is als onderdeel van de tariefmethodologie een systematische jaarlijkse vereffening van de inkomsten- en uitgavenaanpassingsrekening ingevoerd. Bovendien voorkomt de Commission de Régulation de l'Energie elke significante fluctuatie in de tarieven tijdens een tariefperiode door een tariefgroeitunnel te definiëren die beperkt is tot +/- 2%. Deze systematische verrekeningsregel kan worden gehandhaafd over opeenvolgende regulatoire periodes dankzij een verrekeningsmechanisme dat ook systematisch is aan het einde van de periode: het saldo van de inkomsten- en uitgavenaanpassingsrekening aan het einde van de periode wordt verrekend over 4 jaar en dus opnieuw op nul gezet aan het begin van elke tarifaire periode.

Luxemburg :

In de tariefmethodologie voor de periode 2021-2024 definieert het Institut Luxembourgeois de Régulation een mechanisme voor de systematische vereffening van het saldo van de regulatoire rekening van de betrokken DNB voor elk voltooid jaar. Het tariefsaldo ten laste van de regulatoire rekening wordt gedefinieerd als het verschil tussen de herziene maximaal toegestane inkomsten en de werkelijk gegenereerde inkomsten voor een voltooid jaar.

De maximaal toegestane inkomsten voor elk jaar van de regulatoire periode komen overeen met de som van de maximaal toegestane inkomsten voor alle spanningsniveaus en ondersteunende diensten, die worden gedefinieerd door de volgende formule :

$$MAR_t = RAV_t * WACC + D_t + CO_t + SPT_t + Q_t$$

Waarbij: t het jaar is, MAR_t de maximaal toegestane inkomsten in jaar t, RAV_t de waarde van de gereguleerde activa in jaar t, WACC de gewogen gemiddelde kapitaalkosten, D_t de som van de afschrijvingen in jaar t, CO_t beheersbare bedrijfskosten in jaar t, SPT_t specifieke posten waarmee rekening wordt gehouden in jaar t, Q_t de kwaliteitsfactor.

Voor het laatst afgesloten jaar zijn de volgende elementen herzien om het tarief vast te stellen dat ten laste komt van de regulatorische rekening:

- De verandering in de geharmoniseerde consumentenprijsindex en de verandering in de gemiddelde loonkosten (met name om het beheersbare kostentraject bij te werken);
- Kwantiteits- en kwaliteitsfactoren ;
- Het verschil tussen geactiveerde kosten die voortvloeien uit de boekhouding en toegestane geactiveerde kosten ;
- Afschrijving en rendement op kavelkapitaal gedefinieerd ;
- Afschrijving en rendement op kapitaal voor jaarlijkse investeringsprojecten ;
- Specifieke elementen (factor SPT_t).

Wanneer het saldo van de reserverekening voor jaar t-1 vervolgens minder dan -5% of meer dan +5% van het herziene maximaal toegestane inkomen bedraagt, wordt het teruggebracht tot de dichtstbijzijnde drempel door het maximaal toegestane inkomen voor jaar t+1 aan te passen. Deze systematische vereffeningregels maken het mogelijk om het saldo van de gereguleerde rekening

op een niveau tussen +/- 5% van de maximaal toegestane inkomsten te houden en zo een structureel onevenwicht in het saldo te vermijden.

Vlaanderen :

Voor de reguleringsperiode 2017-2020 heeft de VREG geen duidelijke regels ingevoerd voor de goedkeuring van reguleringsfondsen. In de praktijk werden vereffeningsbesluiten daarom ad hoc en per geval genomen. Voor de volgende regulatoire periode, die 2021-2024 bestrijkt, verandert de tariefmethodologie. De regulatoire rekeningen komen overeen met :

- Tariefsaldo van exogene kosten ;
- Saldo van endogene kosten gekoppeld aan het volume-effect ;
- Tariefbalans na indexering van endogene kostentrajecten door de relevante parameters, zoals inflatie, bij te werken.

Opgemerkt moet worden dat bonussen en malussen als gevolg van stimulerende reguleringsmechanismen niet zijn opgenomen in de reguleringsrekeningen.

De nieuwe tariefmethodologie voert regels in voor de systematische vereffening van de regulatoire rekeningen:

- Aanzuivering van regulatoire saldi tegen een tempo van 50% per jaar: het regulatoire saldo voor jaar N wordt aangezuiverd tegen een tempo van 50% in jaar N+2 en 50% in jaar N+3.
- Het saldo met betrekking tot de indexering van endogene kosten wordt ook verrekend aan een tempo van 50% per jaar, maar 50% wordt verrekend in jaar N+1 en 50% in jaar N+2.
- Het saldo van de regulatoire rekeningen aan het einde van de vorige regulatoire periode, d.w.z. 31 december 2020, wordt volledig vereffend over twee jaar, 50% in 2021 en 50% in 2022.

Net als in Frankrijk wordt het saldo van de regulatoire rekeningen aan het einde van de regulatoire periode volledig vereffend en vindt er elk jaar systematisch een vereffening plaats.

Wallonië :

In Wallonië beschrijft de tariefmethodologie 2019-2023 van de CWaPE de methode voor de berekening en de toewijzing van het totale jaarlijkse regulatoire saldo. Voor elektriciteit is de berekeningsformule als volgt⁹² :

$$SR_{total\ \acute{e}lectricit\acute{e}} = SR_{volume} + SRC_{non\ contr\acute{o}lables} + SR_{achat\ pertes} + SR_{achat\ client\grave{e}le} + SR_{achat\ CV} + SR_{ind\grave{e}n\acute{e}nit\acute{e}\ placement\ C\grave{a}B} + SRP_{non\ contr\acute{o}lables} + SR_{volume\ OSP} + SR_{marge\ \acute{e}quitable} + SR_{projets\ sp\acute{e}cifiques}$$

Met :

- SR_{volume} het regulatoire saldo met betrekking tot energievolumes berekend op basis van het verschil tussen de voorspelde volumes van gedistribueerde energie op het net en de werkelijke volumes;
- $SRC_{non\ contr\acute{o}lables}$ het regulatoire saldo met betrekking tot de niet-beheersbare operationele kosten, gebaseerd op het verschil tussen de verwachte niet-beheersbare operationele kosten opgenomen in het JV en de werkelijke niet-beheersbare operationele kosten;

⁹² De berekeningsformule voor gas is vergelijkbaar.

- $SR_{achat\ pertes}$ het regulatoire saldo met betrekking tot de kosten voor de aankoop van elektriciteit om de verliezen van het elektriciteitsnetwerk te dekken;
- $SR_{achat\ clientèle}$ het regulatoire saldo met betrekking tot de kosten van de inkoop van elektriciteit voor de levering aan de eigen klanten van het bedrijf;
- $SR_{achat\ CV}$ het regulatoire saldo met betrekking tot de kosten voor de aankoop van groenestroomcertificaten ;
- $SR_{indemnité\ placement\ C\grave{a}\ B}$ het regulatoire saldo met betrekking tot compensatie betaald aan commerciële leveranciers voor vertragingen bij het installeren van budgetmeters;
- $SRP_{non\ contrôlables}$ het regulatoire saldo met betrekking tot tot niet-beheersbare bedrijfsinkomsten;
- $SR_{volume\ OSP}$ het regulatoire saldo met betrekking tot de netto variabele kosten van de openbaredienstverplichtingen (alleen het verschil tussen de geraamde en de werkelijke netto variabele kosten van de openbaredienstverplichtingen wordt in aanmerking genomen voor het regulatoire saldo);
- $SR_{marge\ équitabile}$ het regulatoire saldo met betrekking tot de billijke winstmarge gebaseerd op het verschil tussen de verwachte billijke winstmarge berekend op basis van de gebudgetteerde GOR en de werkelijke billijke winstmarge berekend op basis van de werkelijke GOR;
- $SR_{projets\ spécifiques}$ met betrekking tot de nettokosten van specifieke projecten (alleen het verschil tussen de geraamde en de werkelijke variabele nettokosten "hoeveelheidseffect" voor elk specifiek project wordt in aanmerking genomen om het regulatiesaldo te bepalen).

Bovendien vormt het verschil tussen de geraamde beheersbare netto-exploitatiekosten en de werkelijke beheersbare netto-exploitatiekosten ten laste van de DNB een malus of bonus die deel uitmaakt van het boekhoudkundig resultaat van de DNB (met uitzondering van de variabele nettokosten met betrekking tot de openbaredienstverplichtingen, zoals hierboven uitgelegd).

De tariefmethodologie van de CWaPE voor 2019-2023 bepaalt dat de netbeheerder vanaf 2020 een deel van het regulatoire saldo van het jaar N-2 mag opnemen in het toegestane inkomen van het jaar N, om de regulatoire saldi geleidelijk te verdelen en te voorkomen dat ze zich opstapelen tijdens de regulatoire periode. Bovendien zal de netbeheerder, tenzij er een expliciete overeenkomst bestaat tussen de CWaPE en de netbeheerder, een voorschot toevoegen aan het gebudgetteerde toegestane inkomen voor de jaren 2019 tot 2022, zodat het resterende gecumuleerde regulatoire saldo voor de jaren 2008 tot 2014 kan worden vereffend.

Het ontwerp van tariefmethodologie voor het Waalse Gewest voor de regulatoire periode 2024-2028 maakt gebruik van hetzelfde vereffeningsmechanisme. Het ontwerp wijzigt echter de methode voor de berekening van het totale jaarlijkse regulatoire saldo door de invoering van een term "kwaliteit" (genaamd " $SR_{bonus\ restitué}$ ") die overeenstemt met de som van de bonussen en/of malussen die voortvloeien uit de prestaties van de DNB volgens kwaliteitsindicatoren die onderverdeeld zijn in zes categorieën: betrouwbaarheid, diensttijden, meetgegevens, gedecentraliseerde productie, tevredenheid en verliezen.

De vereffening van wettelijke fondsen in Wallonië is daarom het resultaat van een discretionaire aanpak; er zijn geen systematische vereffeningsregels van kracht.

Tabel 17. Overzicht van goedkeuringsregels

Land / Regio	Regels voor het aanzuiveren van het reguleringsfonds
--------------	--

Frankrijk	<p>De goedkeuring gebeurt systematisch voor elk jaar van de regulatoire periode, binnen de limiet van een tariefvariatie van +/- 2%.</p> <p>Tariefsaldi en bonussen/malus gekoppeld aan stimuleringsregelingen komen ten laste van de overlopende rekening.</p> <p>Het saldo van de overlopende rekening wordt volledig vereffend aan het einde van de regulatoire periode, over een periode van 4 jaar.</p>
Luxemburg	<p>Het saldo van de controlerekening voor het vorige jaar wordt systematisch vereffend als het de grens van +/- 5% van het herziene toegestane maximuminkomen overschrijdt.</p> <p>Indien nodig wordt het verrekend en teruggebracht naar de dichtstbijzijnde drempel door het maximaal toegestane inkomen voor jaar n+1 aan te passen.</p>
Vlaanderen	<p>Er is een systematische vereffening van 50% per jaar. Het regulatoire saldo voor jaar N wordt voor 50% verrekend in jaar N+2 en voor 50% in jaar N+3 (met uitzondering van het saldo dat verband houdt met de indexering van endogene kosten, dat voor 50% wordt verrekend in jaar N+1 en voor 50% in jaar N+2).</p> <p>Het saldo van de regulatoire rekeningen wordt volledig verrekend aan het einde van de vorige regulatoire periode (d.w.z. 31 december 2020). Het saldo wordt over twee jaar verrekend, 50% in 2021 en 50% in 2022.</p>
Wallonië	<p>Er werd geen systematische vereffeningsregel ingevoerd. Vanaf het 2^{eme} jaar van de huidige regulatoire periode zal de DNB een deel van het regulatoire saldo van jaar N-2 kunnen opnemen in de toegestane inkomsten van jaar N, om de regulatoire saldi geleidelijk toe te wijzen.</p>

8.1.2 Voorgestelde nieuwe regels voor het beheer van tariefsaldi

Het beheer van de tarifaire saldi moet evolueren om een antwoord te bieden op de problemen die ontstaan door de huidige situatie van de reguleringsfondsen van Sibelga, namelijk :

- De huidige reguleringsfondsen terugbrengen tot een beperkt niveau in overeenstemming met de internationale beste praktijken;
- vanaf 2025 systematisch en permanent de reguleringsfondsen vereffenen tijdens de periode, naast de vereffening van de fondsen op 31/12/24, om ervoor te zorgen dat de bedragen die de DNB verschuldigd is aan de gebruikers en omgekeerd op regelmatige basis symmetrisch worden doorgegeven en zo een herhaling van de huidige situatie te vermijden.

Rekening houdend met de analyse van het huidige model, de benchmarkelementen en de verzoeken van BRUGEL, wordt de in de volgende paragrafen beschreven methode voor het beheer van de tariefsaldi voorgesteld.

8.1.2.1 Definitie van de rubrieken van het Tariefreguleringsfonds

Om een specifieke toewijzing van de verschillende tariefsaldi aan de verschillende tarieven van Sibelga mogelijk te maken, wordt de behandeling van de tariefsaldi opgesplitst in vier kostencategorieën: gebruik van het net, openbare dienstverplichtingen (ODV), toeslagen en transmissie.

Rubriek tariefreguleringsfonds :

De tariefsaldi voor deze vier kostencategorieën worden afzonderlijk behandeld, met een specifieke rubriek voor toegestane inkomsten, tarieven en reguleringsfondsen voor elke categorie. De tariefreguleringsfondsen voor elektriciteit en gas zijn dus onderverdeeld in 3 afzonderlijke rubrieken:

- De rubriek "Gebruik van het netwerk", waaraan het saldo van de beheersbare kosten en de saldi van de niet-beheersbare kosten met betrekking tot het gebruik van het netwerk worden toegewezen;
- De rubriek "Openbare dienstverplichtingen (ODV)", waaraan het saldo van de niet-beheersbare kosten voor openbare dienstverplichtingen wordt toegewezen;
- Vervoer", waaraan het saldo van de niet-beheersbare kosten met betrekking tot vervoer wordt toegerekend.

Deze regels zorgen ervoor dat bij de vereffening van een rubriek enkel het overeenstemmende tarief wordt beïnvloed: het vereffende bedrag van de rubriek "Gebruik van het net / ODV / Toeslagen" wordt uitsluitend toegewezen aan de tarieven "Gebruik van het net / ODV / Toeslagen". Voor de vereffening van de huidige saldi worden de saldi die ondubbelzinnig kunnen worden toegewezen aan een van de 3 rubrieken, toegewezen aan die rubriek, terwijl de andere volledig worden toegewezen aan de rubriek "Gebruik van het net".

De "beheersbare kosten" tariefbalans :

Onder het TOTEX-inkomstenplafondmodel, dat uitgaat van een 100%-deling, zijn de regels voor het toewijzen van het saldo van "beheersbare kosten" in de huidige methodologie niet langer van toepassing.

Het verschil tussen de beheersbare kosten die *achteraf* worden herzien door rekening te houden met de reële inflatie en de beheersbare kosten in de begroting wordt volledig toegewezen aan het reguleringsfonds voor de elektriciteits- en gastarieven.

8.1.2.2 Regel nr. 1: Goedkeuring van alle bestaande gereguleerde fondsen tijdens de volgende regulatoire periode(n)

Gezien de buitensporig hoge bedragen van de huidige reguleringsfondsen, moet de totale vereffening van de reguleringsfondsen die bekend is op 31/12/N, waarbij N het laatste jaar van de referentieperiode is, worden bereikt door een te grote en kortstondige variatie van de tarieven te vermijden en door, voor gas, rekening te houden met de impact op het tarief voor het gebruik van het gasnet van de uitzonderlijke maatregelen met betrekking tot de behandeling van gestrande gasactiva, die momenteel worden gedefinieerd.

Er moet worden bepaald of de totale vereffening ervan alleen moet plaatsvinden voor de periode 2025-2029 of voor meerdere perioden, gezien de overeenkomstige impact op de periodieke tarieven van Sibelga.

Ervan uitgaande dat elk van de volgende twee regulatoire periodes 5 jaar zal duren (aangezien het de bedoeling is een stabiel en duurzaam TOTEX-inkomstenplafondmodel vast te stellen, mag de lengte van de regulatoire periode niet veranderen van de ene periode tot de volgende), en zonder vooruit te

lopen op andere discussies, rekening houdend met de totale vereffening van het bedrag van de regulatoire fondsen gekend op 31/12/20 over één regulatoire periode (2025-2029) of over twee regulatoire periodes (2030-2024), zou de orde van grootte van de impact op de totale inkomsten uit tarieven en toeslagen (bestaande uit de inkomsten uit tarieven en toeslagen inbegrepen in de tarifaire facturatie) als volgt zijn:

- Een volledige lineaire vereffening van de regulatoire fondsen over een regulatoire periode van 5 jaar resulteert in een geschatte gemiddelde impact van -11,73% op de elektriciteitsinkomsten, gebaseerd op de totale inkomsten van 2021 tot 2024 zoals aangegeven door Sibelga in het Model Electricity Report 2020 - 2024, en van -22,81% op de gasinkomsten, gebaseerd op de totale inkomsten van 2021 tot 2024 zoals aangegeven door Sibelga in het Model Gas Report 2020 - 2024 (zie tabel 13).
- Een volledige lineaire vereffening over een periode van 10 jaar resulteert in een gemiddelde impact van -5,86% op de elektriciteitsinkomsten en -11,40% op de gasinkomsten (zie tabel 14).

De impact van een volledige vereffening tijdens de volgende regulatoire periode is aanzienlijk en kan overdreven lijken. **BRUGEL plant daarom een lineaire vereffening van het huidige saldo van de Regulatory Funds over de twee volgende regulatoire periodes door 50% van het saldo tijdens de volgende regulatoire periode en 50% tijdens de volgende te vereffenen. Er moet echter worden opgemerkt dat de extra kosten die door BRUGEL zullen worden aanvaard in de toegestane inkomsten 2025-2029 het effect van de hierboven beschreven tariefverlaging zullen verminderen.**

Tabel 18. Impact van de vereffening van het saldo op 31/12/2020 van de elektriciteits-RF

In € miljoen	2021	2022	2023	2024
Totale elektriciteitsopbrengst	215 443 040	220 313 291	225 299 219	230 265 957
Lineaire vereffening van het elektriciteits-FFR op 31/12/2020 over 5 jaar	- 26 111 322	- 26 111 322	- 26 111 322	- 26 111 322
Impact in % op totale omzet	-12,12%	-11,85%	-11,59%	-11,34%
Lineaire vereffening van het elektriciteits-FFR op 31/12/2020 over 10 jaar	- 13 055 661	- 13 055 661	- 13 055 661	- 13 055 661
Impact in % op totale omzet	-6,06%	-5,93%	-5,79%	-5,67%

Tabel 19. Impact van de vereffening van de balans op 31/12/2020 van het gas RF

In € miljoen	2021	2022	2023	2024
Totale gasopbrengsten	107 310 456	106 452 834	107 145 178	109 882 596
Lineaire vereffening van het gas FR op 31/12/2020 over 5 jaar	- 24 558 008	- 24 558 008	- 24 558 008	- 24 558 008
Impact in % op totale omzet	-22,89%	-23,07%	-22,92%	-22,35%
Lineaire vereffening van het gas FR op 31/12/2020 over 10 jaar	- 12 279 004	- 12 279 004	- 12 279 004	- 12 279 004
Impact in % op totale omzet	-11,44%	-11,53%	-11,46%	-11,17%

Opgemerkt moet worden dat het saldo van de reguleringsfondsen de afgelopen jaren is toegenomen en dat het totale bedrag dat aan het einde van de huidige periode moet worden goedgekeurd waarschijnlijk groter zal zijn dan het saldo op 31 december 2020, afhankelijk van de gebruikte referentieperiode (zoals beschreven in punt [8.1.2.4.](#)).

Omgaan met specifieke gasvereisten :

Voor gas behoudt BRUGEL zich het recht voor om een deel van het gasreguleringsfonds gekend op 31/12/N niet te vereffenen volgens de eerder beschreven methode, om de tariefimpact verbonden aan de uitzonderlijke mechanismen voor de behandeling van gestrande gasactiva voorgesteld door Haulogy voor BRUGEL te minimaliseren.

In feite lijkt het verstandig om een deel van het huidige gasreguleringsfonds (dat het netgebruikstarief neigt te verlagen) af te betalen op hetzelfde moment als de maatregelen om de gestrande gasactiva aan te pakken (die het netgebruikstarief neigen te verhogen). Haulogy stelt in feite voor om vanaf 2025 geen toeslagen meer te activeren (hier gedefinieerd in de zin van geactiveerde directe/indirecte operationele kosten en niet in de zin van de definitie van toeslagen in de huidige tariefmethodologie: ISOC-toeslag, wegentol, enz.)

Het deel van het Gasreguleringsfonds op 31/12/N dat zal worden gereserveerd om deze maatregelen te begeleiden, hierna FR_{SA} genoemd (en dat dus zal worden aangezuiverd op een gesynchroniseerde manier met het optreden van de door deze maatregelen veroorzaakte extra kosten), zal door BRUGEL worden vastgelegd in de tariefmethodologie. Het overblijvende deel van het Reguleringsfonds Gas op 31/12/24, hierna FR_{Non SA} genoemd, zal systematisch worden vereffend op dezelfde manier als het Reguleringsfonds Elektriciteit, volgens de hierboven beschreven methode.

8.1.2.3 Regel nr. 2: Systematische goedkeuring in de periode 2025-2029

Zoals hierboven vermeld, bestaan er momenteel geen duidelijke regels voor de systematische vereffening van de tariefsaldi van Sibelga, in tegenstelling tot andere Europese landen/regio's. Systematische vereffeningregels moeten ervoor zorgen dat de bedragen die verschuldigd zijn door de distributienetbeheerder of door de netgebruikers op regelmatige basis worden uitbetaald. Het is ook belangrijk om de omvang van de tariefschommelingen als gevolg van deze vereffeningregels te beperken om een zekere tariefstabiliteit voor de netgebruikers te verzekeren tijdens de regulatoire periode.

Daartoe wil BRUGEL, naast de uitzonderlijke afstemming beschreven in de vorige paragraaf, een systematische jaarlijkse afstemming achteraf invoeren van het bedrag van het Fonds voor de Regulering van de Tarieven Elektriciteit/Gas voor het gedeelte dat overeenstemt met de tariefsaldi gegenereerd vanaf het jaar N+1⁹³, waarbij N het laatste jaar van de referentieperiode is, binnen de limiet van een bedrag dat overeenstemt met +/- Y% van de maximaal toegestane inkomsten exclusief ODV's en transport voor elektriciteit/gas van het jaar waarop deze afstemming wordt toegepast.

Y is een parameter in het reguleringsmodel die de amplitude van de tariefvariatie als gevolg van de afstemming beperkt, en kan waar nodig worden gedifferentieerd tussen elektriciteit en gas. Hij wordt uiteengezet in de tariefmethodologie. De Franse regulator past bijvoorbeeld een Y-factor van +/- 2% toe.

Dit mechanisme combineert het dubbele voordeel van systematische vereffening en controle van tariefschommelingen, in het bijzonder voor gas, aangezien de tariefbalansen voor gas bijzonder gevoelig zijn voor het volume-effect, gezien de temperatuurgevoeligheid van het gasverbruik (in 2014 bijvoorbeeld, het warmste jaar dat ooit in België werd opgetekend, bedroeg de verhouding van het "Saldo tussen volumes en AR" 15,50%, terwijl deze verhouding in 2018 -6,34% bedroeg). Dit mechanisme vereffent dus de impact van de volumegerelateerde prijszetting. Het is ook een bijzonder eenvoudig mechanisme om toe te passen.

⁹³ Voor gas, exclusief het deel dat is bestemd voor opruiming in verband met maatregelen voor gestrande activa

Deze systematische vereffeningsregel is afzonderlijk van toepassing op elk van de drie rubrieken waaruit het reguleringsfonds bestaat: "Gebruik van het net", "Openbardienstverplichtingen (ODV)" en "Transmissie".

Er moet worden opgemerkt dat de tariefsaldi gegenereerd tijdens de jaren N+1 tot 2024 (de huidige regulatoire periode) dus onder dit mechanisme zullen worden verrekend.

Afwijking

BRUGEL kan, na overleg met Sibelga, beslissen om af te wijken van de regels voor de toewijzing en de vereffening van de saldi, mits motivering. Deze afwijkingsmogelijkheid is van toepassing op alle principes die regel nr. 2 definiëren die in deze sectie wordt voorgesteld.

Na overleg met de netwerkexploitant is de aanpak in die mate geëvolueerd dat eerst een onderling afgestemde aanpak wordt overwogen en, bij gebrek aan overeenstemming, de regel automatisch van toepassing is.

8.1.2.4 De SR-term bepalen.

Voor elektriciteit is de SR_t component van de maximaal toegestane begrotingsontvangsten voor elk van de jaren 2025 tot en met 2029 gelijk aan :

$$SR_t = SR_{t, pre (N+1)} + SR_{t, post (N)}$$

Met :

- N: het laatste jaar van de referentieperiode waarvoor het bedrag van de aan het reguleringsfonds toegewezen tariefsaldi bekend is (N=2022)
- $SR_{t, pre (N+1)}$: het deel van het bedrag in het reguleringsfonds op 31/12 van jaar N dat wordt toegewezen aan de toegestane ontvangsten in jaar t, berekend volgens de hierboven beschreven regel nr. 1.
- $SR_{t, post (N)}$: het deel van het bedrag van het reguleringsfonds exclusief het Reliquat dat wordt toegewezen aan de toegestane inkomsten van jaar t, berekend in t-1 overeenkomstig de hierboven beschreven regel nr. 2. Wanneer de ex-ante RMA wordt vastgesteld voor de volledige periode 2025-2029, wordt $SR_{t, post (N)}$ op 0 vastgesteld.

$$SR_{t, pre (N+1)} = [FR(31/12/N)] / [NBP * 5]$$

Met :

- $FR(31/12/N)$: het bedrag van het reguleringsfonds aan het einde van de referentieperiode
- NBP: het aantal reguleringsperiodes gekozen door BRUGEL in het kader van regel nr. 1, die wordt gespecificeerd in de tariefmethodologie.

Wanneer de ex-ante RMA wordt vastgesteld voor de volledige periode 2025-2029, wordt $SR_{t, post (N)}$ vastgesteld op 0. $SR_{t, post (N)}$ wordt in t-1 herzien om het tarief voor jaar t, s

Voor gas is de SR_t component van de maximaal toegestane begrotingsontvangsten voor elk van de jaren 2025 tot 2029 gelijk aan :

$$SR_t = SR_{t, vóór (N+1)} + SR_{t, na(N)} + SR_{t, SA}$$

Met :

- N: het laatste jaar van de referentieperiode waarvoor het bedrag van de aan het reguleringsfonds toegewezen tarifaire saldi bekend is (N=2022 of 2023 afhankelijk van de datum waarop Sibelga haar tariefvoorstel opstelt)
- $SR_{t, pre (N+1)}$: het deel van het bedrag in het reguleringsfonds op 31/12 van jaar N dat wordt toegewezen aan de toegestane inkomsten van jaar t, berekend volgens de hierboven beschreven regel nr. 1, exclusief het deel dat wordt gereserveerd voor begeleidende maatregelen in verband met gestrande activa.
- $SR_{t, post (N)}$: het deel van het bedrag van het reguleringsfonds, exclusief de Reliquat, dat wordt toegewezen aan de toegestane inkomsten van jaar t, berekend volgens de hierboven beschreven regel nr. 2 voor gas (vereffening over maximaal 3 jaar). Wanneer de ex-ante RMA voor de volledige periode 2025-2029 wordt vastgesteld, wordt $SR_{t, post (N)}$ op 0 vastgesteld.
- $SR_{t, SA}$: het deel van het bedrag in het reguleringsfonds op 31/12 van jaar N dat is gereserveerd voor begeleidende maatregelen voor gestrande activa ($FR_{SA} (31/12/N)$) toegewezen aan toegestane inkomsten voor jaar t

$$SR_{t, pre (N+1)} = [FR_{Non SA}(31/12/N)] / [NBP * 5]$$

Met :

- $FR_{Non SA}(31/12/N)$: het werkelijke bedrag van het reguleringsfonds aan het einde van de referentieperiode, exclusief het deel dat is gereserveerd voor maatregelen in verband met gestrande activa:

$$FR_{Non SA}(31/12/N) = FR(31/12/N) - FR_{SA} (31/12/N)$$

- NBP: het aantal reguleringsperiodes gekozen door BRUGEL in het kader van regel N°1, die wordt gespecificeerd in de tariefmethodologie.

9 Efficiëntiefactor

9.1 Huidige situatie

Onder de tariefmethodologieën 2020-2024 voor elektriciteit en gas evolueert de bovengrens van de beheersbare kosten, die enkel de werkingskosten omvatten, tijdens de regulatoire periode in lijn met de inflatie en een efficiëntiefactor E als volgt:

$$C_t^B = C_1^B \times I b_t \times (1 - E)^{t-1}$$

Waar:

- t kan de waarden 2, 3, 4 en 5 aannemen, die respectievelijk overeenkomen met het tweede, derde, vierde en vijfde jaar van de reguleringsperiode;
- C_t^B de totale gebudgetteerde beheersbare kosten voor jaar t van de reguleringsperiode;
- $I b_t$ de prognose van het Federaal Planbureau van de cumulatieve inflatieverandering tussen het eerste jaar van de reguleringsperiode en het jaar t ;
- E is de efficiëntiefactor, vastgesteld op 0,75% voor de volledige tariefperiode.

De efficiëntiefactor is dus identiek voor elektriciteit en gas en leidt tot een cumulatieve vermindering van de maximaal beheersbare kosten met ongeveer 3% over de periode, exclusief inflatie. Deze efficiëntiefactor werd vastgesteld om een redelijke stimulans te bieden om de efficiëntie van de beheersbare OPEX van de DNB te verbeteren.

De efficiëntiefactor van 0,75%/jaar, enkel toegepast op beheersbare OPEX, is identiek aan de efficiëntiefactor voor de huidige periode en is een redelijk cijfer: Hij is meer bepaald zeer coherent met het gemiddelde van de individuele efficiëntiefactoren die de CWaPE heeft toegekend aan de Waalse distributienetbeheerders voor elektriciteit en gas voor de periode 2025-2029, die gelijk is aan 0,74%, en hij is lager dan het gemiddelde van de efficiëntiefactoren die de CWaPE heeft toegekend aan de distributienetbeheerders ORES en RESA, die gelijk is aan -0,85%, waarbij ORES en RESA de twee Waalse distributienetbeheerders zijn met een vergelijkbare omvang als SIBELGA en ook elektriciteit en gas zoals SIBELGA.

9.2 Voorgestelde methodologie voor de efficiëntiefactor

In de context van stimuleringsregulering van het type inkomstenlimiet is het de standaardpraktijk van de regelgever om een efficiëntiefactor, toegepast op beheersbare kosten, op te nemen in de formule voor het vaststellen van de maximaal toegestane inkomsten. Een dergelijke efficiëntiefactor wordt bijvoorbeeld gebruikt in de TOTEX revenue cap-regelgeving in het Waals Gewest (voor elektriciteit en gas), in Vlaanderen (voor elektriciteit en gas), in Duitsland (voor elektriciteit en gas) en in Spanje.

Rekening houdend met de substantiële wijzigingen die worden teweeggebracht door de tariefmethodologieën 2025-2029 zoals tot op heden besproken door BRUGEL met SIBELGA, stelt BRUGEL een pragmatische aanpak voor in lijn met de tariefmethodologieën 2020-2024 voor wat betreft de aanwezigheid en de vaststelling van een efficiëntiefactor, als volgt:

- BRUGEL wenst een efficiëntiefactor te behouden in de formule voor de evolutie van de maximaal toegestane inkomsten, in overeenstemming met de huidige reguleringspraktijk en de logica van een incentive reguleringsmodel met inkomstenlimiet.

- BRUGEL beveelt aan om dezelfde efficiëntiefactor voor elektriciteit en gas te behouden voor de periode 2025-2029 als voor de periode 2020-2024, namelijk 0,75%. De beslissing om hetzelfde cijfer te behouden, is ingegeven door stabiliteitsoverwegingen en door het feit dat dit gematigde cijfer overeenstemt met een typisch niveau van jaarlijkse productiviteitsverbetering dat elke industrie kan nastreven.
- De doelmatigheidsfactor is alleen van toepassing op BAU beheersbare OPEX. De voorgestelde efficiëntiefactor van 0,75% is dus niet van toepassing op de BAU-afschrijving⁹⁴, ook al maakt die deel uit van de beheersbare BAU-kosten. Deze benadering is ingegeven door het feit dat de manoeuvreerruimte van SIBELGA met betrekking tot de optimalisering van haar BAU-afschrijvingen (exclusief inflatie) beperkt is tot de nieuwe investeringen over de periode 2025-2029 (de afschrijvingen met betrekking tot de investeringen gedaan vóór 2025 zijn in feite onderworpen aan mechanische beperkingen) en BRUGEL wenst SIBELGA niet te beperken met betrekking tot haar nieuwe BAU-investeringen die verder gaan dan de inflatie, in een context waarin SIBELGA de energietransitie moet vergemakkelijken. Het is ook belangrijk om op te merken dat alle werkingskosten en afschrijvingen die deel uitmaken van de eventuele meerkosten, in het bijzonder die met betrekking tot de projecten voor slimme meters en slimme netten, niet onderworpen zijn aan de efficiëntiefactor.
- Vanuit het oogpunt van de formule voor de ontwikkeling van de maximaal toegestane inkomsten wordt niettemin aanbevolen om de uiteindelijke efficiëntiefactor E toe te passen op alle beheersbare BAU-kosten, waarvoor deze naar beneden moet worden bijgesteld ten opzichte van het cijfer 0,75%, zodat het bedrag van de gevraagde productiviteitsverbetering overeenkomt met 0,75% van de beheersbare BAU-OPEX, d.w.z. :

$$E = 0,75 \% \times \frac{CGOPEXBAU_{2025}}{CGBAU_{2025}}$$

Met :

- $CGBAU_{2025}$ beheersbare kosten BAU 2025 :

$$CGBAU_{2025} = CGOPEXBAU_{2025} + CGCAPEXBAU_{2025}$$

- $CGOPEXBAU_{2025}$ het OPEX-gedeelte van BAU 2025 beheersbare kosten
- $CGCAPEXBAU_{2025}$ het afschrijvingsdeel van beheersbare kosten BAU 2025

E kan daarom worden vastgesteld zodra de initiële BAU beheersbare kosten zijn berekend.

⁹⁴ Inclusief bijzondere waardeverminderingen met betrekking tot ontmanteling

10 Niet-financiële prestatieprikkel

10.1 Context en doelstellingen :

De invoering van incentiveregulering op basis van niet-financiële prestaties is bedoeld om de distributienetbeheerder in staat te stellen om distributienetgebruikers (DSU's) en markspelers een hoog kwaliteitsniveau van dienstverlening te bieden in een voortdurend veranderende omgeving, met name als gevolg van de geleidelijke uitrol van energietransitiemaatregelen.

Tegen deze achtergrond zal de energiemarkt naar verwachting aanzienlijke veranderingen ondergaan in de jaren waarop de 2025-2029-methodologie betrekking heeft, met drie belangrijke kenmerken:

- De toenemende elektrificatie van URD's, vooral voor mobiliteit en verwarming;
- De geleidelijke vermindering van de frequentie van stroomoproepen door DSU's, voornamelijk door de natuurlijke synchronisatie van bepaalde vormen van gebruik (PV-productie, verwarming of het opladen van EV's op het werk of thuis) of gegenereerd door een externe stimulator via prijssignalen van de markt, met name voor flexibele vormen van gebruik;
- De toegenomen behoefte aan gegevens met een toereikende kwaliteit, een fijnere granulariteit en een hogere communicatiefrequentie naar de markt, om de goede werking van de energiemarkt en meer in het bijzonder het elektriciteitssysteem te garanderen.

Om het hoofd te bieden aan de uitdagingen die deze ontwikkeling met zich meebrengt en om de energietransitie tot een succes te maken, wordt de distributienetbeheerder opgeroepen om een betere servicekwaliteit aan te bieden aan de distributienetbeheerders en de markspelers. Met dit in het achterhoofd heeft BRUGEL de volgende drie aanmoedigingsmechanismen onderzocht:

I. Stimuleringsmechanisme voor SmartGrid :

In haar advies van 31 mei 2022⁹⁵ heeft BRUGEL, op basis van studies die werden besteld bij externe adviesbureaus⁹⁶, de transformatie van het elektriciteitsnet in een "SmartGrid" aanbevolen door middel van structurele hervormingen op basis van nieuwe paradigma's. Deze transformatie moet gericht zijn op alle componenten van het net (Data, Operations en Assets) om de uitwisselingen binnen de markt te vergemakkelijken en ze goedkoper, zonder vooroordelen en zonder vertraging te maken. Op die manier zou het, dankzij de SmartGrid-functionaliteiten, mogelijk zijn om de

⁹⁵ Voor meer details nodigt BRUGEL de lezer uit om de initiatiefnota te raadplegen over de integratie in het net van private oplaadpunten voor elektrische voertuigen en de toegang, deelname en ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten op het laagspanningsdistributienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest:
<https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2022/fr/AVIS-354-REFORMES-FLEXIBILITE-FINAL.pdf>.

⁹⁶ **VITO-studie: Analyse van het kader met betrekking tot de flexibiliteitsmarkt** : Het doel van deze studie was het onderzoeken van het wettelijk, reglementair en regelgevend kader van de flexibiliteitsmarkt, om ;

Studie Deplasse & Associés: Definitie van een compensatiemechanisme door de DNB : Het doel van deze studie was het definiëren van een compensatiemechanisme in geval van beperking of onderbreking van een flexibiliteitsdienst door de netbeheerder in strijd met eerder bepaalde voorwaarden.

integratie van nieuwe toepassingen in het elektriciteitsnet te garanderen, en meer bepaald oplaadpunten voor elektrische voertuigen. In hetzelfde advies beveelt BRUGEL de DNB aan om een ambitieus stappenplan uit te voeren voor de transformatie van zijn net in een smart grid. Dit stappenplan moet worden vertaald in een realistisch en doeltreffend actieplan, met een tijdschema dat compatibel is met de verwachte uitdagingen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Het doel van dit stappenplan is om de distributienetbeheerder in staat te stellen zijn rol als marktfacilitator ten volle te spelen door marktoperaties op zijn net mogelijk te maken tegen lagere kosten, zonder vooroordelen en zonder vertraging. Op basis van dit stappenplan wil BRUGEL een stimuleringsmechanisme invoeren om de uitvoering van SmartGrid-projecten en de verwezenlijking van de doelstellingen die van deze projecten worden verwacht, te garanderen.

2. Stimuleringsmechanisme voor slimme meters :

BRUGEL wenst de plaatsing van slimme meters in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest aan te moedigen om de energietransitie te vergemakkelijken en de werking van de markt te verbeteren. Concreet gaat het vooral om het maximaliseren van het aantal geïnstalleerde slimme meters in de door de ordonnantie voorziene gevallen die de energietransitie bevorderen, het minimaliseren van de installatietijd en het tot stand brengen van end-to-end communicatie met de markt om de nieuwe diensten te activeren.

3. Stimuleringsmechanisme voor de kwaliteit van de dienstverlening :

De distributienetbeheerder speelt een centrale rol op de elektriciteits- en gasmarkt, met name door de aard en de veelheid van zijn taken, waaronder het beheer van het net, het beheer van de uitwisselingen met de markt en het beheer van de relaties met de distributienetbeheerders. In eerste instantie heeft BRUGEL de mogelijkheid overwogen om een incentivemechanisme in te voeren dat alle taken van de distributienetbeheerder omvat, met bijzondere aandacht voor het beheer van de operaties in verband met de slimme meters en de IT-interfaces met de distributienetbeheerders en de markt. Het doel van dit mechanisme was de kwaliteit van de diensten van de DNB te verbeteren in de volgende vier domeinen:

- **Volledigheid:** de dekkinggraad van diensten meten in termen van het aantal betrokken DSU's of het aantal geactiveerde diensten onder de regelgevende diensten;
- **Responsiviteit:** om de tijdigheid te beoordelen waarmee diensten worden geleverd aan het contract of aan de DSU;
- **Nauwkeurigheid:** om te meten of aan de URD- of marktverzoeken wordt voldaan;
- **Beschikbaarheid:** om de continuïteit van netwerktoegang te meten.

Rekening houdend met de besprekingen met SIBELGA en met alle doelstellingen die in de methodologie zijn vastgelegd, heeft BRUGEL beslist om in twee fasen te werk te gaan:

- Voor de tariefperiode 2025-2029, de invoering van een stimuleringsmechanisme voor de kwaliteit van diensten beperkt tot de kwaliteit van de elektriciteits- en gasdistributie (SAIDI/SAIFI) met een bonus/malussysteem;
- Vaststelling, via een BRUGEL-besluit, van de lijst van KPI's waarover moet worden gerapporteerd tijdens de tariefperiode 2025-2029. Vervolgens zou een incentive-regulering (bonus/malus) op basis van deze KPI's kunnen worden ingevoerd voor de periode 2030-2034.

10.2 Richtlijnen voor het definiëren van stimuleringsmechanismen voor niet-financiële prestaties:

Vóór de invoering van de drie hierboven vermelde aanmoedigingsmechanismen heeft BRUGEL de volgende richtlijnen aangenomen:

- Stimuleringsregelingen moeten gebaseerd zijn op duidelijke, transparante, openbare, objectieve en in overleg met de betrokken belanghebbenden opgestelde governanceregels.
- Het algemene doel van deze mechanismen is de distributienetbeheerder aan te moedigen om oplossingen te implementeren die gebaseerd zijn op nieuwe communicatie- en informatietechnologieën en om doeltreffende, efficiënte en innovatieve beheermethodes te ontwikkelen om rekening te houden met de huidige en toekomstige behoeften van de markt en de distributienetbeheerders. De DNB wordt dus niet aangemoedigd om via deze mechanismen de gewenste prestaties te bereiken ten nadele van een rationeel gebruik van de middelen waarover hij beschikt;
- De prestatie-indicatoren moeten het mogelijk maken om de niet-financiële prestaties van de DNB te beoordelen voor de operaties die BRUGEL als prioritair beschouwt voor de volgende tariefperiode;
- De prestatiedrempels of -trajecten die voor elke geselecteerde indicator moeten worden vastgesteld, moeten worden bepaald op basis van objectieve criteria, waarbij voornamelijk rekening wordt gehouden met :
 - Indien relevant, beschikbare historische gegevens, volledig of onvolledig, voor de geselecteerde indicatoren;
 - Regelgevingsdoelstellingen die zijn vastgelegd in de tariefmethodologie of die worden weerspiegeld in de technische voorschriften, met name de goede werking van de markt,
 - De ambities van de regio voor een succesvolle energietransitie.
- De volledige lijst van indicatoren (aanmoediging of opvolging) moet worden opgesteld voor het begin van de tariefperiode, maar bepaalde indicatoren kunnen van kracht worden tijdens de periode om rekening te houden met wijzigingen in de regelgevende context (tarieven en technische voorschriften) of de behoefte aan een langere periode voor de implementatie van de indicatoren;
- Stimuleringsmechanismen moeten flexibele regels en procedures bevatten om met uitzonderlijke situaties om te gaan, zoals COVID, of om bepaalde indicatoren later van kracht te laten worden;
- De minimale rapporteringsvereisten en de procedure voor de goedkeuring van de verkregen resultaten voor de indicatoren moeten duidelijk worden gespecificeerd. Vóór eind maart 2024 kan BRUGEL echter het rapporteringskader vastleggen voor alle indicatoren die zijn voorzien in het stimuleringsmechanisme betreffende de kwaliteit van de dienstverlening van de distributienetbeheerder;

10.3 SmartGrid stimuleringsregeling:

10.3.1 Context

De energiemarkt wordt momenteel geconfronteerd met een aantal veranderingen en diepgaande verschuivingen in de paradigma's die de distributienetwerken en de organisatie van de energiemarkt regelen, om de energietransitie naar koolstofneutraliteit tegen 2050 te ondersteunen, zoals gevraagd op Europees en regionaal niveau. Hoewel de technische en technologische oplossingen bestaan, laten het huidige distributienetwerk en marktmodel niet toe om deze overgang snel en doeltreffend te implementeren.

Aangezien de distributienetten niet vanaf het begin werden ontworpen om een groot aantal gedecentraliseerde producties en flexibele belastingen (huishoudelijke batterijen, elektrische voertuigen, elektrische verwarmingstoestellen, enz. Om de doelstellingen van de energietransitie te bereiken, is dus een ingrijpende transformatie van de distributienetwerken nodig, in termen van planning en beheer, om een succesvolle en zelfs rendabele integratie van het elektriciteitssysteem te garanderen. Deze transformatie moet voornamelijk gebaseerd zijn op aangesloten apparatuur die geïnstalleerd is in alle segmenten van het distributienetwerk (van het SCADA⁹⁷ tot de individuele meters van de eindklanten).

Met dit in gedachten is de ontwikkeling van een intelligent netwerk essentieel en urgent, gezien de doorlooptijden voor het implementeren van IT-oplossingen voor dynamisch netwerkbeheer.

10.3.1.1 Wettelijk kader :

Artikel 7 §1 van de elektriciteitsordonnantie^{er} bepaalt dat de distributienetbeheerder onder meer verantwoordelijk is voor het beheer, het onderhoud en de ontwikkeling van het distributienet met het oog op het verzekeren van de regelmaat en de kwaliteit van de bevoorrading, met respect voor het milieu en energie-efficiëntie. Hiertoe is de DNB verantwoordelijk voor⁹⁸ :

- "bij de planning van de ontwikkeling van het distributienet voorzien in **de maatregelen en de aankoop van diensten die nodig zijn om de efficiëntie van het beheer en de ontwikkeling van het distributienet te verbeteren en om op een kosteneffectieve manier de behoefte aan modernisering of vervanging van elektrische capaciteit te verminderen**. De verwerving van deze diensten, met inbegrip van flexibiliteitsdiensten, gebeurt volgens transparante, niet-discriminerende procedures op basis van de marktregels, tenzij Brugel heeft vastgesteld dat de verwerving van deze diensten niet op een rendabele manier kan gebeuren of waarschijnlijk zal leiden tot ernstige marktverstoringen of grotere congestie (art. 7 §1 9°);
- "energie-efficiëntie te bevorderen. Daartoe bestudeert zij in het bijzonder **de technologieën die nodig zijn om de netwerken om te vormen tot intelligente netwerken** (art. 7, §1, 10°)".

Al deze bepalingen pleiten ervoor om zo snel mogelijk een echt ontwikkelingsproject voor SmartGrid op te starten om ervoor te zorgen dat de DNB in staat is om zijn opdrachten uit te

⁹⁷ Toezichthoudende besturing en gegevensverwerving - real-time besturing en gegevensverwerving

⁹⁸ We benadrukken

voeren in een context van aanhoudende komst van flexibele belastingen. Om de implementatie van SmartGrid te verzekeren, bepaalt artikel 30bis §2 dat BRUGEL verantwoordelijk is voor de volgende taken⁹⁹ :

- "25° toezicht houden op het netwerkcongestiebeheer en **de implementatie van regels voor congestiebeheer**;
- "32° **de prestaties van de distributienetbeheerder monitoren en evalueren met betrekking tot de ontwikkeling van een slim netwerk** dat energie-efficiëntie en de integratie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen bevordert, op basis van een beperkte reeks indicatoren, en om de twee jaar een verslag publiceren met aanbevelingen."
- "33° **normen en vereisten goedkeuren voor de kwaliteit van de dienstverlening en de kwaliteit van de levering**, of ertoe bijdragen in samenwerking met andere bevoegde autoriteiten, en de naleving van de regels inzake netwerkbeveiliging en -betrouwbaarheid verzekeren en hun prestaties in het verleden beoordelen.

10.3.1.2 Doelstellingen regelgeving :

In het kader van haar strategische visie heeft BRUGEL zich de volgende doelstellingen opgelegd voor de ontwikkeling van de netwerken:

- Het succes van de energietransitie bevorderen door de implementatie van slimme netwerken die de kosten, vertragingen en vertekeningen van handelstransacties tot een minimum kunnen beperken;
- Zorgen voor de duurzame ontwikkeling van netwerken door te streven naar een oordeelkundig en optimaal evenwicht tussen investeringsbeleid, tarieven en de kwaliteit van de diensten die aan netwerkgebruikers worden aangeboden.

10.3.2 Smartgrid-doelstellingen

BRUGEL heeft meermaals, met name via haar initiatiefadviezen of over ontwerpinvesteringssplannen, de verwachte doelstellingen van de omvorming van het net tot een slim net gepreciseerd. Het is met name de bedoeling om deze tweeledige match te bevorderen:

- Voldoen aan de eisen van de energietransitie tegen de laagst mogelijke kosten: het SmartGrid streeft de volgende drie doelstellingen na:
 - Duurzame ontwikkeling van het netwerk door de voorkeur te geven aan investeringen in intelligentie boven koper en door het gebruik van de bestaande netwerkcapaciteit te optimaliseren;
 - De integratie van nieuwe toepassingen, met name oplaadpunten voor elektrische voertuigen, lokale elektriciteitsproductie en elektrische verwarmingstoestellen;
 - Nieuwe energiediensten activeren, met name diensten voor vraagbeheer en het delen van energie.
- Voldoen aan de eisen van de markt tegen lagere kosten: het doel is om de markt diensten aan te bieden die voldoen aan de volgende criteria:
 - (i) nauwkeurigheid, met betrekking tot marktgegevens en -processen,
 - (ii) reactievermogen, in de zin van het halen van deadlines,

⁹⁹ We benadrukken

- en iii) volledigheid wat betreft het aantal betrokken gebruikers en de geactiveerde diensten.

10.3.3 SmartGrid-structuur waarop dit mechanisme betrekking heeft

Om deze doelen te bereiken moet het "SmartGrid"-project zich richten op de drie lagen van het netwerk die de fysieke ondersteuning vormen voor de elektriciteitsmarkt:

- De "distributielaag": dit zijn de fysieke elementen (voornamelijk kabels en energietransformatoren) die het mogelijk maken om elektriciteit te transporteren van interconnectiestations naar eindgebruikers. Voor deze laag moet de bijdrage van het "SmartGrid"-project een verandering mogelijk maken van de huidige paradigma's ("fit and forget", statistische uitbreiding) in het ontwikkelingsbeleid naar nieuwe paradigma's op basis van vraagbeheer en optimalisering van de beschikbare capaciteit via end-to-end netwerkbevakings- en -controle-instrumenten;
- De laag "operaties": dit zijn de toegangspunten, waar operaties worden uitgevoerd op meters en submeters, voertuigpalen en beveiligingsapparatuur van de DNB. Deze operaties moeten gebaseerd zijn op de functionaliteiten van slimme meters om diensten voor het beheer van de vraagzijde te kunnen activeren;
- De "data"-laag: dit zijn de communicatie-interfaces tussen de DNB en de commerciële spelers (leveranciers, BRP's, aggregatoren, enz.). Deze interfaces zijn waar markttransacties worden uitgevoerd (switch, gridfee, flexibiliteit, enz.), waarvan de processen gebaseerd moeten zijn op meer gedetailleerde, actuele en nauwkeurige gegevens. De bijdrage van het "SmartGrid"-project is ervoor te zorgen dat deze processen zonder vertraging, zonder vooringenomenheid en tegen de laagst mogelijke kosten kunnen worden uitgevoerd;

10.3.4 Minimaal verplichte SmartGrid-functies

Het doel om het netwerk om te vormen tot een slim netwerk is om minstens de volgende minimaal verplichte functionaliteiten te activeren:

- End-to-end netwerkobservabiliteit: de inzet van observatiemiddelen kan opportunistisch en geleidelijk gebeuren, met beproefde oplossingen van andere DNB's die pioniers zijn op dit gebied;
- Identificatie van toegangspunten in het netwerk: dit is de mogelijkheid om de links tussen toegangspunten en upstream netwerkelementen te bepalen. Deze functionaliteit is essentieel voor het evalueren van beschikbare capaciteit, het beheren van flows en het objectiveren van acties op afstand op een toegangspunt;
- De mogelijkheid tot controle en besturing op afstand: deze functionaliteit is ontworpen om de DNB in staat te stellen de stromen dynamisch te beheren en alle acties uit te voeren die het mogelijk maken om het vermogen dat ter beschikking wordt gesteld van de DNB's te moduleren;
- De markt voorzien van objectieve en betrouwbare informatie over de toestand van het netwerk: de granulariteit en frequentie waarmee deze gegevens worden verstrekt, worden bepaald na overleg met de marktspelers.

10.3.5 Definitie van SmartGrid KPI's

Rekening houdend met de verwachte doelstellingen van het SmartGrid, wilde BRUGEL een stimuleringsmechanisme invoeren op basis van twee reeksen indicatoren:

- **Set 1:** indicatoren voor netwerkslimheid die worden verkregen door apparatuur en toepassingen in te zetten om de minimaal vereiste functies in de RB te activeren en die in dit document worden beschreven. Deze indicatoren meten het niveau van invoering van SmartGrid-functionaliteiten. Sommige indicatoren zijn gebaseerd op stimulansen (bonus/malus) en andere worden geïmplementeerd om de voortgang van de transformatie van het netwerk te bewaken (deze bewakingsindicatoren zijn financieel neutraal);
- **Set2:** Prestatiemeetindicatoren van DNB die specifiek zijn voor het SmartGrid. Deze indicatoren meten de verwezenlijking van de bovengenoemde doelstellingen van het SmartGrid voor de drie lagen (distributie, bedrijfsvoering en data) van het netwerk. Sommige indicatoren zijn gebaseerd op stimulansen (bonus/malus) en andere worden geïmplementeerd om gerelateerde prestaties te controleren (financieel neutraal);

Naar aanleiding van de reacties van SIBELGA zijn de KPI's in set2 echter geschrapt (zie het raadplegingsverslag voor meer details).

10.4 Stimuleringsmechanisme voor slimme meters :

10.4.1 Context

- De Europese context wordt voornamelijk gedomineerd door het Europese streven om energie-efficiëntie te bevorderen en een geharmoniseerde Europese markt te ontwikkelen. Meer bepaald heeft het 4^{ème} energiepakket, via Richtlijn (EU) 2019/944, een kader gecreëerd voor energiegemeenschappen¹⁰⁰ en voor intelligente metersystemen en hun functionaliteiten¹⁰¹. Het introduceerde ook nieuwe rechten voor eindafnemers, waaronder :
 - het recht op een contract met dynamische prijzen¹⁰² : deze bepaling vereist een meter met afstandsuitlezing van de belastingscurve (per kwartier),
 - het recht om binnen 3 weken en uiterlijk in 2026 binnen 24 uur van energieleverancier te veranderen¹⁰³ : een meter met uitlezing op afstand is vereist met aanpassing van de MIG (code voor gegevensuitwisseling binnen de markt),
 - het recht op een aggregatiecontract¹⁰⁴ en actieve deelname aan de vraag¹⁰⁵ : deze bepaling vereist een meter met afstandsuitlezing van de belastingscurve (per kwartier),
 - het recht op een slimme meter¹⁰⁶. Bovendien moet het aanbod dat wordt gedaan aan de klant die om de installatie van een slimme meter verzoekt, expliciet de functies en

¹⁰⁰ Artikel 16 van Richtlijn (EU) 2019/944.

¹⁰¹ Artikelen 19 en 20 van bijlage II 1 bij Richtlijn (EU) 2019/944.

¹⁰² Artikel 11 van Richtlijn (EU) 2019/944.

¹⁰³ Artikel 12 van Richtlijn (EU) 2019/944.

¹⁰⁴ Artikel 13 van Richtlijn (EU) 2019/944.

¹⁰⁵ Artikel 17 van Richtlijn (EU) 2019/944.

¹⁰⁶ Artikel 21 van Richtlijn (EU) 2019/944.

interoperabiliteit vermelden die door de meter worden ondersteund, de diensten die mogelijk zijn, de voordelen die redelijkerwijs van de meter kunnen worden verwacht en de bijbehorende kosten die door de eindklant moeten worden gedragen,

- bij afwezigheid van een meter die op afstand kan worden gelezen, het verstrekken aan de eindafnemer van nauwkeurige factureringsinformatie op basis van het werkelijke verbruik ten minste om de zes maanden, of eenmaal per kwartaal op verzoek of indien de eindafnemer heeft gekozen voor elektronische facturering¹⁰⁷. Deze bepaling vereist een verhoging van de frequentie van de meteruitlezing (door de klant of door de DNB).

Al deze eisen moedigen de lidstaten aan om slimme meters en slimme netwerken in te voeren die een actieve deelname van de klant aan de elektriciteitsmarkt aanmoedigen.

- Op federaal niveau zijn een aantal acties ondernomen, met name via het Belgische Interfederaal Energiepact¹⁰⁸ en het Belgische Nationale Energie-Klimaatplan 2021-2030 (PNEC)¹⁰⁹, waarin doelstellingen en middelen zijn vastgelegd om deze te bereiken, met name **door de klant centraal te stellen in het energiesysteem, zodat hij steeds actiever kan worden op de energiemarkt** en kan bijdragen aan het succes van de energietransitie, terwijl de voorzieningszekerheid wordt gewaarborgd.

De problemen en verplichtingen met betrekking tot het balanceren van het elektriciteitssysteem en de voorzieningszekerheid veranderen, met bijkomende uitdagingen in verband met kernenergie en de toenemende ontwikkeling van intermitterende energieën (wind, zon, enz.). Om deze twee uitdagingen aan te gaan, zal het nodig zijn om de beschikbare flexibiliteit op de distributienetten te benutten om de stabiliteit van het hele elektriciteitssysteem te handhaven. Daarom is het federale wettelijke kader de voorbije jaren geëvolueerd om deze middelen toe te laten bij te dragen tot het verlichten van deze problemen door de flexibiliteitsmarkt te reguleren via de "flexibiliteitswet"¹¹⁰ en de energietransferregels¹¹¹. Het doel van deze wet is een kader te bieden voor de waardering van de flexibiliteitsmiddelen van de eindklanten, met inbegrip van de middelen die aangesloten zijn op de distributienetten, op de balanceringsmarkt (met uitzondering van de primaire regeling), de day-aheadmarkt, de intradaymarkt en de markt van de strategische reserve. Klanten die aan deze markten wensen deel te nemen om hun flexibiliteit te exploiteren, moeten beschikken over een meter met een afstandsuitlesing van de belastingscurve (per kwartaal).

¹⁰⁷ Bijlage I van Richtlijn (EU) 2019/944.

¹⁰⁸ BELGISCH INTERFEDERAAL ENERGIEPACT - Een gedeelde visie op de transitie, De vier energieministers van het land (federaal, Vlaams, Waals en Brussels), 2017

¹⁰⁹ NATIONAAL ENERGIE-KLIMAATPLAN 2021-2030, Nationaal energie-klimaatplan 2021-2030, december 2018.

¹¹⁰ Wet van 13 juli 2017 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt met het oog op de verbetering van de flexibiliteit van de vraag en de opslag van elektriciteit. Deze wet voerde een kader in voor de waardering van vraagflexibiliteit en introduceerde het concept van energieoverdracht.

¹¹¹ een activering van vraagflexibiliteit waarbij een leverancier en een aanbieder van flexibiliteitsdiensten betrokken zijn met een afzonderlijke evenwichtsverantwoordelijke en/of een aanbieder van flexibiliteitsdiensten die los staat van de leverancier. Het concept van energieoverdracht maakt het mogelijk om rekening te houden met een variatie in de belasting van een afnemer die flexibiliteit aanbiedt bij de berekening van het portfolio van de betrokken evenwichtsverantwoordelijken na een activering.

- In het Brussels Gewest werden de elektriciteits- en gasordonnanties¹¹² aangepast om er nieuwe bepalingen in op te nemen die bedoeld zijn om een kader te bieden voor nieuwe ontwikkelingen op de energiemarkt (de flexibiliteitsmarkt en "slimme" meters). Deze omvatten het recht van de klant om de flexibiliteit van zijn vraag te waarderen, de rol van de DNB in het beheer van de gegevens van de flexibiliteitsmeting, de invoering van een vergunning om flexibiliteitsdiensten aan te bieden, de vergoeding die de DNB moet betalen in geval van een onregelmatige beslissing om de flexibiliteit niet te activeren en de voorwaarden voor de installatie van slimme meters. Het doel van al deze bepalingen is om klanten aan te moedigen actief deel te nemen aan de markt en om hen rechtsbescherming te bieden in de voortdurend veranderende en nog niet gecontroleerde omgeving van de energietransitie. Klanten die optimaal gebruik willen maken van de flexibele vraag moeten een meter hebben met afstandsuitlezing van de belastingscurve (per kwartier).

Bovendien zijn de Belgische DNB's overeengekomen om een gezamenlijk aankoopcontract voor de meters te organiseren en het beheer van de volledige "draadloze" communicatieketen uit te besteden aan verschillende gespecialiseerde operatoren die in staat zijn om de communicatie met de meters voor marktoperaties te garanderen. Deze samenwerking tussen DNB's zal helpen om de kosten voor de installatie en het beheer van slimme meters te beperken. De uitwisseling van meetgegevens van aangesloten meters en de bijbehorende marktprocessen zullen worden beheerd via het nieuwe ATRIAS-platform en volgens de nieuwe code (MIG6), die in november 2021 werd gelanceerd.

10.4.1.1 Wettelijk kader :

Artikel 26octies van de elektriciteitsordonnantie bepaalt dat de distributienetbeheerder systematisch slimme meters moet installeren in de volgende gevallen:

- 1° wanneer een aansluiting wordt gemaakt in een nieuw gebouw of een gebouw dat een ingrijpende renovatie ondergaat; onder ingrijpende renovatie wordt verstaan :
- 2° wanneer een meter wordt vervangen wegens veroudering of technisch defect;
- 3° wanneer een gebruiker van het distributienet een prosumant is of wordt;
- 4° wanneer een gebruiker van het distributienet een wijziging van het vermogen van zijn aansluiting vraagt;
- 5° wanneer een gebruiker van het distributienet een elektrisch voertuig oplaadt;
- 6° wanneer een gebruiker van het distributienet deelneemt aan elektriciteitsdeling of een overschot aan zelf opgewekte elektriciteit laat kopen of aankopen;
- 7° wanneer een gebruiker van het distributienet deelneemt aan flexibiliteits- of aggregatiediensten;
- 8° wanneer een gebruiker van het distributienet elektriciteit opslaat;
- 9° wanneer een gebruiker van het distributienet een jaarlijks verbruik heeft van meer dan 6.000 kWh; 10° wanneer een gebruiker van het distributienet een jaarlijks verbruik heeft van meer dan 6.000 kWh
- 10° wanneer een distributienetgebruiker over een warmtepomp beschikt;

¹¹² 23 JULI 2018 - Ordonnantie tot wijziging van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, de ordonnantie van 1 april 2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, betreffende de wegensretributies voor gas en elektriciteit en tot wijziging van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en de ordonnantie van 12 december 1991 tot oprichting van begrotingsfondsen, Brussels Hoofdstedelijk Gewest, 20 september 2018.

11° wanneer een distributienetgebruiker daarom verzoekt.

Bovendien mag de DNB slimme meters installeren in de volgende gevallen:

- Wanneer de slimme meter, geïnstalleerd overeenkomstig lid 1, een meter vervangt die deel uitmaakt van een technisch ondeelbaar samenstel van verscheidene meters, mogen alle meters die deel uitmaken van dat samenstel worden vervangen door slimme meters;
- Na toestemming van de betrokken DNB kan de DNB slimme meters installeren op alle toegangspunten, hetzij systematisch, hetzij op ad-hocbasis.

In toepassing van deze bepalingen heeft de DNB op 30 oktober 2022 een stappenplan opgesteld met betrekking tot de organisatie van de plaatsing van slimme meters tegen 2030. In haar brief aan de DNB van 29 november 2022 heeft BRUGEL haar aandachtspunten meegedeeld en haar richtlijnen uiteengezet voor de behandeling van deze kwestie in overeenstemming met de vereisten van de markt en de energietransitie. In deze brief heeft BRUGEL haar tevredenheid uitgedrukt over het feit dat SIBELGA in haar stappenplan rekening heeft gehouden met de behoeften van de markt door de noodzaak om de kwaliteit van de diensten te verbeteren, ook voor de kwetsbare klanten, en met de behoeften van de maatschappij in haar geheel om de ontwikkeling van ecodistricten, energiegemeenschappen en elektrische mobiliteit te vergemakkelijken. BRUGEL heeft ook zijn voornemen aangekondigd om in de hervorming van het technisch reglement en de tariefmethodologie regelgevende stimuleringsinstrumenten op te nemen die de gebruikers in staat stellen om de installatie van een slimme meter aan te vragen en de DNB over de middelen te laten beschikken om op dit verzoek in te gaan.

10.4.1.2 Doelstellingen regelgeving :

BRUGEL is van mening dat de huidige context van de energiemarkt meer dan ooit vraagt om de invoering van doeltreffende maatregelen om de energietransitie tot een succes te maken door een gemakkelijke integratie van nieuwe toepassingen mogelijk te maken (opladen van elektrische voertuigen, flexibiliteitsdiensten, enz.) en om de marktpelers in staat te stellen te beschikken over gedetailleerde, actuele en kwalitatief goede gegevens om diensten aan te bieden die zijn afgestemd op de behoeften van de klant en om de risico's op het vlak van bevoorrading en allocatiefouten te beperken.

In deze context is BRUGEL van mening dat het succes van de overgang :

- Maximaliseren van het aantal geïnstalleerde slimme meters in de gevallen voorzien in het besluit, met prioriteit voor nieuwe toepassingen (prosumenten, EV's, opslag, flexibiliteit, enz.), zonder dat installaties met een lagere prioriteit (ondeelbaarheid, veroudering) de installatie voor gebruikers met nieuwe toepassingen in gevaar brengen;
- Proactief onderzoek door de DNB naar de gevallen waarin het Besluit voorziet;
- De installatietijd tot een minimum beperken voor meer efficiëntie en om de drempels voor toegang tot slimme meterdiensten te verlagen;
- Tot stand brengen van end-to-end communicatie met de markt om alle mogelijke diensten te activeren;
- Garandeer een aantrekkelijk tarief of gratis installatie van slimme meters.

10.5 Stimuleringsmechanisme voor servicekwaliteit:

10.5.1 Mechanisme dat momenteel van kracht is :

De tariefmethodologieën voor elektriciteit en gas die van kracht zijn voor de regulatoire periode 2020-2024 bevatten een component van niet-financiële prestatieregulering die bekend staat als target-based regulation. Deze regulering is gebaseerd op een reeks prestatie-indicatoren (KPI's) die geleidelijk zullen worden ingevoerd tijdens de huidige tariefperiode op initiatief van Sibelga. Elke indicator is gekoppeld aan een kwantitatieve doelstelling en een bonus/malus. De bonus/malus wordt achteraf berekend voor elke KPI, maar als de som van de bonussen/malus negatief is, wordt er geen malus toegekend. Met dit mechanisme wilde BRUGEL de volgende doelstellingen bereiken:

- Verbeter je kennis over hoe het elektriciteitssysteem werkt ;
- Toezicht houden op de belangrijkste taken van de DNB op alle drie niveaus van het netwerk (distributie, exploitatie en gegevens) en voor beide fluida (electriciteit en gas);
- De logica van objectieve verantwoordelijkheid vastleggen: een mechanisme introduceren dat een paradigmaverschuiving ten opzichte van het verleden inhoudt en het kosten+reguleringsstelsel aanvult door de exploitant aan te moedigen zijn processen te verbeteren.

Dit reguleringssysteem heeft het mogelijk gemaakt om verslag uit te brengen over alle taken van de DNB, inclusief de prestaties bij de behandeling van leveranciers door het marktproces.

De tariefmethodologie 2020-2024 van BRUGEL omvat drie families van KPI's die van toepassing zijn op elektriciteit en/of gas en betrekking hebben op 4 types van exploitatie (distributie, diensten aan de markt, meting, algemene diensten aan de URD's). Elke familie van KPI's omvat tussen 1 en 3 indicatoren, wat een totaal geeft van 17 indicatoren, waaronder 4 elektriciteitsindicatoren, 1 gasindicator en 12 gemengde indicatoren die zowel op elektriciteit als op gas afzonderlijk van toepassing zijn (zie onderstaande tabel). Deze indicatoren worden voorgesteld in de tariefmethodologie 2020-2024 en in bijlage 2 met betrekking tot de KPI's. Eind 2021 waren 15 van deze 17 indicatoren daadwerkelijk in gebruik.

Gemengde indicatoren zijn indicatoren die dezelfde definitie hebben voor elektriciteit en gas, maar die specifiek gevolgd worden voor elektriciteit enerzijds en gas anderzijds, en aanleiding geven tot een bonus-malus per gemengde indicator voor elektriciteit enerzijds en gas anderzijds.

De globale stimuleringsenveloppe voor respectievelijk elektriciteit en gas wordt achtereenvolgens opgesplitst in een enveloppe per type activiteit, per familie van indicatoren en tot slot per KPI. Voor elke KPI werden 3 waarden bepaald, die de prestatiedoelstelling van de DNB definiëren en het mogelijk maken om het bedrag van de bonus of malus per KPI als volgt te berekenen:

- Waarde_{100%} : als de ex-post berekende KPI gelijk is aan deze waarde, krijgt de DSO een bonus voor deze KPI die gelijk is aan 100% van de incentive-enveloppe met betrekking tot deze KPI;
- Waarde_{0%} :
 - als de achteraf berekende KPI gelijk is aan deze waarde, krijgt de DNB geen bonus of boete voor deze KPI;
 - als de ex-post berekende KPI tussen Value_{0%} en Value_{100%} ligt, krijgt de DNB een bonus voor deze KPI die gelijk is aan de incentive-enveloppe voor deze KPI vermenigvuldigd met $KPI_{ex-post}/Value_{100\%}$;
- Waarde_{-100%} :
 - als de ex-post berekende KPI gelijk is aan deze waarde, krijgt de DNB een malus van -100% van de incentive-enveloppe met betrekking tot deze KPI ;

- als de ex-post berekende KPI tussen Value_{-100%} en Value_{0%} ligt, krijgt de DNB een boete voor deze KPI die gelijk is aan de stimuleringsenveloppe voor deze KPI vermenigvuldigd met $-KPI \text{ ex-post} / \text{Value}_{-100\%}$;
- De incentive per KPI is dus symmetrisch, terwijl de totale incentive asymmetrisch is, aangezien er geen totale malus kan worden toegekend aan Sibelga.

Deze 3 waarden per KPI worden van jaar tot jaar herzien volgens de trajecten gedefinieerd in twee BRUGEL-besluiten opgesteld voor het begin van de tariefperiode 2020-2024.

Daarnaast zijn in de methodologie regels voor het beheer van KPI's vastgesteld voor de procedures voor de inwerkingtreding van KPI's, de intrekking van KPI's, de validatie van gegevens en het beheer van onvoorziene gebeurtenissen tijdens het opstellen van de methodologie.

Tabel 20. Lijst van KPI's in de methodologie 2020-2024 en hun respectieve weging in de stimuleringsenveloppe

Activiteiten waarop de KPI's betrekking hebben	Vloeistof	Gedrag	KPI (en sub-KPI)	Gewicht (% van het totale elektriciteitsbudget)		Gewicht (% van totale gasomhulling)		Aangevraagd door SIBELGA	Ingangsdatum 1 ^{er} januari 2020
Distributie	Elektriciteit (HV en LV)	Continuïteit voeding	- Onderbrekingsfrequentie HT - Beschikbaarheid HT - Onderbrekingsfrequentie BT - LV onbeschikbaarheid	30% (zie bijlage bij de prijsbepalingsmethode voor weging per sub-KPI)				JA	JA
	Gas (MP+BP)		- Onderbrekingsfrequentie (MP+BP)			30%			
Marktdiensten	Gemengd	Reactievermogen van DNB	Werk verzoek van klanten	15%	15%	GEEN		GEEN	
			Werk verzoek van leveranciers	15%	15%	JA		GEEN	
			Correctiesnelheid (indexen gelezen door een agent)	5%	5%	GEEN		GEEN	
			Correctiesnelheid (indexen)	1,67%	1,67%	GEEN		GEEN	

Beheer van telgegevens	Gemengd	Kwaliteit tellen	doorgegeven door de klant)	25%	25%							
			Correctiepercentage (geschatte indexen)						1,67 %	1,67 %	GEEN	GEEN
		Uitgebreide meteruitlezing	Percentage verklaringen						6,66 %	6,66 %	JA	JA
			Indexcijfers systematisch geschat.						1,67 %	1,67 %	JA	JA
		Reactievermogen van DNB	Gemiddelde datatransmissietijd						2,91 %	2,91 %	GEEN	GEEN
			% binnen de termijn verzonden gegevens						2,91 %	2,91 %	JA	JA
			Deadlines voor het verwerken van correcties						2,50 %	2,50 %	JA	JA
Algemene diensten voor URD's	Gemengd	% klachten binnen de termijn afgehandeld	Klachten behandeld door de DNB	15%	15%							
			Verwerking van schadeclaims						6%	6%	JA	JA
		van beslissingen tegen de DNB	Klachten behandeld door de geschillenafdeling tegen de DSO.						1,5%	1,5%	JA	JA
				7,5%	7,5%	JA	JA					
Totaal			18	100%	100%	73,74%	58,74%					

Concluderend:

- De regelgeving die gebruik maakt van KPI's om de kwaliteit van de dienstverlening te bevorderen is vrijwillig en houdt geen risico in op een algemene sanctie voor de DNB. De DNB heeft gevraagd om 15 KPI's van kracht te laten worden voor een globale enveloppe gelijk aan 2,5% van de billijke marge (d.w.z. 73,74% van de maximale enveloppe toegestaan door de methodologie). De resultaten verkregen door de DNB stemmen overeen met 21% van deze enveloppe in 2020 en 45% in 2021. Deze resultaten stellen BRUGEL gerust over de prestatietrajecten die voor deze KPI's werden vastgelegd.
- Het totale stimuleringspakket is vrij klein, wat niet atypisch is voor een op stimulansen gebaseerde regulering van de kwaliteit van de dienstverlening.

10.5.2 Benchmark-elementen

10.5.2.1 Prikkel voor de servicekwaliteit van distributienetbeheerders in de tariefmethodologie in het Vlaams Gewest

De VREG controleert de kwaliteit van de dienstverlening van de distributienetbeheerders in het Vlaamse Gewest op verschillende manieren.

Naast het toezicht op en de goedkeuring van de investeringsplannen controleert de VREG jaarlijks de kwaliteit van de dienstverlening van de distributienetbeheerders aan de hand van twee rapporten¹¹³, één voor elke vloeistof, met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening en de verantwoordelijkheid van deze beheerders. In deze documenten wordt gerapporteerd over indicatoren met betrekking tot uitval, stroomkwaliteit, aansluitingen, klachten, forfaitaire compensatie, URD-tevredenheid, netverliezen, de ontwikkeling van *slimme netten* en de activering van flexibiliteit door de netbeheerder.

Een deel van deze indicatoren is onderworpen aan een financiële stimulans in de tariefmethodologie van de VREG voor 2021-2024. De toegestane inkomsten worden vermenigvuldigd met een q-factor die specifiek is voor elke DNB en die voor de vier jaren van de periode wordt vastgesteld op basis van de prestaties gemeten over de jaren 2017 tot 2019¹¹⁴. De q-factor en de indicatoren werden ingevoerd in de methodologie 2017-2020 van de VREG, met het oog op de toepassing ervan voor de volgende regulatoire periode. Voor de periode 2017-2020 is de q-factor daarom vastgesteld op 0.

De q-factor, die positief of negatief kan zijn, wordt zo berekend dat de som van de financiële effecten van de q-factoren voor alle Vlaamse DNB's gelijk is aan nul. De VREG wilde ook de hoogte van de q-factor zodanig kalibreren dat deze niet te laag zou zijn, om DNB's een echte stimulans te geven om de kwaliteit van de door de indicatoren gemeten diensten te verbeteren, en ook niet te hoog, zodat ze niet in vicieuze of virtueuze cirkels terechtkomen (in geval van een aanzienlijke neerwaartse respectievelijk opwaartse impact van de q-factor) of overinvesteren met als enige doel hun toegestane inkomsten te verhogen. De VREG heeft daarom een plafond en een bodem ingevoerd die de impact van de q-factor op het toegestane inkomen van de endogene kosten van elke DNB beperken tot 1,5% voor elektriciteit en 0,5% voor gas, zowel naar boven als naar beneden. Dit plafond/ondergrens werd vastgesteld op 4/3^e van het percentage dat van de toegestane inkomsten van de distributienetbeheerders uit endogene kosten moet worden afgetrokken om het totale te verdelen bedrag te bepalen (zie volgende paragraaf).

De q-factor wordt voor elke DNB berekend op basis van de som van twee bedragen, gecorrigeerd met het plafond waar van toepassing, en vervolgens gedeeld door de toegestane inkomsten van de DNB uit endogene kosten. Een eerste negatief bedrag, dat overeenstemt met een aftrek van een percentage van de toegestane inkomsten van elke DNB uit endogene kosten, namelijk 1,125% voor elektriciteit en 0,375% voor gas. Deze percentages werden *ex nihilo* bepaald en voorgesteld door de VREG tijdens een openbare raadpleging over het voorstel van de kwaliteitsfactor. Er kwam geen reactie van de geraadpleegde spelers¹¹⁵. De afgetrokken bedragen worden opgeteld voor alle distributienetbeheerders en vervolgens verdeeld tussen de distributienetbeheerders in *verhouding tot*

¹¹³ Zie de laatste twee gepubliceerde verslagen voor 2021:
<https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2022-15> (electriciteit)
<https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2022-17> (gas)

¹¹⁴ Zie met name paragraaf 5.5.3.4.3 in VREG, *Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024*, 24 juni 2022.

¹¹⁵ Zie VREG-raadpleging CONS-2015-02 (<https://www.vreg.be/nl/document/cons-2015-02>).

de punten die elk van hen heeft behaald op de kwaliteitsindicatoren, wat het tweede bedrag vormt, dat altijd positief is.

De gemeten resultaten voor de door de VREG geïdentificeerde kwaliteitsindicatoren geven recht op een maximaal aantal toe te kennen punten tussen de distributienetbeheerders van 600 voor elektriciteit en 200 voor gas¹¹⁶. Voor gas zijn er drie keer minder punten toe te kennen voor de kwaliteitsindicatoren dan voor elektriciteit, wat overeenstemt met de percentages van 1,125% en 0,375%. De VREG rechtvaardigt deze lagere incentive voor gas door het feit dat er voor gas minder kwaliteitselementen te meten zijn, in het bijzonder door de afwezigheid van indicatoren over gasbezuinigingen.

Code	Kwaliteitsindicator	Eenheid	Minimale registratieperiode voor beoordeling	Voor activiteit		Onder de distributienetbeheerders te verdelen punten per activiteit en per beoordeeld jaar		
						(a)	Weging% (b)	Weging punten (a)x(b)
A1	Onderbrekingsfrequentie middenspanningsnet	-	3 kalenderjaar	Elekt.	n.v.t.	400	38,5%	154
A2	Onderbrekingsduur middenspanningsnet	Tijd		Elekt.			31,5%	126
A3	Onderbrekingsfrequentie laagspanningsnet	-		Elekt.			16,5%	66
A4	Onderbrekingsduur laagspanningsnet	Tijd		Elekt.			13,5%	54
B1	Het aantal gegronde en gedeeltelijk gegronde klachten ontvangen tegen het netbedrijf door de Federale Ombudsdienst, relatief t.o.v. het aantal actieve toegangspunten.	klachten/toegangspunt	2 kalenderjaar	Elekt.	Aardgas	50	100%	50
D1	Som van de forfaitaire vergoedingen betaald door de distributienetbeheerder wegens laattijdige nieuwe aansluiting, overeenkomstig Energiedecreet, relatief t.o.v. het aantal gerealiseerde aansluitingen	EUR/aansluiting		25	Elekt.	Aardgas	80%	20
D2	Som van de forfaitaire vergoedingen betaald door de distributienetbeheerder wegens laattijdige heraanluiting, overeenkomstig Energiedecreet, relatief t.o.v. het aantal gerealiseerde heraanluitingen	EUR/aansluiting			Elekt.	Aardgas	20%	5
E1	Nota netbedrijf over geleverde inspanningen ter bevordering van de klanttevredenheid	Score van 0,00 tot 10,00	1 kalenderjaar	Elektriciteit en aardgas		125	80%	100
E2	Nota netbedrijf over geleverde inspanningen voor het betrekken van belanghebbenden	Score van 0,00 tot 10,00		Elektriciteit en aardgas			20%	25

Bron VREG¹¹⁷: kwaliteitsindicatoren gebruikt om de q-factor te berekenen, methodologie 2017-2020

Voor de regulatoire periode 2021-2024 werden slechts enkele indicatoren behouden, waardoor het aantal punten voor elektriciteit tot 425 en voor gas tot 25 werd verminderd. Deze vermindering van het aantal indicatoren en punten die moeten worden verdeeld tussen distributienetbeheerders heeft geleid tot een evenredige vermindering van de percentages die worden toegepast op de toegestane inkomsten uit endogene kosten om het totale bedrag dat moet worden verdeeld tussen de distributienetbeheerders af te trekken. Voor de periode 2021-2024 zijn de percentages vastgesteld op 0,7969% voor elektriciteit en 0,0469% voor gas, met plafonds/floors van respectievelijk 1,0625% en 0,0625%¹¹⁸.

¹¹⁶ Zie VREG, *Tariefmethodologie reguleringsperiode 2017-2020: Bijlage 10: De kwaliteitsprikkel*, 24 augustus 2016.

¹¹⁷ *Idem*, tabel 4

¹¹⁸ Zie VREG, *Tariefmethodologie reguleringsperiode 2021-2024: Bijlage 9C: Berekeningsmodel Q-factoren 21-24*, 13 augustus 2020.

Code	Kwaliteitsindicator	Eenheid	Minimale registratieperiode voor beoordeling	Voor activiteit		Onder de distributienetbeheerders te verdelen punten per activiteit en per beoordeeld jaar		
						(a)	Weging% (b)	Weging punten (a)x(b)
A1	Onderbrekingsfrequentie middenspanningsnet	-	3 kalenderjaar	Elekt.	n.v.t.	400	38,5%	154
A2	Onderbrekingsduur middenspanningsnet	Tijd		Elekt.			31,5%	126
A3	Onderbrekingsfrequentie laagspanningsnet	-		Elekt.			16,5%	66
A4	Onderbrekingsduur laagspanningsnet	Tijd		Elekt.			13,5%	54
D1	Som van de forfaitaire vergoedingen betaald door de distributienetbeheerder wegens laattijdige nieuwe aansluiting, overeenkomstig Energiedecreet, relatief t.o.v. het aantal gerealiseerde aansluitingen	EUR/aansluiting	2 kalenderjaar	Elekt.	Aardgas	25	80%	20
D2	Som van de forfaitaire vergoedingen betaald door de distributienetbeheerder wegens laattijdige heraanluiting, overeenkomstig Energiedecreet, relatief t.o.v. het aantal gerealiseerde heraanluitingen	EUR/aansluiting	2 kalenderjaar	Elekt.	Aardgas		20%	5

Bron VREGI 19 : kwaliteitsindicatoren gebruikt voor de berekening van de q-factor, methodologie 2021-2024

10.5.2.2 Stimulansen voor de servicekwaliteit van distributienetbeheerders in de tariefmethodologie in het Waals Gewest

De CWaPE controleert de kwaliteit van de dienstverlening van de distributienetbeheerders in het Waals Gewest op verschillende manieren.

Naast het monitoren en goedkeuren van de aanpassings- en investeringsplannen, wordt de kwaliteit van de dienstverlening van de distributienetbeheerders jaarlijks gemonitord door de CWaPE aan de hand van twee rapporten die de Waalse distributienetbeheerders moeten indienen, één voor elke vloeistof, met betrekking tot hun kwaliteit van dienstverlening. De resultaten van deze rapporten worden niet gepubliceerd door de CWaPE. Problemen met de kwaliteit en de consistentie van de gegevens werden door de CWaPE vastgesteld tijdens een audit op¹²⁰, wat leidde tot de implementatie van een actieplan om de gegevens te corrigeren voor toekomstige rapporten op¹²¹.

Bij de goedkeuring van haar tariefmethodologie 2019-2023 voerde de CWaPE een jaarlijkse kwaliteitsterm (Q) in het toegestane inkomen van de Waalse distributienetbeheerders in, als financiële stimulans die hun kwaliteitsniveau van dienstverlening weerspiegelt. De prestatie-indicatoren en -doelstellingen werden door de CWaPE niet specifiek vastgelegd in deze methodologie; de CWaPE vermeldde hoogstens dat deze indicatoren in het bijzonder betrekking zouden hebben op de betrouwbaarheid en beschikbaarheid van het net, de verbindingstijden, de meetgegevens, de integratie van gedecentraliseerde productie in de netten en de tevredenheid van de eindafnemer. Bij gebrek aan

¹¹⁹Zie VREG, *Tariefmethodologie reguleringsperiode 2021-2024: Bijlage 9: De kwaliteitsprikkel*, Tabel 3, 13 augustus 2020.

¹²⁰ Zie CWaPE, *Rapport (CD-20d23-CWaPE-0072) over de audit van DSO-kwaliteitsrapporten*, 23 april 2020 (<https://www.cwape.be/publications/document/3147>).

¹²¹ Zie CWaPE, *Décision (CD-21b11-CWaPE-0482) sur le plan d'action à mener suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier*, 11 février 2021 (<https://www.cwape.be/publications/document/4464>).

specifieke indicatoren is de Q-factor logischerwijze vastgesteld op 0 EUR voor de periode 2019-2023¹²²

In het ontwerp van tariefmethodologie 2024-2028¹²³ dat ter raadpleging werd voorgelegd, heeft de CWaPE 9 kwaliteitsindicatoren ingevoerd die ertoe kunnen leiden dat een DNB een positieve of negatieve Q-term heeft, of met andere woorden, dat zijn toegestane inkomsten stijgen of dalen. Deze indicatoren zullen geleidelijk worden ingevoerd in de periode 2024-2028, afhankelijk van de beschikbaarheid van gegevens en voldoende historische gegevens om de doelstellingen voor elke DNB voor elke indicator te kunnen bepalen.

De ontwerptariefmethodologie 2024-2028 van de CWaPE voorziet dat de Q-term in de *ex ante* vastgestelde toegestane inkomsten wordt vastgesteld op 0 EUR. *Ex post*, als de DNB de doelstelling voor een indicator haalt, zal hij een verhoging van zijn toegestane inkomsten ontvangen (wat zal worden weergegeven als een bonus); omgekeerd, als hij de doelstelling niet haalt, zullen zijn toegestane inkomsten worden verminderd (wat zal worden weergegeven als een boete). Een DNB kan dus een bonus krijgen voor één indicator en een boete voor een andere, afhankelijk van zijn prestaties.

De doelstellingen voor elke DNB werden of zullen individueel worden bepaald op basis van een historische trend voor elke indicator voor elke DNB. Voorzichtigheidshalve streeft de CWaPE eerder naar stabiliteit in de kwaliteit van de diensten van de DNB dan naar een verbetering, die ze niet *a priori* als een superieur resultaat op zich beschouwt, waarvoor de DNB bereid zou zijn meer te betalen.

De CWaPE heeft een Q-term op een voorzichtige manier bepaald, waarbij ze een evenwicht heeft gezocht tussen het behoud van een reële stimulans voor de DNB, zonder hem aan te moedigen om niet-verantwoorde keuzes te maken of om buitensporige financiële risico's te dragen in geval van ondermaatse prestaties, en de financiële last die de DNB moet dragen via de distributietarieven. Het totale bedrag per DNB dat via de Q-term haalbaar is, wordt berekend op basis van een percentage van het gemiddelde van de *ex-ante* beheersbare kosten van elke DNB voor 2024-2028, exclusief de aan de ODV's verbonden kosten en exclusief de bijkomende netto beheersbare kosten, geïndexeerd voor elke DNB. Het percentage is vastgesteld op 0,5% om de jaarlijkse financiële impact voor de DNB onder 1 EUR per EAN te houden. Concreet zou dit in 2028, als een DNB al zijn doelstellingen zou halen en het percentage van 0,5% zou worden toegepast, een tariefverhoging per EAN betekenen van ongeveer EUR 0,95 voor elektriciteit en EUR 0,92 voor gas¹²⁴.

Het totale bedrag dat per DNB via de op deze manier berekende Q-term kon worden bereikt, werd via een percentage uitgesplitst naar de verschillende indicatoren volgens de prioriteiten die door de CWaPE waren vastgesteld.

¹²² CWaPE, *Tariefmethodologie van toepassing op de distributienetbeheerders van elektriciteit en aardgas actief in het Waals Gewest voor de regulatoire periode 2019-2023 (geconsolideerde versie)*, p32, 2 september 2021

¹²³ CWaPE, *Projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028*, 27 mei 2022.

¹²⁴ CWaPE, *Projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028. Bijlage I: Motivation du projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028*, 27 mei 2022.

Indicateur		2024	2025	2026	2027	2028	Electricité		Gaz	
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	x	x	x	x	x	30%	25%	0%	0%
	SAIFI « propre GRD »				x	x		25%		0%
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				x	x		25%		0%
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				x	x		25%		0%
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)					x	25%	100%	45%	100%
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge					x		75%		75%
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	x	x	x	x	x	25%	25%	45%	25%
Production décentralisée	Production décentralisée							0%		0%
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	x	x	x	x	x	10%	100%	10%	100%
Pertes	Taux de perte					x	10%	100%	0%	0%

Bron CWaPE125 : kwaliteitsindicatoren gebruikt voor de berekening van de Q-term

Voor de DNB RESA, bijvoorbeeld, zijn de bedragen die moeten worden opgeteld bij of afgetrokken van zijn toegestane inkomsten naargelang hij al dan niet zijn doelstellingen haalt voor de kwaliteitsindicatoren die door de CWaPE zijn bepaald voor de periode 2024-2028, de volgende:

RESA ELEC		2024	2025	2026	2027	2028
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	33.600 €	33.600 €	33.600 €	33.600 €	33.600 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	33.600 €	33.600 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	33.600 €	33.600 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	33.600 €	33.600 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	- €	- €	- €	- €	112.100 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	84.000 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	28.000 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	44.800 €	44.800 €	44.800 €	44.800 €	44.800 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	44.800 €
Total par année		106.400 €	106.400 €	106.400 €	207.200 €	448.100 €

RESA Gaz		2024	2025	2026	2027	2028
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	- €	- €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	- €	- €	- €	- €	94.900 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	71.100 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	23.700 €	23.700 €	23.700 €	23.700 €	23.700 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	21.100 €	21.100 €	21.100 €	21.100 €	21.100 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	- €
Total par année		44.800 €	44.800 €	44.800 €	44.800 €	210.800 €

Bron CWaPE126 : waarden van elke kwaliteitsindicator per jaar voor de RESA DSO

¹²⁵Zie CWaPE, *Projet de méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028*, p72, 27 mei 2022.

¹²⁶Idem, p74-75

10.6 Voorgestelde richtsnoeren voor de tarifieringsmethode 2025-2029

10.6.1 Type stimulansen in op KPI's gebaseerde doelregulering

Zoals we eerder zagen, is in de KPI-doelstellingsregeling die momenteel van kracht is, hoewel het feitelijke resultaat op elke KPI aanleiding geeft tot een bonus of een malus, de algehele stimulans een bonus gelijk aan 0 in het slechtste geval.

Voor de tariefmethodologie 2025-2029 wordt voorgesteld om een bonus/malusregeling per indicator te behouden, voor alle indicatoren (bestaande en nieuwe), aangezien dit een evenwichtige aanpak is voor zowel Sibelga als de URD's.

Anderzijds wordt voorgesteld om vanaf 2025 over te gaan naar een echte regulering per doelstelling van het type bonus/malus, door de huidige bepaling te schrappen die de totale malus beperkt tot 0, om over te gaan naar een regeling die evenwichtiger is tussen Sibelga en de URD's, een grotere stimulans biedt voor Sibelga, en ook meer in overeenstemming is met de bestaande of in te voeren regelingen in de andere gewesten van België, evenals met de regelingen die al vele jaren in andere EU-landen worden toegepast. BRUGEL wenst ook af te stappen van het vrijwillige systeem, met een volledige lijst van KPI's die van kracht wordt met de nieuwe tariefmethodologie voor elektriciteit/gas.

Binnen dit kader kan de maximale bonus/malus per indicator en/of de totale bonus/malus-envelop symmetrisch zijn (+ X k€ / - X k€) of niet (+ X k€ / - Y k€).

Deze bepalingen worden in detail geanalyseerd in paragraaf [10.3.3](#).

10.6.2 Bedrag aan stimulansen

De huidige bedragen van de bonus/malus-stimulansen per indicator en van de algemene bonus zijn laag in verhouding tot de billijke marge en de totale kostenbasis, maar eerder in lijn met de regelingen voor de regulering van de kwaliteit van de dienstverlening die in andere regio's (bv. Wallonië) of andere landen (Frankrijk) worden waargenomen, omdat voor dit soort indicator de invoering van te hoge bonussen of malussen contraproductief kan zijn en op problemen met de naleving van het wettelijke kader en op sterke weerstand van de exploitanten kan stuiten. Het algemene principe is om een bonus/malus vast te stellen die in verhouding staat tot de ernst van de kwestie.

Wat de nieuwe KPI's met betrekking tot slimme meters en het slimme netwerk betreft, moet een bijkomende globale bonus/malus-enveloppe per indicator worden gedefinieerd, met een niveau dat moet worden gepositioneerd volgens het belang dat BRUGEL hecht aan de effectieve ontplooiing van deze oplossingen tegen 2029, in overeenstemming met de volumes die zijn gedefinieerd in de businessplannen voor de overeenkomstige projecten die door BRUGEL zijn goedgekeurd. De analyse van het bedrag van deze stimulansen wordt gedetailleerd in sectie [10.3.5](#).

10.6.3 Voorgestelde KPI's voor de tarifieringsmethode 2025-2029 en bijbehorende stimulansen

10.6.3.1 Overzicht

Voor de prijsmethodologie 2025-2029 wordt het volgende voorgesteld:

- **het stimuleringsmechanisme voor de kwaliteit van de dienstverlening beperken tot de kwaliteit van de elektriciteits- en gasdistributie, op basis van de SAIFI/SAIDI-indicatoren, met een bonus/malus-stimulans per indicator;**
- **om dit mechanisme aan te vullen met 2 nieuwe:**
 - **een stimuleringsmechanisme voor de plaatsing van slimme meters die communiceren met de markt**, om Sibelga aan te moedigen om systematisch slimme meters te plaatsen in de gevallen opgesomd in de elektriciteitsordonnantie, en om de kwaliteit van de communicatie met de meters te verzekeren;
 - **een stimuleringsmechanisme voor de ontplooiing van slimme netten**, waardoor Sibelga kan worden aangemoedigd om op grote schaal slimme netoplossingen te ontplooiën in overeenstemming met de businessplannen voor slimme netprojecten die zullen worden goedgekeurd door BRUGEL, evenals de bijbehorende kwaliteit van de dienstverlening;
 - Elk van deze 2 nieuwe mechanismen zal een extra stimuleringsbudget hebben;
- **de huidige bepaling die de totale malus beperkt tot 0 te schrappen om over te stappen op een echte doelgerichte regeling van het bonus/malustype zoals aangegeven in sectie [10.3.1](#) hierboven.**

10.6.3.2 Stimuleringsmechanisme voor de kwaliteit van DNB-diensten

Dit mechanisme is bedoeld om de prestaties van de DNB op het gebied van de kwaliteit van de elektriciteits- en gasdistributie op zijn netten te belonen door middel van een bonus/malusprikkel. Over het algemeen worden indicatoren gebruikt met betrekking tot de onbeschikbaarheid en de frequentie van onderbrekingen van de levering aan DNB's.

BRUGEL behoudt dus de SAIFI/SAIDI KPI's die momenteel van kracht zijn voor de distributie van elektriciteit en gas. Rekening houdend met de verwachte context voor de periode 2025-2029, in het bijzonder wat de flexibele belastingen betreft (elektrische voertuigen, sharing en flexibiliteitsdiensten), maar ook met het reguleringsmodel "revenue cap" dat voor de volgende tariefperiode wordt aangenomen, legt BRUGEL de limieten voor de bepaling van de prestaties van de DNB vast op het niveau van de doelstellingen die voor het jaar 2024 zijn bepaald.

BRUGEL meent dat het nieuwe reguleringsmodel de DNB ertoe zal aanzetten om zijn investeringen in koper beter te rationaliseren. Dit kan een risico vormen voor de kwaliteit van de elektriciteits- en gasdistributie. Het is dus noodzakelijk om KPI's vast te stellen op basis van SAIFI/SAIDI-indicatoren om de kwaliteit van de distributie op het niveau te brengen van de doelstellingen die voor het jaar 2024 zijn vastgelegd in de huidige tariefmethodologie.

Stimuleringsmethode :

BRUGEL heeft een incentive reguleringsmechanisme ingevoerd op basis van doelstellingen met de tariefmethodologie 2020-2024, wat een belangrijke verandering betekent voor de distributienetbeheerder in vergelijking met de tariefmethodologie die voordien van kracht was voor de periode 2015-2019.

Gezien het voorstel om de huidige bepaling die de totale malus tot 0 beperkt, af te schaffen, is de nieuwe tariefperiode in die zin ook een overgangperiode naar een echt niet-financieel systeem van prestatieprikkels van het type bonus/malus. Tijdens deze overgangsfase lijkt het dus gepast om, ter bevordering van de aanvaarding door Sibelga, een asymmetrische stimuleringsenveloppe op te stellen voor de bestaande indicatoren, waarbij het maximumbedrag van de bonus genoteerd $+X$ strikt hoger is dan het maximumbedrag van de malus genoteerd $-Y$. $+X$ en $-Y$ zijn parameters van het nog te definiëren reguleringsmodel (BRUGEL kan, indien nodig, haar standpunt herbekijken tijdens de volgende tariefperiodes en eventueel evolueren naar een symmetrische globale enveloppe, afhankelijk van de gewenste richting). Hoewel de globale bonus/malus-enveloppe asymmetrisch is, wordt omwille van de eenvoud voorgesteld om een symmetrische bonus/malus-enveloppe per indicator te behouden. Onder deze voorgestelde nieuwe bepalingen wordt de totale bonus/malus voor de bestaande KPI's als volgt berekend:

- De som S van de bonussen/malus per bestaande KPI wordt achteraf berekend zoals in de methodologie 2020-2024, op basis van de stimuleringsenveloppe per KPI, die dus symmetrisch blijft.
- Als S groter of gelijk is aan 0, krijgt de DNB de bonus S toegewezen.
- Als S strikt negatief is, krijgt de DNB een boete die gelijk is aan S als $S > -Y$, en anders aan $-Y$.

Zoals hierboven aangegeven, is Y een parameter van het reguleringsmodel die door BRUGEL moet worden ingesteld in functie van de sterkte van de stimulans en het globale evenwicht van het gewenste reguleringsmodel (voorstel: $Y = 0,5 * X$).

Bedrag van de stimulans :

Aangezien de reikwijdte van de indicatoren beperkter is dan voor de periode 2020-2024 en aangezien Brugel het stimuleringsmechanisme voor slimme meters en slimme netten voor deze periode sterker wil aanmoedigen, heeft BRUGEL beslist om een kleinere enveloppe vast te leggen voor de indicatoren met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening.

Bovendien zal voor de periode 2025-2029 het bonus/malusmechanisme opnieuw worden geëvalueerd in het licht van de verschillende indicatoren die tijdens deze tariefperiode zullen zijn ontwikkeld.

10.6.3.3 Stimuleringsmechanisme voor de invoering van slimme meters die communiceren met de markt

BRUGEL overweegt de invoering van 3 nieuwe indicatoren voor intelligente meetsystemen:

- KPI_I: Totaal aantal geïnstalleerde slimme meters per jaar
 - Het totale aantal wordt berekend door twee subindicatoren samen te voegen:
 - NI: Totaal aantal geïnstalleerde meters per jaar

- N2: Aantal communiceerbare meters¹²⁷ (meter operationeel in de hele communicatie- en gegevensverwerkingsketen en kan worden geactiveerd, in welk geval activering alleen afhankelijk is van toestemming van de klant)
- KPI_2: Aantal verzoeken van overstappende klanten (EV, PV)
- KPI_3: Plaatsingsverzoeken verwerkt binnen de toegewezen tijd

De reeks beoogde KPI's dekt de belangrijkste uitdagingen voor Sibelga, maar geeft aanleiding tot de volgende opmerkingen:

- De indicator KPI_1 moedigt Sibelga enerzijds aan om vast te houden aan haar plan voor de installatie van slimme meters en anderzijds om ervoor te zorgen dat de geïnstalleerde meters die in de loop van het jaar zijn geïnstalleerd, volledig operationeel zijn en ten laatste tegen het einde van het jaar kunnen worden geactiveerd. De KPI_1 is echter een duplicaat van de indicator voor het aantal geïnstalleerde meters in het kader van het mechanisme van de gesubsidieerde/minoriserende WACC die al werd gedefinieerd en gevalideerd door de Raad van Bestuur van BRUGEL, en probeert op een complexe manier twee verschillende doelstellingen te behandelen. We stellen dus voor om de incentive te segmenteren via 2 indicatoren, de eerste gericht op de incentive om tijdens de regulatoire periode het aantal slimme meters te installeren dat voorzien is in het door BRUGEL goedgekeurde businessplan, de tweede gericht op het maximaliseren van het aantal communiceerbare meters onder de geïnstalleerde slimme meters.
- BRUGEL stelt voor om indicator KPI_2 met betrekking tot het aantal aanvragen van transitieklanten in te voeren om de distributienetbeheerder ertoe aan te zetten een stijging van deze vraag te stimuleren. Hiertoe zou de KPI als volgt worden berekend:

$$KPI_2 = \frac{\text{Demande effective des clients transition}}{\text{Demande de référence établie par BRUGEL}}$$

De referentievraag zou door BRUGEL worden vastgesteld op basis van het klimaatenergieplan en het gewestelijk leveringsplan.

We hebben bedenkingen bij de invoering van een dergelijke indicator:

- De vraag van overgangsklanten is een factor waarover Sibelga geen rechtstreekse controle heeft, en de referentievraag wordt vastgesteld op basis van veronderstellingen en scenario's die nieuwe factoren omvatten waarover Sibelga geen controle heeft.
- Hoewel Sibelga inderdaad een rol kan spelen bij de ontwikkeling van nieuwe gebruiksmogelijkheden voor elektriciteit, is het mogelijk dat Sibelga inspanningen in die richting doet zonder dat de URD's daarvan op de hoogte zijn. In dit geval wordt Sibelga dubbel gestraft: enerzijds draagt Sibelga de kosten die nodig zijn om de vraag van de overgangsaftnemers te bevorderen, en anderzijds geniet Sibelga geen enkele subsidie.
- Bovendien kan een dergelijke indicator ook een meevaller betekenen voor Sibelga als de werkelijke vraag van de overgangsklanten hoger is dan de prognoses die gebruikt werden voor de referentievraag.

Op basis hiervan stellen we daarom voor om de reeks indicatoren met betrekking tot intelligente meters aan te passen door de volgende 3 indicatoren in te voeren:

¹²⁷ Een slimme meter wordt als communiceerbaar beschouwd als de volledige CMS-keten functioneel is voor deze meter, ongeacht of de URD instemt met de communiceerbaarheid van de meter. Een communiceerbare meter kan daarom worden geactiveerd en de vereiste diensten leveren aan Leveranciers via het CMS-platform, maar ook aan URD's.

- Een KPI met betrekking tot het aantal geïnstalleerde slimme meters, als onderdeel van de bonus/minus WACC-regeling die al is gedefinieerd (KPI_1);
- Een KPI met betrekking tot het aantal overdraagbare meters (KPI_2) ;
- Een KPI met betrekking tot de tijd die nodig is om verplichte zaken te plaatsen (KPI_3).

10.6.3.3.1 De proactieve invoering van slimme meters aanmoedigen

Na de voorbereidende werkzaamheden plant BRUGEL de invoering van een stimuleringsmaatregel voor de proactieve ontplooiing van slimme meters met de invoering van een gesubsidieerde, niet-gesubsidieerde of verlaagde WACC, van toepassing op alle investeringen met betrekking tot slimme meters¹²⁸ tijdens de regulatoire periode, afhankelijk van de prestaties van de DNB.

Definitie en berekening van de indicator :

De volgende KPI_1 indicator wordt gebruikt om de prestaties van de DNB te meten met betrekking tot de plaatsing van slimme meters (hierna CI). Het doel is om de prestaties van de DNB te meten met betrekking tot het aantal geïnstalleerde meters tijdens de tariefperiode ten opzichte van de doelstelling die is vastgelegd in het door BRUGEL goedgekeurde businessplan.

KPI_1 wordt als volgt berekend:

$$KPI_1 = \frac{\text{Nombre de CI installés lors de la période tarifaire 2025 – 2029}}{\text{Objectif de CI installés sur 2025 – 2029 dans le BP approuvé}}$$

Alle slimme meters die daadwerkelijk zijn geïnstalleerd bij klanten tussen 1/1/2025 en 31/12/2029 worden meegeteld, ongeacht of ze al dan niet communiceerbaar zijn.

Stimuleringsmethode :

Het werkelijke bedrag van de incentive zal worden bepaald op het einde van de regulatoire periode (2030), waarbij de indicator wordt berekend over de volledige tariefperiode 2025-2029.

De stimulans bestaat uit een gesubsidieerde WACC (basis-WACC + FR-premie in basispunten) of een verlaagde WACC (basis-WACC - PE-boete in basispunten) voor alle investeringen in slimme meters¹²⁹ die geïnstalleerd worden tijdens de regulatoire periode 2025-2029. De subsidie of verlaging van de WACC wordt toegepast over de levensduur van de activa waarop de investering betrekking heeft (de afschrijvingsperiode voor slimme meters is 15 jaar).

Om de prestaties van de DNB te beoordelen, worden twee drempels (parameters van het reguleringsmodel) vastgesteld:

- SI, de drempel voor toekenning van de gesubsidieerde WACC (hoger dan 90% in lijn met de conclusies van fase I, hier vastgesteld op 95% als voorbeeld);

¹²⁸ De in aanmerking genomen investeringskosten dekken de kosten van de installatie van slimme meters, inclusief de installatie en alle apparatuur (slimme meter en bijbehorende apparatuur).

¹²⁹ De in aanmerking genomen investeringskosten dekken de kosten van de installatie van slimme meters, inclusief de installatie en alle apparatuur (slimme meter en bijbehorende apparatuur).

- S_2 , de drempel voor het toerekenen van de verlaagde WACC (een parameter in het reguleringsmodel die het gewenste stimuleringsniveau moet weerspiegelen, hier vastgesteld op 85% als voorbeeld).

De DNB kan zich in 3 situaties bevinden:

1. Als $KPI_1 \geq S_1$ dan profiteert de DNB van een WACC die wordt verhoogd met een premie PR (parameter van het reguleringsmodel die moet worden bepaald) voor alle investeringen in slimme meters die tijdens de reguleringsperiode worden gedaan;
2. Indien $S_1 > KPI_1 > S_2$ de distributienetbeheerder de basis WACC behoudt voor alle investeringen in slimme meters tijdens de regulatoire periode ;
3. Indien $KPI_1 \leq S_2$ de DNB een WACC krijgt die wordt verminderd met een PE-straf (parameter van het reguleringsmodel die moet worden vastgesteld) voor alle investeringen in slimme meters die tijdens de regulatoire periode worden gedaan.

In de praktijk is de WACC die in aanmerking wordt genomen bij de berekening van de maximaal toegestane begrotingsinkomsten voor de investeringen waarop dit mechanisme betrekking heeft, de basis-WACC, zoals voor alle andere investeringen. Aan het einde van de tariefperiode, tijdens de ex-post controle voor het jaar 2029 die wordt uitgevoerd in 2030, zal de toewijzing van een verhoogde of verlaagde WACC resulteren in de berekening van een bonus of malus, respectievelijk gelijk aan het extra of verlaagde rendement op kapitaal voor alle investeringen in slimme meters die tijdens de regulatoire periode zijn gedaan, vergeleken met het rendement dat daadwerkelijk is ontvangen via de basis-WACC. Deze bonus, respectievelijk malus, kan worden opgenomen in de bonus/malus-factor gekoppeld aan niet-financiële prestaties Q_t voor het jaar 2031, of indien nodig gespreid over de jaren 2031 tot 2034 om een buitensporige variatie in het tarief voor het gebruik van het net te vermijden. Een andere mogelijkheid is dat deze bonus/malus rechtstreeks in aanmerking wordt genomen in het mechanisme voor het beheer van tariefsaldi, wat het voordeel heeft dat mechanismen en flexibiliteitsmechanismen rechtstreeks worden geïntegreerd om grote schommelingen in het tarief van het ene jaar op het andere te vermijden. Bovendien, aangezien investeringen die een gesubsidieerde of verlaagde WACC krijgen, moeten profiteren van deze WACC gedurende hun volledige afschrijvingsperiode (15 jaar¹³⁰), wordt de gesubsidieerde of verlaagde WACC in aanmerking genomen bij de berekening van het tariefsaldo, respectievelijk in aanmerking wordt genomen bij de berekening van de ex-post billijke marge over de periode 2030-2034 (de maximaal toegestane begrotingsinkomsten 2030-2034 kunnen enkel worden berekend op basis van de basis-WACC, aangezien de prestaties van de DNB op het vlak van KPI_1 niet gekend zijn op de datum waarop deze RMA wordt opgesteld).

Er wordt ook voorgesteld om de volgende twee jaarlijkse opvolgingsindicatoren (dus niet gestimuleerd) in te voeren om de symmetrie van de informatie tussen SIBELGA en BRUGEL tijdens de tariefperiode te verzekeren:

$$Suivi_{KP_1a,N} = \frac{\text{Nombre de CI installés lors de l'année } N}{\text{Objectif de CI installés fixé dans le BP approuvé pour l'année } N}$$

Waarbij : N, een jaar van de tariefperiode 2025-2029 (N = 2025, 2026, 2027, 2028 of 2029).

¹³⁰ We vermelden hier 15 jaar omdat dit de gebruikelijke afschrijvingstermijn is voor slimme meters in het Waals Gewest en in Vlaanderen, waarbij de levensduur van een slimme meter tot 18 of 20 jaar kan bedragen afhankelijk van de fabrikant. Het rapport over het einde van fase 1 van lot 2 dat tijdens de voorbereidende fase met Sibelga werd besproken, vermeldt een periode van 10 jaar voor "Elektronische meet- en meetapparatuur (al dan niet met telegram en/of communicatie)", op basis van bestaande apparatuur. De tariefmethodologie 2025-2029 zal de werkelijk gekozen periode moeten specificeren.

$$Suivi_{KP_1b,N} = \frac{\text{Nombre de CI installés du 1/1/25 au 31/12/N}}{\text{Objectif de CI installés sur 2025 – 2029 fixé dans le BP approuvé}}$$

Waarbij : N, een jaar van de tariefperiode 2025-2029 (N = 2025, 2026, 2027, 2028 of 2029).

Simulatie van het bedrag van de stimulans :

We hebben het bedrag van de stimulans voor deze indicator gesimuleerd. We hebben de volgende aannames gedaan:

- Aannames met betrekking tot de invoering van slimme meters :
 - Sibelga is van plan om 312.165 slimme meters te installeren tussen 2025 en 2029 (53.745 in 2025 en vervolgens 64.605 per jaar van 2026 tot 2029)¹³¹ ;
 - De gemiddelde kosten per eenheid voor het installeren van een slimme meter bedragen €230 (installatie en apparatuur);
 - De terugverdientijd van een slimme meter is 15 jaar.
- Aannames met betrekking tot het niveau van stimuleringsmaatregelen :
 - De S1 drempel is ingesteld op 95%;
 - Drempel S2 is ingesteld op 85%;
 - De stijging van de WACC (PR-premie) is 150 basispunten (1,5%) en de daling van de WACC (PE-straf) is -75 basispunten (-0,75%).
- DSO WACC aanname :
 - De niet-gesubsidieerde WACC van GRD is vastgesteld op 3,0109% (waarde voor 2021).

Overeenkomstig het voorgestelde regelgevingsschema evolueert de vergoeding van het kapitaal van de DNB voor slimme meters die tijdens de periode worden geïnstalleerd, over de volledige levensduur van de apparatuur, naargelang van de prestaties van de DNB:

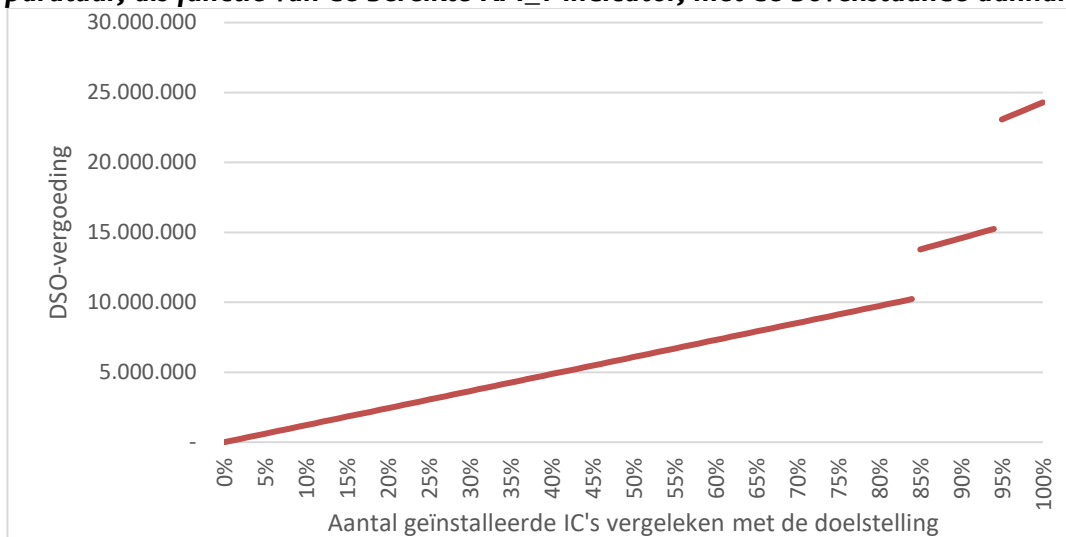
- De DNB kan profiteren van een hoger rendement op kapitaal dan de basis-WACC wanneer hij tussen 95% (S1) en 100% van de slimme meters installeert; dit hogere rendement is opgenomen :
 - tussen € 7.673.406 en € 8.077.269 over de levensduur van de apparatuur;
 - tussen €2.639.641 en €2.778.570 voor de periode 2025-2029.
- De DNB profiteert niet van een bonus of een verlaging van zijn rendement op kapitaal als de KPI_I indicator tussen de drempels S1 en S2 ligt;
- De DNB zal zijn rendement op kapitaal zien dalen ten opzichte van de basis-WACC als hij de drempel S2 niet haalt: met een rendement van 70% bedraagt de daling van het rendement hier bijvoorbeeld €2.827.044 over de levensduur van de apparatuur en €972.499 over de periode 2025-2029.

Onder deze veronderstellingen toont de onderstaande figuur het rendement van het kapitaal van de DNB voor slimme meters die geïnstalleerd zijn in de periode 2025-2029 als functie van de bereikte KPI_I indicator, over de volledige levensduur van de meters. De winst voor de DNB wordt

¹³¹ Bron: memo van Sibelga aan de regering, ingediend in oktober 2022

gematerialiseerd door de sprong die wordt gemaakt wanneer de drempel van 95% wordt overschreden (S1), terwijl de straf voor de DNB wordt gematerialiseerd door de sprong die wordt gemaakt wanneer de drempel van 85% wordt overschreden (S2). De helling van de 3 segmenten wordt bepaald door de overeenkomstige WACC: WACC min voor de eerste, WACC basis voor de tweede, WACC plus voor de laatste.

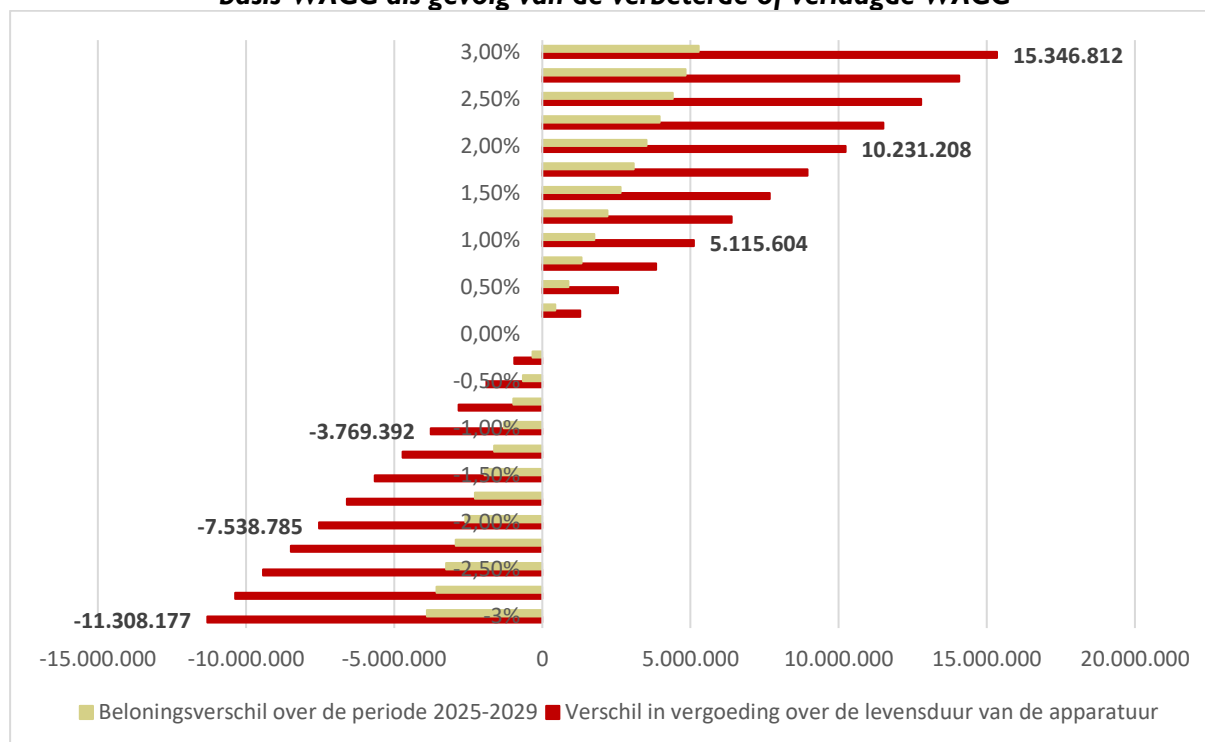
Afbeelding 7. Simulatie van de verandering in het rendement op kapitaal voor IC's geïnstalleerd door de DNB in de periode 2025-2029 over de volledige levensduur van de apparatuur, als functie van de bereikte KPI_1 indicator, met de bovenstaande aannames.



Met dezelfde aannames, in het bijzonder S1=95% en S2=85%, hebben we ook het verschil in beloning gesimuleerd dat de verhoogde of verlaagde WACC vertegenwoordigt ten opzichte van de basis WACC als functie van de PR-premie en de PE-straf door twee nieuwe aannames te hanteren:

- De berekening van het vergoedingsverschil voor een verhoogde WACC is gebaseerd op de veronderstelling dat de DNB 95% van de slimme meters installeert in vergelijking met de doelstelling;
- De berekening van het vergoedingsverschil voor een verlaagde WACC is gebaseerd op de veronderstelling dat de DNB 70% slimme meters installeert in vergelijking met de doelstelling.

Afbeelding 8. Geschat bedrag van het verschil in rendement op kapitaal ten opzichte van de basis-WACC als gevolg van de verbeterde of verlaagde WACC



Na besprekingen met Sibelga over het bonus/minus WACC-mechanisme dat hierboven werd beschreven, heeft Sibelga een aanpassing van dit mechanisme voorgesteld, waarbij de variatie in de WACC wordt vervangen door fasen, geïllustreerd in de **Erreur ! Source du renvoi introuvable..**

Sibelga verklaart:

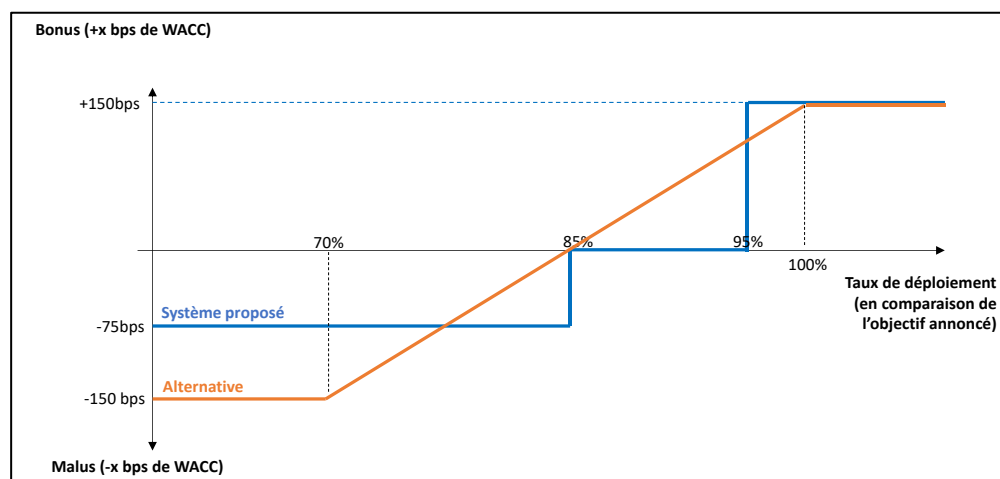
"Sibelga vraagt zich af wat de ongewenste effecten kunnen zijn van een stapsgewijze operatie:

- Als het in de loop van 2025-2029 ingewikkeld blijkt om 85% uitrol te bereiken, kan Sibelga de boete als "onvermijdelijk" beschouwen (en stoppen met alle inspanningen om ze te vermijden).
- Integendeel, als de omstandigheden gunstiger zijn dan verwacht, zal er geen extra bonus zijn zodra het inzetplafond van 95% is bereikt.

Volgens Sibelga zou een lineair bonus/malussysteem een interessant alternatief zijn.

Sibelga stelt een WACC-formule voor die van toepassing is op slimme meters die in 2025 worden geïnstalleerd, die lineair varieert tussen -150 bps en +150 bps en als volgt wordt geïllustreerd:

"Deze formule wordt geïllustreerd in de onderstaande grafiek en zou gebaseerd zijn op een stimulans die lineair toeneemt tussen 70% uitrolpercentage (waarbij de straf -150 bps zou zijn) en 100% uitrolpercentage (waarbij de stimulans 150 bps zou zijn). Het neutrale punt zou op 85% blijven.



BRUGEL is voorstander van de aanpassing van het door Sibelga voorgestelde mechanisme.

10.6.3.4 De invoering van communiceerbare slimme meters aanmoedigen via $KPI_{2N}(\%)$

BRUGEL wenst de distributienetbeheerder aan te moedigen om slimme meters in te zetten, in de gevallen opgesomd door de elektriciteitsordonnantie, in overeenstemming met de volumedoelstellingen die zijn vastgelegd in het goedgekeurde businessplan, maar ook om de distributienetbeheerder aan te moedigen om ervoor te zorgen dat de geïnstalleerde meters ook communiceerbaar zijn. De uitdaging is ervoor te zorgen dat de geïnstalleerde meters operationeel zijn, zodat ze kunnen worden geactiveerd wanneer de klant toestemming geeft om marktdiensten te activeren, met name diensten die de energietransitie vergemakkelijken.

Het is dus noodzakelijk om ervoor te zorgen dat de communicatieketen van de meters naar de markt ontplooid, operationeel en beschikbaar is. In die optiek stelt BRUGEL voor om de prestaties van de DNB bij de ontplooiing van slimme communicerende meters te evalueren door twee soorten stimulerende KPI's te implementeren:

- KPI voor de uitrol van IT-interfaces en toepassingen voor communicatie met de markt (KPI_{21N}) Dit omvat het meten van de effectieve inzet van alle elementen in de communicatieketen van de URD's naar de markt, met voldoende capaciteit om alle slimme meters te beheren die op de toegangspunten worden ingezet;
- KPI voor de (on)beschikbaarheid van communicatie-interfaces en -toepassingen (KPI_{22N}) Dit betreft het meten van de prestaties van de DNB bij het beheren van de communicatie tussen de meters en de markt.

De weging tussen deze twee soorten KPI's staat in de tabel hieronder.

$KPI_{2N}(\%)$	Gewicht
$KPI_{21N}(\%)$ inzet van IT-communicatie-interfaces en -toepassingen	40%
$KPI_{22N}(\%)$ (on)beschikbaarheid van communicatie-interfaces en toepassingen	60%

Deze weging wordt bepaald door de volgende overwegingen:

- Een deel van de implementatie van IT-interfaces en applicaties wordt al uitbesteed aan serviceproviders (Data as a Service);
- De communicatie-interfaces met de markt hebben momenteel te lijden onder structurele storingen, met name in het ATRIAS CMS.

10.6.3.4.1 KPI-uitrol van IT-communicatie-interfaces en -toepassingen (KPI_{21N})

Het doel van deze indicator is het aantal door de DNB geïnstalleerde communiceerbare meters onder de door de DNB geïnstalleerde slimme meters te maximaliseren. Wij stellen voor om een jaarlijkse indicator in te voeren, aangezien een indicator die over de hele tarifaire periode wordt geëvalueerd contraproductief zou zijn: als het aantal communiceerbare meters pas op het einde van de periode wordt geëvalueerd, betekent dit dat de DNB een groot aantal meters kan installeren zonder ervoor te zorgen dat ze communiceerbaar zijn voor het einde van de tarifaire periode. In dat geval zou de distributienetbeheerder een bonus kunnen krijgen, hoewel de prestaties slecht zouden zijn.

De indicator wordt achteraf berekend voor elk jaar N van de periode 2025-2029 aan de hand van de volgende formule:

$$KPI_{21N}(\%) = \min \left[\alpha * \frac{CC}{Nsm} ; 100 \right] ;$$

$\alpha = 1$ als alle IT-interfaces en toepassingen voor communicatie geïnstalleerd en operationeel zijn: dit zijn de volgende interfaces:

- DSO-DRU interface die de activering mogelijk maakt van de minimumfunctionaliteiten vereist door Bijlage 6 van de elektriciteitsverordening;
- Interface tussen DNB en DEU voor het doorsturen van slimme metergegevens naar de markt via het ATRIAS CMS;

$\alpha = 0$ als ten minste één interface in de communicatieketen ontbreekt gekenmerkt door :

- Voor de DSO-DU interface: indien activering niet mogelijk is voor minstens één van de minimum functionaliteiten vereist door bijlage 6 van de elektriciteitsordonnantie, door het gebrek aan implementatie van een gerelateerde toepassing of interface;
- Voor de interface tussen DNB en markt: indien voor minstens één van de functionaliteiten die de activering mogelijk maken van diensten voor de transmissie van indexen, belastingscurves en technische gegevens van toegangspunten naar marktspelers via het ATRIAS CMS, de activering onmogelijk is door het gebrek aan implementatie van een gerelateerde toepassing of interface;
- $CC =$ meet de capaciteit van de IT-interfaces (DNB-DU en DNB-Markt), geëvalueerd als het maximale aantal slimme meters dat deze interfaces kunnen verwerken: deze capaciteit wordt bepaald door het zwakste element van deze interfaces in termen van verwerkingscapaciteit van slimme meters;

$Nsm =$ totaal cumulatief aantal slimme meters geïnstalleerd bij de URD's (al dan niet overdraagbaar).

De beoordeling van de parameters van deze indicator is gebaseerd op de volgende elementen:

- Een foto van het totale aantal geïnstalleerde slimme meters op 31/12 van het jaar N ;
- De staat van implementatie van IT-interfaces en applicaties op 31/12 van jaar N, zoals blijkt uit de volgende documenten:
 - o Een gedetailleerde beschrijving van alle interfaces: functioneel schema, functionaliteiten en technische capaciteit in termen van het aantal te verwerken slimme meters;
 - o Enig bewijs van de effectieve implementatie van de aangegeven functionaliteiten met voldoende verwerkingscapaciteit gezien het aantal meters dat daadwerkelijk geïnstalleerd is.

Stimuleringsmethode :

Om de prestaties van de DNB te beoordelen, moeten drempels voor een prestatietraject worden vastgesteld, op welk punt de DNB een bonus of een boete begint te ontvangen.

Dit traject moet rekening houden met de verwachte behoeften van de markt voor de periode 2025-2029. BRUGEL meent dat deze behoeften aan het einde van de tariefperiode groter zullen zijn dan aan het begin.

De maximale bonus wordt in rekening gebracht voor $KPI_{21N}(\%)$ (Waarde in %) \geq drempel N en de maximale malus wordt ingehouden voor $KPI_{21N}(\%)$ (Waarde in %) $<$ drempel_N .

De drempels_N zijn als volgt vastgesteld voor de jaren 2025 tot 2029:

- Voor het jaar 2025: 50%.
- Voor 2026: 60%.
- Voor het jaar 2027: 70%.
- Voor het jaar 2028: 80%.
- Voor het jaar 2029: 90%.

Naar aanleiding van de reactie van SIBELGA (zie raadplegingsverslag) heeft BRUGEL echter beslist om deze sub-KPI uit te stellen tot 1/1/2026.

De hoogte van de straf is symmetrisch. Bovendien moeten de drempels_N ten minste 10% van de SMR3¹³² bevatten.

10.6.3.4.2 KPI's voor de (on)beschikbaarheid van communicatie-interfaces en toepassingen (KPI_{22N})

Deze KPI meet de prestaties, in termen van beschikbaarheid, van de IT-interfaces en toepassingen die worden gebruikt om de meter naar de markt te communiceren. De (on)beschikbaarheid van IT-interfaces en applicaties wordt beoordeeld aan de hand van de volgende drie indicatoren:

¹³² Intelligente meter met een type 3 meetsysteem overeenkomstig de RT, gekenmerkt door de mededeling van maandelijkse aflezingen van de belastingskromme aan de markt.

- KPI voor de (on)beschikbaarheid van de communicatie tussen de meter en de DNB: het gaat om het meten van de kwaliteit van de uitlezing op afstand van slimme en industriële meters. Met deze indicator wil BRUGEL de DNB aanmoedigen om de communicatie met slimme en industriële meters te beheersen;
- KPI voor de (on)beschikbaarheid van IT-interfaces voor DSU's: dit betreft het meten van de prestaties van de DNB bij het beheren van de interfaces en toepassingen die worden gebruikt voor handelingen op afstand op meters, voor het ontvangen en intrekken van DSU-toestemmingen en voor het verkrijgen van toegang tot gegevens van hun toegangspunten om informatie over hen te raadplegen of om wijzigingen van hun gegevens aan te vragen;
- KPI voor de (on)beschikbaarheid van IT-interfaces voor de markt: hierbij wordt het vermogen van de DNB gemeten om zijn toegangsregister te beheren en up-to-date te houden, om de huidige systematische blokkering van een groot aantal toegangspunten te vermijden.

De weging van deze drie KPI's staat in de tabel hieronder.

(KPI_{22N})	Gewicht
KPI (on)beschikbaarheidsmeter-GRD communicatie	20%
KPI (on)beschikbaarheid van IT-interfaces voor URD's	20%
KPI (on)beschikbaarheid van IT-interfaces voor de markt	60%
	100%

Deze weging is gebaseerd op de volgende factoren:

- *Data as a service*-communicatie wordt uitbesteed aan serviceproviders met SLA's die zijn vastgelegd in overeenkomsten;
- De "DSO-DSU"-communicatie moet tot stand worden gebracht en heeft alleen betrekking op slimme meters;
- De "DSO-ATRIAS CMS"-communicatie is al tot stand gebracht, maar kan systematische storingen vertonen die worden gekenmerkt door de langdurige blokkering van een aanzienlijk aantal toegangspunten.

1) KPI (on)beschikbaarheid van "meter-GRD" communicatie

Met deze KPI wil BRUGEL de DNB aanmoedigen om het lezen op afstand onder de knie te krijgen om een betere kwaliteit van de metingen voor intelligente meters te garanderen. Deze KPI meet het percentage elektronische afstands-uitlezingen van AMR, GOL en intelligente meters (SMRI¹³³ en

¹³³ Intelligente meter met type I meetregime gekenmerkt door maandelijkse indexuitlezing.

SMR3¹³⁴ zoals gedefinieerd in de RT). De uitlezingen die in aanmerking worden genomen zijn de periodieke uitlezingen die worden uitgevoerd in overeenstemming met de wettelijke vereisten.

¹³⁴ *Intelligente meter die werkt met type 3 meting, gekenmerkt door een maandelijks uitlezing van de belastingscurve.*

Weging per metertype

Bestel	Type meter	Aantal meters	Wegingsfactor	Aantal transacties	Relatief gewicht
1	Intelligente SMR1	SMR1	1	SMR1	SM / T
2	AMR, GOL SMR3	Vergelijkbare AMR	10	AMR_geassimileerd*10	AMR_geassimileerd*10 / T
				T = SMR1 + AMR_assimilates*10	

Deze weging houdt rekening met de volgende aspecten:

- Het aantal betrokken meters per type meter: slimme meters in regime I (SMR1) zouden snel veel talrijker moeten worden dan AMR/GOL en SMR3;
- De impact op gebruikers van facturering (vertragingen in regularisatiefacturen, schattingsfouten): deze impact is groter voor HV/MV-professionals dan voor LV-klanten, van wie de meeste op rekening worden gefactureerd.

Rekening houdend met deze weging wordt de KPI op maandbasis berekend met de volgende formule:

$$KPI (\%) = \frac{\text{Nombre pondéré de compteurs relevés dans le délai}}{T}$$

De jaarlijkse resultaten worden verkregen door het gemiddelde te nemen van de maandelijks behaalde percentages. Bonus/malusbeoordelingen worden verkregen via de prestatiedrempels die al zijn vastgesteld voor op afstand gelezen meters voor 2020 in het stimuleringsmechanisme 2020-2024 voor de kwaliteit van de DSB-diensten:

- De referentiedrempel is vastgesteld op 98%: dit is een neutraal prestatieniveau in termen van bonus/malus;
- De maximale Bonusdrempel (+100%) is 99,10%.
- De maximale malusdrempel (-100%) is gelijk aan 97%.

Prestaties tussen deze drempels worden verkregen door een lineair verband.

2) KPI (on)beschikbaarheid van IT-interfaces voor URD's

Deze KPI meet de (on)beschikbaarheid van de volgende applicaties:

- Beheer van toestemming,
- Beheer van communicatie-interfaces voor gegevensuitwisseling met de URD (bv. aangifte van het eindpunt, toegang tot toegangspuntgegevens, enz.)

- Beheer van openen/sluiten/moduleren van onderschreven vermogen ;

Deze KPI wordt gegeven door de gemiddelde maandelijkse downtime van de geïmplementeerde applicaties:

$$\sum \frac{(\text{Heure de rétablissement} - \text{heure de début d'indisponibilité}) * \text{nombre d'URD concernés}}{\text{Nombre total de points d'accès visés par les applications IT}}$$

- De maximale boete wordt toegepast als de applicatie gemiddeld 6 uur niet beschikbaar is;
- De bonus wordt als volgt berekend:
 - o Gelijk aan de maximumwaarde (100% bonus) voor een gemiddelde stilstandtijd ≤ 1 h
 - o Lineair tussen een minimumwaarde (0% bonus voor een gemiddelde stilstandtijd ≥ 3 u) en de maximumwaarde (100%) voor een gemiddelde stilstandtijd ≤ 1 u.

3) KPI (on)beschikbaarheid van IT-interfaces met de markt

Deze KPI meet de (on)beschikbaarheid van het toegangsregister. Deze KPI wordt gemeten aan de hand van het aantal geblokkeerde toegangspunten waarvan de oorzaak in het CMS of in de backend van de DNB ligt na een nader te bepalen duur en drempel. Een toegangspunt wordt als geblokkeerd beschouwd wanneer bepaalde operaties die essentieel zijn voor de markt niet kunnen worden uitgevoerd in het CMS of in het backendsysteem van de DNB, met uitzondering van ad-hocapplicaties die worden gebruikt in "work-around¹³⁵". Dit zijn de volgende operaties:

- Updates, in overeenstemming met de regels van de toepasselijke BIG, van technische en tariefgegevens voor toegangspunten;
- Updates, in overeenstemming met de regels van de toepasselijke BIG, van commerciële gegevens (links tussen klanten en spelers en/of links tussen de klant en de plaats van consumptie).

De maximale bonus wordt berekend voor KPI (Waarde in %) ≤ 500 geblokkeerde toegangspunten voor minder dan 30 dagen in het CMS en in de DSO backend en de maximale boete wordt berekend voor KPI_2N (Waarde in %) > 500 geblokkeerde toegangspunten voor meer dan 30 dagen in het CMS en in de DSO backend.

¹³⁵ Tijdelijke oplossing

10.6.3.4.3 Bedrag van de stimulans

Een analyse van het bedrag van de stimulans met betrekking tot deze indicator wordt gegeven in sectie [10.3.5](#).

10.6.3.5 In verplichte gevallen naleving van de termijnen voor de installatie van slimme meters aanmoedigen

Definitie en berekening van de indicator :

De distributienetbeheerder moet positief reageren op de verzoeken van de distributienetbeheerders om slimme meters te installeren en, meer algemeen, slimme meters installeren binnen een redelijke termijn in alle situaties waarin de installatie van slimme meters verplicht is zoals gedefinieerd door de ordonnantie. Zoals aangegeven door BRUGEL, zullen de maximale installatietermijnen worden gepreciseerd in de toekomstige versie van het technisch reglement:

- 4 maanden voor gevallen op verzoek van een URD ;
- 2 maanden voor aanvragen met betrekking tot nieuwe vormen van elektriciteitsgebruik (EV, PV, opslag, flexibiliteit en het delen van energie) en andere gevallen waarin de installatie van een slimme meter verplicht is.

Deze indicator sluit gevallen van plaatsing op initiatief van de DNB uit.

De voorgestelde indicator om de naleving van de maximale plaatsingstijden aan te moedigen en de feitelijke tijden tot een minimum te beperken, wordt achteraf voor elk jaar N als volgt berekend:

$$KPI_{3N} = \sum_k \frac{P_k}{\text{Nombre total de demandes}} \times \frac{\text{Délai moyen de placement mesuré}_k}{\text{Délai maximum de placement}_k}$$

Met :

- **k**, een specifieke investeringssituatie zoals gedefinieerd in de technische voorschriften
- **P_k**, het aantal aanvragen voor plaatsing k in jaar N
- **Gemiddelde plaatsingsduur gemeten_k** : de gemiddelde plaatsingsduur gemeten tijdens jaar N voor plaatsingssituaties k
- **Maximale tijd voor plaatsing_k** : de maximale tijd voor plaatsing in situatie k zoals gedefinieerd in het technisch reglement.

Stimuleringsmethode :

De DNB ontvangt een bonus op KPI_{3N} wanneer KPI_{3N} < 100% (Waarde_{0%} = 100%) en een maximale bonus wanneer KPI_{3N} kleiner is dan of gelijk is aan een door BRUGEL vast te stellen drempelwaarde_{100%}. We stellen Waarde_{100%} = 50% voor, wat overeenkomt met een gemiddelde plaatsingstijd die wordt bereikt op de verschillende plaatsingssituaties die gelijk is aan de helft van de maximale plaatsingstijd (deze waarde zou ook kunnen worden vastgesteld in functie van het vermogen van Sibelga om haar business case te optimaliseren). De DNB krijgt een malus als KPI_{3N} > 100%, met een maximale malus als KPI_{3N} > Waarde_{-100%}. Wij raden Value-100% = 120% aan.

We bevelen ook aan dat het bedrag van de stimulans symmetrisch is. De analyse van het bedrag van de stimulans met betrekking tot deze indicator wordt gedetailleerd in sectie [10.3.5](#).

10.6.3.6 Stimuleringsmechanisme voor de uitrol van SmartGrid

Over de periode 2025-2029 (en daarna) is BRUGEL van plan nieuwe KPI's met betrekking tot het slimme net in te voeren om Sibelga aan te moedigen om zijn net te "smarten", d.w.z. om effectief

oplossingen voor slimme netten te implementeren die echt operationeel zijn en een gepast dienstverleningsniveau bieden, om zo de investeringen in koper te minimaliseren en de energietransitie te vergemakkelijken: deze indicatoren zouden betrekking hebben op de 3 lagen van het slimme net (distributie, exploitatie en data), door middel van KPI's voor grote slimme-netprojecten (alleen grote projecten zouden worden gemonitord en gestimuleerd), die schematisch kunnen worden ingedeeld in 3 types:

- KPI's voor het bewaken van de voortgang van de projectuitvoering (% van voltooiing), die niet worden gestimuleerd;
- KPI's om de effectieve resultaten van het project te monitoren (% toegangspunten met een effectieve service), gestimuleerd door bonus/malus;
- Kwaliteit van de service KPI's voor geïmplementeerde oplossingen (duur en frequentie van onbeschikbaarheid van de oplossing).

Verscheidene projecten kunnen binnen het toepassingsgebied van de "smartisation" van het Sibelga-net vallen, zoals gedefinieerd door BRUGEL. Bijgevolg lijkt het moeilijk om een reeks relevante en generieke indicatoren te definiëren die al deze projecten kunnen dekken. Om de smart grid-projecten doeltreffend te stimuleren, heeft BRUGEL gekozen voor een gedifferentieerde aanpak per project. Dankzij deze aanpak kan BRUGEL de ontwikkeling van het project en de uitvoering ervan doeltreffend opvolgen. De keuze van de indicatoren moet dus later worden gemaakt op basis van de door Sibelga ingediende projecten en kan worden gebaseerd op de principes en types van indicatoren die al door BRUGEL werden gedefinieerd, zoals hierboven beschreven. De selectie van de projecten zal moeten gebeuren op basis van de roadmap van Sibelga en de businessplannen van de projecten voor slimme netten die door Sibelga worden ingediend: minstens één project per netlaag (dus eventueel drie).

Een belangrijk punt bij de toekenning van stimulansen voor de smartisering van het net is de toekenning van een specifieke globale stimuleringsenveloppe, die in de volgende sectie wordt behandeld. Het bedrag van de specifieke incentive voor elk project kan dan door BRUGEL worden bepaald op basis van de door Sibelga ingediende en door BRUGEL goedgekeurde projecten, door de globale enveloppe voor incentives te verdelen over de goedgekeurde projecten.

10.6.4 Stimuleringsbedragen voor slimme meters en slimme netwerkindicatoren

Inzet van intelligente meetsystemen :

KPI_1

De elementen beschreven in deze paragraaf zijn gebaseerd op de initiële aanpak aanbevolen door BRUGEL (WACC gesubsidieerd/verlaagd in stappen), vervolgens wordt een vergelijking gegeven met de gewijzigde aanpak voorgesteld door Sibelga (WACC lineair variërend tussen -150 bps en +150 bps).

Het bedrag van de incentive met betrekking tot het aantal geïnstalleerde slimme meters in de periode 2025-2029 is gebaseerd op de subsidie / vermindering van de WACC van de DNB, zoals gedetailleerd in sectie [10.3.3.3.1](#). Het maximumbedrag van de incentive hangt af van de PR-bonus en de PE-boete. Op basis van de eerder gebruikte veronderstellingen :

- De maximale gemiddelde jaarlijkse bonus over de periode 2025-2029 varieert tussen €185.000 en €1111.000 voor een PR-bonus die varieert tussen +50 basispunten en +300 basispunten (zie onderstaande tabel), wat neerkomt op tussen 29% en 174% van de totale stimuleringsenveloppe voor elektriciteit in 2021, d.w.z. tussen ongeveer 0,8% en 4,8% van de reële marge.

- De maximale gemiddelde jaarlijkse boete over de periode varieert tussen -€157.000 en -€630.000 voor PE variërend tussen -50 basispunten en -200 basispunten (zie onderstaande tabel).
- Een PR van minstens 150 basispunten wordt aanbevolen, waarbij een PR van 300 basispunten ook relevant is als BRUGEL zich wil positioneren op een sterke stimulans voor het aantal geplaatste slimme meters.
- Een PE tussen -75 en -200 basispunten wordt aanbevolen, lager in absolute waarde dan PR, afhankelijk van de door BRUGEL gewenste mate van stimulans.

Tabel 21. Beloningsverschil over de periode 2025-2029 ten opzichte van de basis WACC als functie van PR en PE

PE-boete / PR-premie (in basispunten)	Cumulatieve loonkloof over de periode 2025-2029		Jaargemiddelde
	Met 85% van de IC's geïnstalleerd (S2)	Met 100% van de CI's geïnstalleerd	
-200	-3 149 046	-	-629 809
-150	-2 361 784	-	-472 357
-100	-1 574 523	-	-314 905
-75	-1 180 892	-	-236 178
-50	-787 261	-	-157 452
50	-	926 190	185 238
100	-	1 852 380	370 476
150	-	2 778 570	555 714
200	-	3 704 760	740 952
250	-	4 630 949	926 190
300	-	5 557 139	1 111 428

Rekening houdend met de gewijzigde aanpak voorgesteld door Sibelga (WACC die lineair varieert tussen -150 basispunten, met 70% van de geïnstalleerde meters, tot +150 basispunten met 100% van de geïnstalleerde meters, waarbij de basis WACC op 85% komt) verkrijgen we :

- Een cumulatief beloningsverschil over de periode 2025-2029 voor -150 basispunten en 70% van het geïnstalleerde CI van €1.944.999, d.w.z. gemiddeld -€389.000 per jaar, wat de maximale sanctie is;
- Een cumulatief beloningsverschil over de periode 2025-2029 voor +150 basispunten en 100% van de geïnstalleerde CI ongewijzigd ten opzichte van de vorige tabel, gelijk aan +€ 2.778.570 of gemiddeld +€555.714 per jaar, wat de maximale bonus is;

Voor de andere indicatoren van intelligente meetsystemen stellen we voor om een significante stimuleringsenveloppe te definiëren die in overeenstemming is met de uitdagingen van het implementeren van deze systemen en die het mogelijk maakt om een voldoende stimuleringsniveau te garanderen voor elk van de te bereiken doelstellingen, en wel als volgt:

- **KPI_2:** het bedrag van de stimulans met betrekking tot KPI_2_N moet aanzienlijk zijn om ervoor te zorgen dat de DNB de nodige inspanningen levert om de communicateerbaarheid van de geïnstalleerde meters te garanderen, en moet overeenstemmen met het bedrag van de stimulans met betrekking tot KPI_1. Daarom wordt voorgesteld het bedrag van de stimulans zo vast te stellen dat de maximale malus voor KPI_2 gelijk is aan 80% van de maximale bonus voor KPI_1.

- **KPI_3:** het bedrag van de stimulans met betrekking tot KPI_3 moet de distributienetbeheerder ook aanmoedigen om een uitstekende kwaliteit van dienstverlening te leveren en te reageren op verzoeken van distributienetbeheerders. Er wordt voorgesteld een symmetrisch stimuleringsbedrag vast te stellen dat consistent is met de stimuleringsbedragen voor KPI_1, d.w.z. ongeveer 0,75% van de ME voor elektriciteit in 2021 voor PR = 150 basispunten, of 1,5% van de ME voor elektriciteit in 2021 voor PR=300 .

Het bedrag van de stimuleringsenveloppe met betrekking tot de smartisation van het net moet zodanig worden gedimensioneerd dat Sibelga wordt gemotiveerd om smart grid-projecten met een reële toegevoegde waarde voor te stellen om de aanleg van koper tot een minimum te beperken, en ook om de door BRUGEL goedgekeurde smart grid-projecten efficiënt en tijdig uit te voeren.

Wij bevelen daarom een algemeen stimuleringspakket voor netwerklimheid aan van dezelfde orde van grootte als het stimuleringspakket voor de invoering van meetsystemen, met PR = 150 basispunten en PE = -75 basispunten.

De volgende twee tabellen (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.** en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) geven, in het kader van de initiële aanpak aanbevolen door BRUGEL (WACC versterkt / stapsgewijs verminderd), een samenvatting van de geraamde stimuleringsenveloppe op basis van de cijfers voor 2021 voor alle indicatoren in 2 scenario's die overeenstemmen met de eerder aanbevolen bandbreedtes voor de verschillende indicatoren met betrekking tot de invoering van meetsystemen:

- Scenario 1: PR=150, PE=-75
- Scenario 2: PR=300, PE=-200

Op deze basis zou BRUGEL evolueren in de richting van de stimuleringsenveloppe gedefinieerd in scenario 1.

De gewijzigde aanpak voorgesteld door Sibelga zou de maximale jaarlijkse malus 2025-2029 op KPI_1 (elektriciteit) verhogen tot -€389.000, in plaats van -€236.178 in scenario 1.

De tariefmethodologie presenteert de definitieve waarden in €/jaar van de maximale bonussen/malus per indicatorenset en per indicator, met uitzondering van de indicator KPI_1, waarvoor het stimuleringsbedrag volledig wordt bepaald door het niveau van de gesubsidieerde/geminimaliseerde WACC en de bijbehorende parameters (S1, S2) die worden geselecteerd.

Na overleg met de netbeheerder werd beslist dat BRUGEL, met behoud van dezelfde globale enveloppe voor alle indicatoren (kwaliteit van de dienstverlening, smartmetering en SmartGrid), :

- **Verlaag de enveloppe voor de kcf met ongeveer +/- 40% ten opzichte van het voorstel in de ontwerpmethodologie;**
- **Een gelijkwaardige toename in de kwaliteit van de dienstenomhulling**

Samenvatting - Oorspronkelijke benadering (WACC verhoogd/verlaagd in stappen)

Tabel 22. Simulatie van de hoogte van de stimulans met de voorgestelde wijzigingen - scenario 1 (aannames: installatie van 100% van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's ten opzichte van de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC).

Reeks indicatoren	KPI	20-24 methodologie toegepast op 2021		Voorstel 25-29 toegepast op 2021		Voorstel 25-29 toegepast op 2021	
		Maximale bonus (in €)		Maximale bonus (in €)		Maximale boete (€)	
		Elektriciteit	Gas	Elektriciteit	Gas	Elektriciteit	Gas
Slimme meters	KPI_1	N.V.T.	N.V.T.	555 714 € <i>(verbeterde WACC, met PR = 150)</i>	N.V.T.	-236 178 €* <i>(WACC verlaagd, met PE = -75)</i>	N.V.T.
	KPI_2	N.V.T.	N.V.T.	445 000 €	N.V.T.	-445 000 € <i>(80% van maximale bonus KPI_1)</i>	N.V.T.
	KPI_3	N.V.T.	N.V.T.	174 230 € <i>(0,75% van de ME)</i>	N.V.T.	-174 230 € <i>(-0,75% van ME)</i>	N.V.T.
Slim netwerk	Alle	N.V.T.	N.V.T.	904 175 € <i>(Gelijk aan de maximale bonus voor slimme meters)</i>	N.V.T.	-904 175 € <i>(Symmetrische bonus / straf)</i>	N.V.T.

* met de gewijzigde aanpak voorgesteld door Sibelga (WACC lineair variërend tussen basis WACC - 150 basispunten en basis WACC + 150 basispunten), zou dit bedrag dalen tot -€389 000.

Tabel 23. Alternatief scenario - Simulatie van het bedrag van de stimulans met de voorgestelde wijzigingen - Scenario 2 (veronderstellingen: installatie van 100% van de IC's vergeleken met de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's vergeleken met de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC, installatie van 85% - d.w.z. S2 - van de IC's vergeleken met de doelstelling in het geval van de gesubsidieerde WACC).

Reeks indicatoren	KPI	20-24 methodologie toegepast op 2021		Voorstel 25-29 toegepast op 2021		Voorstel 25-29 toegepast op 2021	
		Maximale bonus (in €)		Maximale bonus (in €)		Maximale boete (€)	
		Elektriciteit	Gas	Elektriciteit	Gas	Elektriciteit	Gas
Slimme meters	KPI_1	N.V.T.	N.V.T.	1 111 428 € (verbeterde WACC, met PR = 300)	N.V.T.	-629 809 € (WACC verlaagd, met PE = -200)	N.V.T.
	KPI_2	N.V.T.	N.V.T.	889 000 €	N.V.T.	-889 000 € (80% van maximale bonus KPI_1)	N.V.T.
	KPI_3	N.V.T.	N.V.T.	348 461 € (1,50% van de ME)	N.V.T.	-348 461 € (-1,50% van ME)	N.V.T.
Slim netwerk	Alle	N.V.T.	N.V.T.	904 175 €	N.V.T.	-904 175 €	N.V.T.

Tabel 24 - Alternatief scenario voor het bepalen van bonussen/malus voor stimuleringsregeling zoals besproken met SIBELGA tijdens de officiële consultatiefase.

		2025 (euro 2025)			
Reeks indicatoren	KPI	Maximale bonus (in €)		Maximale boete (€)	
		Elektriciteit	Gas	Elektriciteit	Gas
Kwaliteitsindicatoren voor service	Alle	328k€	82k€	-164k€	-41k€
Slimme meters	KPI_1	+150 basispunten	N.V.T.	- 150 basispunten	N.V.T.
	KPI_2	+445k€		-445k€	
	KPI_3	+174k€		-174k€	
Slim netwerk	Alle	+544k€		-544k€	

II Het probleem van mogelijke onderinvestering aanpakken

In de context van een TOTEX revenue cap reguleringsmodel (zoals in het geval van het afzonderlijke OPEX / CAPEX revenue cap model van de Ierse regulator), is de invoering van waarborgen om het risico van onderinvestering en de daarmee gepaard gaande onterechte extra winst te beperken (d.w.z. de bonus die wordt gegenereerd door reële investeringen en dus reële afschrijvingen die lager zijn dan de afschrijvingen waarmee rekening wordt gehouden in de budgettaire beheersbare kosten) een belangrijke en moeilijke kwestie. In de loop van ons werk werd dit windfall-effect uitvoerig beschreven, net als bepaalde maatregelen die worden toegepast door Europese regelgevers, zoals de Ierse regelgever.

Het probleem is:

- voornamelijk op de investeringen 2025-2029 en de bijbehorende afschrijvingen, met betrekking tot de extra kosten van:
 - het project voor slimme meters ;
 - projecten voor slimme netwerken ;
 - IT-projecten die extra kosten met zich meebrengen;
 - projecten voor netwerkversterking en -uitbreiding die extra kosten met zich meebrengen;
- mogelijk, maar in mindere mate op business-as-usual investeringen 2025-2029 en bijbehorende afschrijvingen.

Er zijn twee benaderingen overwogen om dit probleem aan te pakken:

- Een eerste benadering op basis van regulering aan de hand van doelstellingen met betrekking tot de daadwerkelijke uitvoering van projecten in overeenstemming met de doelstellingen in de bedrijfsplannen die zijn geïntegreerd in de maximaal toegestane begrotingsontvangsten (**benadering 1 of KPI-benadering**);
- Een tweede benadering op basis van een ex-post audit aan het einde van de reguleringsperiode (**benadering 2 of ex-post audit benadering**), vergelijkbaar met de regeling die is ingevoerd door de Ierse toezichthouder.

Benadering 1 (KPI)

In deze aanpak, die gericht is op investeringen met betrekking tot extra kosten (deze aanpak is niet of zeer moeilijk toe te passen op BAU-afschrijvingen), wordt een indicator gedefinieerd voor het monitoren van de mate van voltooiing van elk project dat is opgenomen in de extra kosten (belangrijke projecten of groepen van projecten), en wordt een doelstelling voor voltooiing tegen 2029 vastgesteld die volledig consistent is met de veronderstellingen in de bedrijfsplannen voor deze projecten die het traject van extra kosten van het afschrijvings-type rechtvaardigen. Voor zover mogelijk moet een volume-indicator worden gebruikt, wat gemakkelijk is voor slimme meters (aantal geïnstalleerde slimme meters), maar wat ingewikkelder kan zijn om te implementeren voor bepaalde slimme netwerkprojecten, IT-projecten en netwerkprojecten.

Om Sibelga aan te moedigen niet te weinig te investeren, wordt voor elk van deze indicatoren een malusbedrag bepaald, dat een aanzienlijk percentage vertegenwoordigt van de onverschuldigde bonus die zou worden gerealiseerd in geval van onderinvestering. Idealiter zou een malusbedrag per eenheid moeten worden vastgesteld (€/eenheid niet ingezet activum), wat niet mogelijk is voor IT-projecten.

Benadering 2 (controle achteraf)

In deze benadering, die kan worden toegepast op alle nieuwe investeringen over de periode 2025-2029, kan BRUGEL, in het geval dat Sibelga over de periode 2025-2029 een globale bonus heeft vrijgegeven op haar TOTEX-beheersbare kosten, in 2030, bij vermoeden van manifeste onderinvestering, een audit starten van de investeringen die Sibelga over de periode 2025-2029 heeft gedaan ten opzichte van de investeringen voorzien in het herziene maximaal toegestane

begrotingsinkomen, rekening houdend met de reële inflatie. Indien blijkt dat een deel van de globale bonus te wijten is aan een manifeste onderinvestering, ten belope van een als BSM aangemerkt bedrag, wordt het BSM-bedrag via de SR-term_t in de reglementaire formule afgetrokken van de maximaal toegestane begrotingsinkomsten over de periode 2031-2034.

Voorgestelde richting

De uitvoering van aanpak 1 blijkt in de praktijk complex, gezien de diversiteit van de projecten die door Sibelga kunnen worden opgestart. Het is dan ook moeilijk om relevante indicatoren vast te stellen die toepasbaar zullen zijn op projecten voor slimme meters, slimme netten, IT of netten. Benadering 1 loopt dus het risico om de opvolging voor BRUGEL complexer te maken zonder de doeltreffendheid van de benadering te garanderen. Bovendien is benadering 1 voor het project van de slimme meters niet coherent met het stimuleringsmechanisme voor de invoering van slimme meters op basis van een gesubsidieerde/minoriserende WACC.

Benadering 2 is relevanter voor zover ze van toepassing is op alle nieuwe investeringen van Sibelga. BRUGEL is voorstander van aanpak 2.

* *

*