



Inkoopkosten van netverliezen voor regionale gastransportnetten

Uitgevoerd door: KYOS Energy Consulting BV ("KYOS")
In opdracht van: Autoriteit Consument en Markt ("ACM")

Definitief - Datum: 24 september 2019



Verklaring van niet-aansprakelijkheid ('disclaimer')

KYOS heeft dit rapport opgesteld met inachtneming van de noodzakelijke professionele zorgvuldigheid en gebruik makend van de haar beschikbare kennis en gegevens. Waar nodig heeft KYOS aannames gemaakt die volgens haar inschatting redelijk zijn voor de uitvoering van dit onderzoek. KYOS aanvaardt geen enkele aansprakelijkheid voor de resultaten van dit onderzoek, in het bijzonder niet voor geleden schade, direct dan wel indirect, voortvloeiend uit beslissingen die genomen worden op basis van dit onderzoek.

Inhoudsopgave

1	Managementsamenvatting	4
2	Inleiding	6
2.1	Achtergrond van het onderzoek.....	6
2.2	Doelstelling	7
3	Onderzoeksmethode en data	8
3.1	Kostencomponenten.....	8
3.2	Volume-, flexibiliteit en transportdata.....	9
3.3	Prijodata.....	11
4	Schatting van de kostencomponenten.....	13
4.1	Commodity kosten	13
4.2	Flexibiliteitskosten.....	16
4.3	Transportkosten.....	19
4.4	Overige kosten	20
4.5	Gevoeligheidsanalyse.....	20

I Managementsamenvatting

In wetsvoorstel VET heeft het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat bepaald dat netverliezen gas een transporttaak van de netbeheerders is. De bepalingen over de netverliezen gas zullen op 1 januari 2020 in werking treden. Regionale netbeheerders zullen vanaf 2020 deze netverliezen moeten inkopen op de gasmarkt en zal er een geschikte kostenschatting moeten worden gemaakt ten behoeve van de bepaling van de vergoeding voor de netbeheerders. De Autoriteit Consument en Markt (ACM) heeft KYOS gevraagd om de inkoopkosten van deze netverliezen te schatten.

Voor het bepalen van deze prijscomponent hebben we onderzocht welke kosten een leverancier in rekening gebracht zou hebben in de jaren 2016-2018. Deze kosten bestaan uit de volgende componenten:

- Commodity kosten: deze ontstaan door de inkoop van de dagelijkse gasverliezen en zijn gerelateerd aan de prijsniveaus op de TTF markt. Hierbij wordt rekening gehouden met hogere verwachte gaskosten in wintermaanden, waar het verbruik eveneens het hoogst is.
- Flexibiliteitskosten: deze ontstaan doordat er flexibiliteit nodig is om de uurlijkse (“intra-day”) variaties in de gasverliezen te kunnen balanceren.
- Transportkosten: deze ontstaan doordat er bij Gasunie Transport Services (GTS) transportcapaciteit op het landelijk transportnetwerk ingekocht moet worden.
- Overige kosten: administratieve kosten, uitvoeringskosten, andere kosten, plus een eventuele winststopslag

De commodity kosten vormen veruit de grootste kostenpost; ze zijn geschat op 17,91 €/MWh. Dit reflecteert grotendeels het gemiddelde prijsniveau op de TTF markt in de onderzochte periode. Bij de bepaling van deze kosten is het gemiddelde genomen van indexatie tegen twee verschillende TTF forwardprijzen: 1 maand vooruit (M+1) en 1 jaar vooruit (Y+1). Voor de in te kopen volumes is uitgegaan van het G2C profiel met een standaard temperatuurcorrectie.

De flexibiliteitskosten en transportkosten zijn beduidend lager en bedragen naar schatting respectievelijk 0,07 en 1,23 €/MWh. Ook deze resultaten zijn gebaseerd op het G2C profiel. Voor de bepaling van de flexibiliteitskosten is geschat welke gasopslagcapaciteit nodig is om uurlijkse volumevariaties op te vangen, en wat de vaste en variabele kosten daarvan zijn. Voor de bepaling van de transportkosten vormen de volumes van de GOS'en van de netbeheerders het uitgangspunt. Op basis van deze volumes is bepaald welke transportreservering bij GTS had moeten worden gedaan en tegen welk tarief.

De overige kosten zijn een inschatting op basis van KYOS' expertise op het gebied van gascontracten. Leveranciers zullen bepaalde kosten doorberekenen, onder andere voor de uitvoering en administratie van de leveringen. De leverancierskosten schatten we op 0,50 €/MWh, oftewel € 450.685 per jaar.

Tabel 1 toont een overzicht van alle kosten over de periode 2016 - 2018. Per jaar bedragen deze gemiddeld € 17,8 miljoen, wat neerkomt op 19,71 €/MWh.

	Volume (MWh)	Kosten in €/jaar				Totale kosten	
		Commodity	Flexibiliteit	Transport	Overig	in €/jaar	in €/MWh
2016	915,119	15,933,516	49,448	1,174,322	457,560	17,614,845	19.25
2017	897,258	15,367,800	81,149	1,053,965	448,629	16,951,543	18.89
2018	891,731	17,105,804	59,731	1,094,513	445,866	18,705,914	20.98
Gemiddelde	901,369	16,135,707	63,442	1,107,600	450,685	17,757,434	19.71

Tabel 1 Overzicht van de kosten, uitgesplitst per jaar en per kostencomponent.

Bovenstaande getallen zijn gebaseerd op historische jaren, en zijn geen verwachting voor 2020. Om de gevoeligheid van de netverlieskosten nader te onderzoeken hebben we prijssimulaties voor 2020 gebruikt. Hierbij is uitgegaan van de huidige marktprijzen. Uit deze analyse volgt een waarschijnlijkheidsverdeling van de mogelijke commodity kosten die netbeheerders in 2020 moeten betalen ter afdekking van de netverliezen. Hieruit volgt dat met 90% zekerheid de kosten tussen de 15,45 €/MWh en 23,60 €/MWh zullen liggen.

2 Inleiding

2.1 Achtergrond van het onderzoek

In wetsvoorstel VET¹ heeft het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat bepaald dat netverliezen gas een transporttaak van de netbeheerders is. De bepalingen over de netverliezen gas zullen op 1 januari 2020 in werking treden². De Autoriteit Consument en Markt (ACM) heeft KYOS gevraagd om de inkoopkosten van deze netverliezen te schatten.

In dit onderzoek worden netverliezen (of transportverliezen) gedefinieerd als het verschil tussen het gemeten gasvolume dat in het regionaal transportnetwerk geïnjecteerd is, minus het volume dat door de afnemers eraan onttrokken is. Hoewel de huidige studie geen analyse bevat van de oorzaken van de netverliezen is het zinvol om de belangrijkste oorzaken kort te benoemen:

- Daadwerkelijke gasverliezen
 - Het lekken van gas uit pijpleidingen, verbindingen en andere onderdelen van het gasnetwerk
 - Het lekken van gas door incidenten, bijvoorbeeld als gevolg van graafwerkzaamheden
- Administratieve gasverliezen
 - De uitwisseling van gas tussen netwerken zonder dat deze (correct) gemeten en/of geregistreerd wordt
 - Ongemeten gasverbruik als gevolg van diefstal
 - Ongemeten gasverbruik als gevolg van administratieve fouten (bijvoorbeeld wanneer een gebruiker aangesloten is, maar de leverancier niet wordt geregistreerd)
 - Fouten in meetgegevens, bijvoorbeeld bij de eindverbruiker
 - Onnauwkeurigheid in standaardprofielen die gebruikt worden om het verbruik van bepaalde verbruikersgroepen te schatten

¹ Kamerstukken I 2017/18, 34 627, A, Wijziging van de Elektriciteitswet 1998 en van de Gaswet (voortgang energietransitie). Aangenomen door de Eerste Kamer op 3 april 2018.

² Stb. 2019, 91, Besluit van 22 februari 2019 tot wijziging van het Besluit van 26 april 2018 tot vaststelling van het tijdstip van inwerkingtreding van de wijziging van de Elektriciteitswet 1998 en van de Gaswet (voortgang energietransitie).

2.2 Doelstelling

Vanaf 2020 zullen regionale netbeheerders verantwoordelijk worden voor de inkoop van netverliezen. De kosten hiervoor worden opgenomen in de regulering als onderdeel van de totale kosten en inkomsten van de regionale netbeheerders. ACM heeft een kostenschatting nodig om de netverliezen in de tariefregulering te kunnen opnemen. Deze kostenschatting is gebaseerd op de kosten van de netverliezen zoals die zouden zijn geweest als netbeheerders deze hadden moeten inkopen in de periode 2016-2018.

Het doel van dit onderzoek is om deze kosten van de inkoop van het gas ter compensatie van de netverliezen in te schatten. Dit rapport beschrijft de onderzoeksaanpak en de onderzoeksresultaten en is uitgevoerd op basis van een historische analyse.

3 Onderzoeksmethode en data

3.1 Kostencomponenten

ACM schat de netverliezen als een percentage van gemiddeld 0,481%³ van de totale invoeding op het net. Dit percentage wordt vermenigvuldigd met de invoeding van het onderhavige jaar om tot het absolute netverlies te komen.

Netbeheerders kunnen zelf handelen op de groothandelsmarkt om de verliezen in te kopen. Aangezien gashandel niet hun kernactiviteit is en daarvoor een professionele organisatie voor nodig is, is het waarschijnlijk dat ze de inkoop zullen doen bij een leverancier. Als de netbeheerders verantwoordelijk worden voor de inkoop van deze netverliezen, worden ze feitelijk een eindverbruiker van gas. Deze leverancier zal de groothandelskosten plus een opslag voor aanverwante kosten doorberekenen aan de netbeheerder zoals ze dat ook doet aan andere eindverbruikers. Voor de resultaten van ons onderzoek maakt het geen verschil of de netbeheerder zelf handelt in de markt of de inkoop doet bij een leverancier.

De belangrijkste kosten voor de levering van gas bestaan uit de kosten van het gas zelf, de zogenaamde commodity kosten. Daarnaast zijn er de kosten voor het dagelijks balanceren van de uurlijkse variaties in gasverbruik en kosten voor het gastransport op het landelijk netwerk van Gasunie Transport Services (GTS). Tenslotte zijn er bijkomende kosten voor een leverancier, waaronder administratieve kosten.

Deze studie is bedoeld om tot geschikte schattingen te komen van de volgende kostencomponenten, zoals een leverancier die zal doorberekenen aan een regionale netbeheerder als eindverbruiker:

- Commodity kosten: deze ontstaan door de inkoop van de dagelijkse gasverliezen en zijn gerelateerd aan de prijsniveaus op de TTF markt.
- Flexibiliteitskosten: deze ontstaan doordat er flexibiliteit nodig is om de uurlijkse (“intra-day”) variaties in de gasverliezen te kunnen balanceren.
- Transportkosten: deze ontstaan doordat er bij Gasunie Transport Services (GTS) transportcapaciteit op het landelijk transportnetwerk ingekocht moet worden.
- Overige kosten: administratieve kosten, uitvoeringskosten, andere kosten, plus een eventuele winststopslag

De schatting van de verschillende kostencomponenten wordt in het vervolg van dit hoofdstuk nader toegelicht. Allereerst volgt echter een toelichting op de gebruikte volumedata aan de hand waarvan de kosten worden bepaald.

³ Dit percentage verschilt per netbeheerder. Het hier gepresenteerde percentage is het gemiddelde netverlies berekend over alle netbeheerders in de periode 2014-2016.

3.2 Volume-, flexibiliteit en transportdata

Volgens de Allocatiecode Gas⁴ zullen netverliezen worden afgerekend tegen het G2C⁵ profiel. Dit profiel bestaat uit een genormaliseerd volume voor verschillende uren in het jaar, afhankelijk van seizoen en dagtype. Een profiel verdeelt feitelijk het totale volume in een jaar over de verschillende dagen en uren. Het G2C profiel wordt ook gebruikt voor andere verbruikers waarvan het verbruik niet dagelijkse of uurlijks gemeten kan worden en met een relatief hoog verbruik⁶. Het profiel bestaat uit een temperatuur onafhankelijke component en een temperatuur afhankelijk gedeelte. Voor het temperatuur afhankelijke gedeelte wordt de standaard temperatuur gebruikt, zoals gepubliceerd met het profiel.

Het werkelijke uurlijkse verbruik van netbeheerders als gevolg van netverliezen kan nooit exact bepaald worden omdat deze uurlijkse netverliezen niet gemeten kunnen worden. De werkelijke uurlijkse netverliezen zullen dus nooit volledig gelijk zijn aan het standaard G2C profiel.

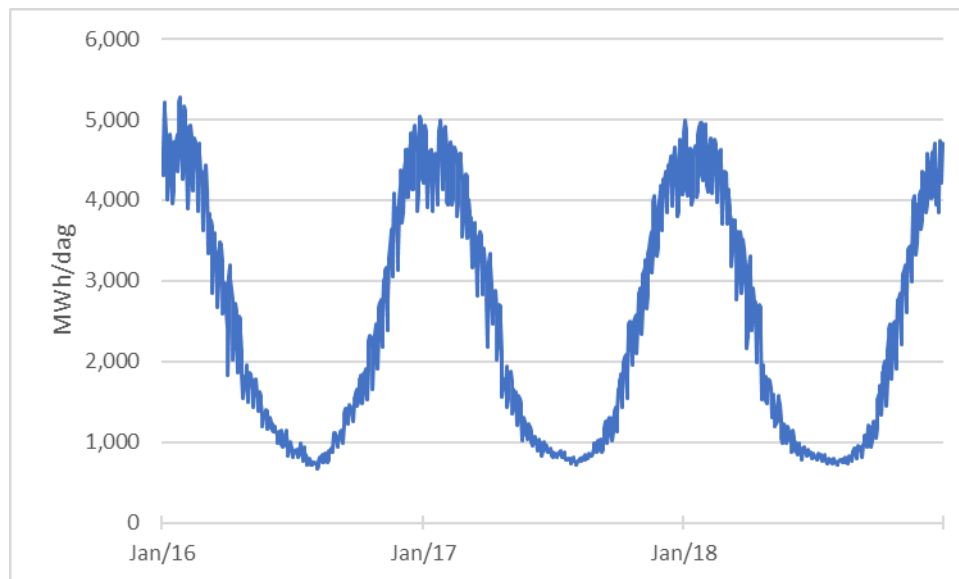
Omdat de werkelijke uurlijkse netverliezen onbekend zijn, wordt aangenomen dat het G2C profiel gebruikt mag worden voor bepaling van zowel de commodity kosten, de flexibiliteitskosten als de transportkosten. Hiervoor wordt het werkelijke totale jaarlijkse verbruik (invoeding) op de regionale netten, maal het netverliespercentage, maal het G2C profiel gebruikt om het uurlijks netverlies te bepalen. KYOS heeft hiervoor de invoeding per regionaal netbeheerder voor de periode 2016-2018 gebruikt⁷. Het G2C-profiel bepaalt vervolgens de verdeling van dit volume over de verschillende dagen en uren. Zie Figuur 1.

⁴ Artikel 4.9.3. onderdeel j.

⁵ De G2C profielen zijn te vinden op de website van de NEDU (www.nedu.nl)

⁶ Een verbruiker (zonder dagelijkse/uurlijkse meter) behoort tot de categorie G2C verbruikers als het jaarlijks verbruik tussen 5.000 m³ en 170.000 m³ ligt en de profielbedrijfstijd meer dan 1500 uren bedraagt.

⁷ De invoeding van Enexis in 2018 ontbrak in de data die door ACM ter beschikking was gesteld. Als aanname is daarom voor 2018 de 2017 invoeding gebruikt. Dit is in lijn met de ontwikkeling van invoeding van de andere netbeheerders in 2017 en 2018.



Figuur 1 Het geschatte netverlies op de regionale transportnetten over de jaren 2016-2018 op basis van het G2C verbruiksprofiel.

Voor de bepaling van de transportkosten wordt de methodologie gevolgd die geldt voor boekingen van GTS transportcapaciteit naar de regionale netwerken (zogenaamde OV-Exit punten) zoals beschreven in de Transportcode Gas LNB. De regionale netbeheerders krijgen door GTS een hoeveelheid OV-Exit capaciteit toegewezen voor de inkoop van netverliezen. Deze capaciteit wordt bepaald volgens dezelfde methode die geldt voor iedere shipper die gas van het landelijke GTS gasnetwerk in het regionale gasnetwerk wil stromen. Hiervoor wordt per maand het netverlies vermenigvuldigd met een zogenaamde Fit Factor en Maximale Fractie van het G2C profiel. Beide factoren worden gepubliceerd door GTS⁸.

Voor dit onderzoek wordt het tarief voor de OV-exitpunten genomen dat geldig is voor 2020⁹: 2,268 €/kWh/h/jaar.

Alle data in dit rapport wordt getoond op landelijk niveau. De berekeningen zijn echter ook gedaan voor de afzonderlijke regionale netbeheerders. Deze gedetailleerde resultaten worden in een Excel file aan ACM ter beschikking gesteld.

⁸ <https://www.gasunietransportservices.nl/shippers/capaciteit-boeken/rnb-exitcapaciteit>

⁹ <https://www.acm.nl/nl/publicaties/informatiedocument-tarieven-nc-tar-voor-de-tarievenperiode-2020>

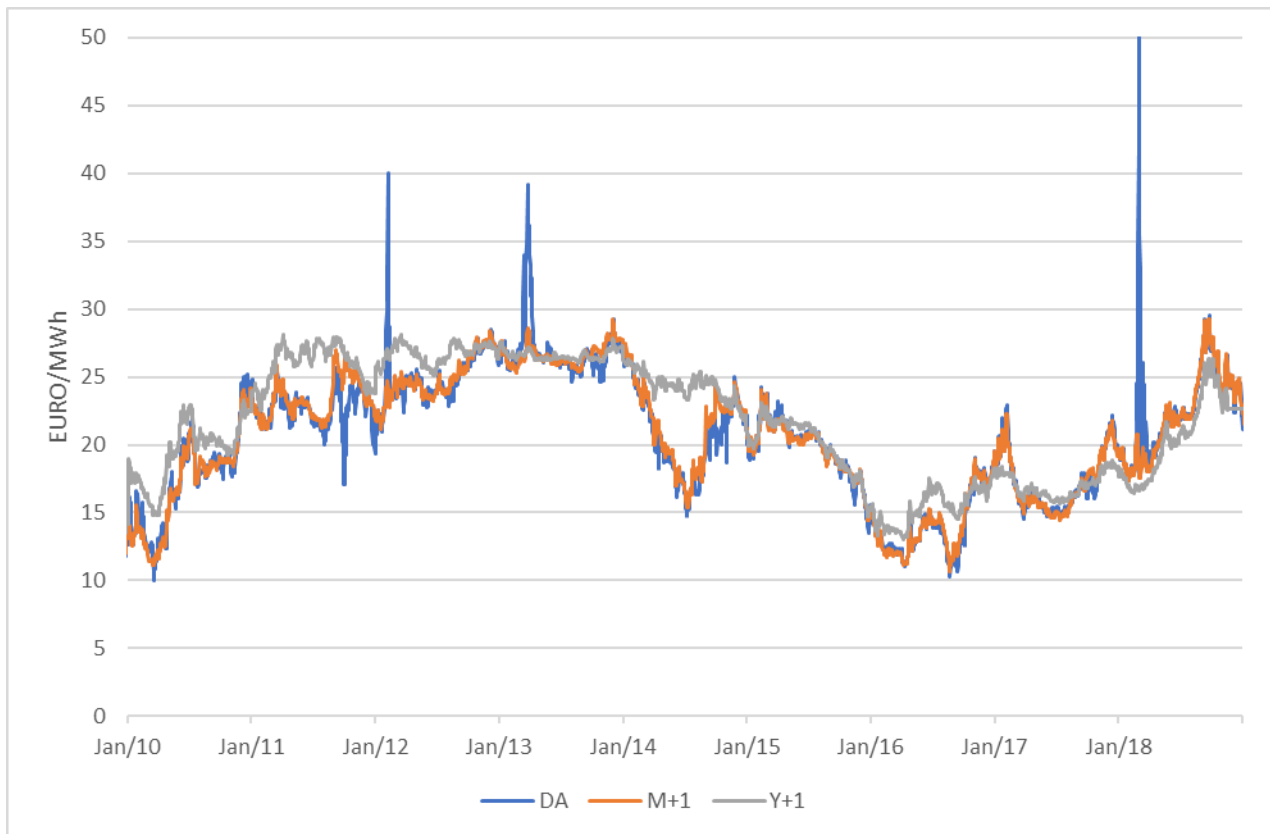
3.3 Prijsdata

Voor het berekenen van de commodity kosten zijn verschillende soorten prijsdata gebruikt. In deze paragraaf worden deze beschreven en kort geanalyseerd.

- **TTF:** staat voor 'Title Transfer Facility'. Het is het virtuele handelspunt voor de Nederlandse gasmarkt. Als gas gekocht wordt op de TTF, levert de verkoper het gas ergens op het landelijk transportnet van GTS (op een 'entry point') en draagt het eigendom over ('title transfer') aan de koper. De koper kan het gas op een willekeurig ander punt van het GTS netwerk afnemen: op de TTF zelf, op een grenspunt of op een Gas Ontvangst Station (GOS of 'exit point').
- **Spot:** gashandelaren kopen en verkopen gas voor levering op de volgende dag. Dit wordt aangeduid als 'day-ahead' of spothandel. Als een handelaar bijvoorbeeld 10 MW gas day-ahead koopt tegen een prijs van 20 €/MWh, dan krijgt hij de volgende gasdag¹⁰ ieder uur een volume van 10 MWh geleverd op het TTF netwerk. De koper betaalt hiervoor commodity kosten van $24 \times 10 \times 20 = 4.800$ € aan de verkoper.
- **Forward/future:** gashandelaren kopen en verkopen ook gas voor perioden verder vooruit. De meest verhandelde contracten zijn voor levering in de volgende maand ('M+1' of 'month-ahead') en volgend kalenderjaar ('Y+1' of 'year-ahead'). Deze contracten worden aangeduid als futures als ze op een beurs verhandeld worden en aangeduid als forwards als ze buiten de beurs tot stand komen via direct contact tussen koper en verkoper ('Over-the-counter' of 'OTC'). Forwards en futures leveren baseload volumes: een gelijk volume voor ieder uur. Zowel bij forwards als futures is de prijs en het verhandelde volume bekend bij het aangaan van de transactie. Als er bijvoorbeeld 10 MW gas verhandeld wordt voor levering in 2019 tegen een prijs van 20 €/MWh, dan wordt gedurende heel 2019 ieder uur een volume van 10 MWh op het GTS netwerk geleverd. In totaal betaalt de koper een bedrag van $365 \times 24 \times 10 \times 20 = 1.752.000$ € aan de verkoper.

Figuur 2 toont de historische ontwikkeling van TTF gasprijzen over de periode 2010-2018. De forward prijzen (M+1 en Y+1) zijn slotkoersen van de ICE-Endex beurs. Dit is de belangrijkste beurs voor TTF futures handel. De spotprijzen zijn van de spotgasbeurzen van PEGAS. De spotprijzen zijn duidelijk volatieler, hebben meer uitschieters, dan de forwardprijzen. Met name de year-ahead (Y+1) prijs is minder volatiel dan de spotprijs.

¹⁰ Een gasdag loopt van 6:00h tot 6:00h.



Figuur 2 TTF gasprijzen 2010-2018: day-ahead spot en forward prijzen month-ahead (M+1) en year-ahead (Y+1).

4 Schatting van de kostencomponenten

4.1 Commodity kosten

In dit onderzoek worden drie mogelijke inkoopstrategieën beschouwd, waarvan er uiteindelijk twee worden meegenomen in de bepaling van de commodity kosten. De strategieën kunnen beschouwd worden als mogelijke handelsstrategieën die netbeheerders zelf hadden kunnen uitvoeren in 2016-2018 door in te kopen op basis van het G2C profiel. Daarnaast zijn de strategieën de basis voor de commodity kosten die leveranciers in rekening gebracht hadden kunnen hebben. Vrijwel alle gascontracten aan grootverbruikers zijn tegenwoordig namelijk gebaseerd op een indexatie van gashandelsprijzen. Dat betekent dat de contractprijs (voornamelijk) bepaald wordt door een gemiddelde prijs in de gasmarkt. Voor de bepaling van de commodity kosten is het niet van belang of deze tot stand komt via gashandel door een netbeheerder zelf of, wat meer waarschijnlijk is, tot stand komt door het indexeren van een contractprijs tegen gasmarktprijzen.

Hieronder beschouwen we drie mogelijke strategieën, allen gebaseerd op spotprijzen, maandelijkse forwardprijzen (M+1) of jaarlijkse forwardprijzen (Y+1). In de praktijk zijn nog vele andere strategieën denkbaar en strategieën kunnen ook gecombineerd worden. Zo kan een inkoper eerst op basis van Y+1 prijzen inkopen en vervolgens gedurende het jaar één of meer maanden vooruit inkopen. Ook kan een leveringscontract voor bijvoorbeeld 50% geïndexeerd zijn op basis van Y+1 prijzen en 50% op M+1 prijzen of op een ander verhandelbaar product. Tenslotte bevatten verschillende contracten de mogelijkheid om te 'klikken': een contract is bijvoorbeeld Y+1 geïndexeerd, maar in het jaar voor levering kan een afnemer de prijs van een bepaald toekomstig volume vastklikken, wat betekent dat voor dat volume de dan geldende marktprijs zal gelden (Y+1 in dit geval).

De drie inkoopstrategieën zijn:

- 1) Spot:
 - Iedere dag wordt het benodigde volume voor de volgende gasdag gekocht op de spot (day-ahead) markt
- 2) Maand (M+1):
 - Voor iedere maand wordt een voorspelling gemaakt van het verwachte volume
 - Dit volume wordt in de maand voor levering gekocht tegen de gemiddelde M+1 forward prijs in de markt.
 - Gedurende de leveringsmaand worden de dagelijkse afwijkingen gekocht op de spotmarkt. De maandvoorspelling kan te hoog of te laag zijn; in de spotmarkt wordt daarom soms gekocht, soms verkocht.
- 3) Jaar (Y+1):
 - Voor ieder jaar wordt een voorspelling gemaakt van het verwachte volume
 - Dit volume wordt in het jaar voor levering gekocht tegen de gemiddelde Y+1 forward prijs in de markt.

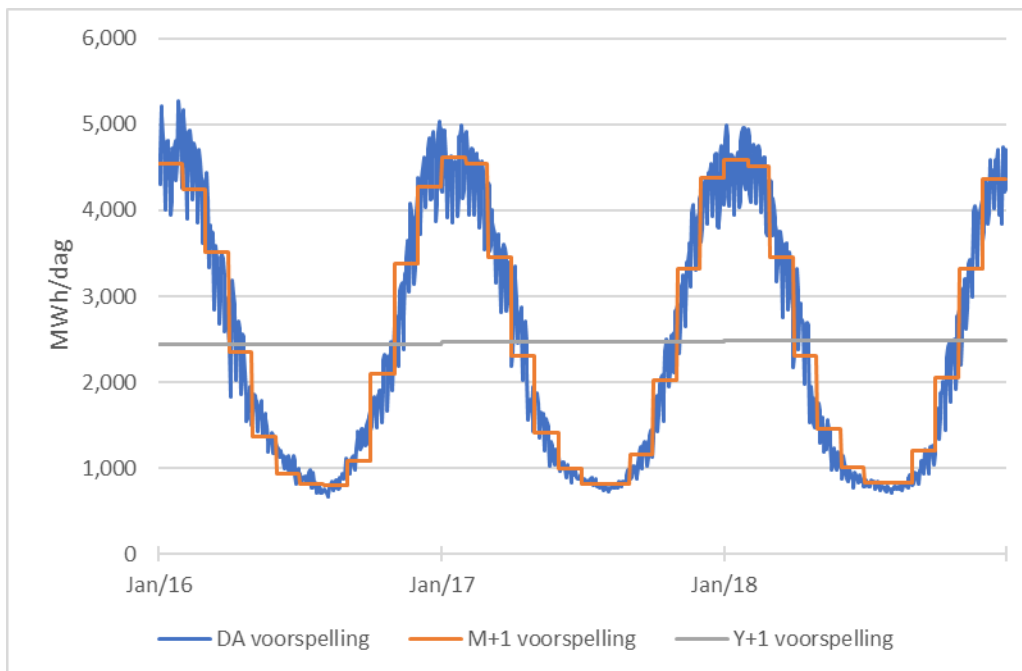
- Gedurende het leveringsjaar worden de dagelijkse afwijkingen gekocht op de spotmarkt. De jaarvoorspelling kan te hoog of te laag zijn; in de spotmarkt wordt daarom soms gekocht, soms verkocht. Met name in de wintermaanden zal moeten worden bijgekocht op de spotmarkt, in de zomermaanden verkocht.

Merk op dat alle strategieën rekening houden met verschillen in volumes en prijzen gedurende het jaar. Bij spot inkoop gebeurt dit automatisch. En het geldt ook voor de M+1 en Y+1 strategieën. Alles wat met de M+1 strategie teveel of te weinig wordt ingekocht op de forward markt, wordt aangevuld met extra transacties op de day ahead spotmarkt. Hierbij wordt ook de spot gasprijs betaald (of ontvangen). Hetzelfde proces gebeurt bij de Y+1 strategie.

Alhoewel de berekenen gedaan zijn voor de drie strategieën, is besloten de spothandelsstrategie weg te laten uit de eindresultaten. Spothandel stelt een inkoper namelijk sterk bloot aan korte-termijn marktschommelingen en is in de praktijk niet erg gangbaar. Bovendien zit er al een spothandelscomponent in de andere twee strategieën. Door te kiezen voor het gemiddelde van de twee overgebleven strategieën, zijn de commodity kosten gelijkelijk gebaseerd op een enigszins risicovolle strategie (M+1) en een relatief zekere strategie (Y+1), die beiden gangbaar zijn in de markt.

We denken dat de M+1 en Y+1 strategieën samen een representatieve schatting geven voor de kosten van het grote scala aan mogelijke strategieën en contractindexaties in de praktijk. Er is gekozen voor een gelijke weging van beide strategieën, omdat ze beide ongeveer even gangbaar zijn. Voor de berekeningen zijn de volgende soorten voorspellingen van het verwachte volume nodig:

- Day ahead voorspelling: we nemen aan dat het voorspelde dagvolume gelijk is aan het werkelijke dagvolume (totaal over de 24 uren). Op zo'n korte termijn kan namelijk een zeer nauwkeurige voorspelling gedaan worden.
- Maand: het voorspelde volume is gelijk aan het gemiddelde volume van die maand in de andere jaren. Dus om het volume te voorspellen voor bijvoorbeeld januari 2018, nemen we het gemiddelde van januari 2016 en 2017. De huidige maand is weggelaten uit de berekening van het gemiddeld om te voorkomen dat de voorspelling onrealistisch nauwkeurig is ('biased'). In de praktijk is het gerealiseerde volume van een periode immers nog niet bekend op het moment dat voor die periode een schatting gemaakt wordt.
- Jaar: het voorspelde volume is gelijk aan het gemiddelde volume in de andere jaren. De voorspelling voor 2018 is bijvoorbeeld het gemiddelde volume van 2016 en 2017.



Figuur 3 Dagelijkse gasvolumes, maandvoorspelling en jaarvoorspelling op basis van het G2C profiel.

Voor het totale inkoopvolume zijn we uitgegaan van het algemene verliespercentage (0,481%) maal de totale invoeding op de lokale transportnetten voor ieder van de jaren 2016-2018. Hierop is het G2C profiel toegepast, wat leidt tot een dagelijks gasvolume dat volgens de verschillende strategieën wordt ingekocht.

Commodity kosten						
	Volume (MWh)	Spot (€)	M+1 (€)	Y+1 (€)	M+1 en Y+1 gemiddeld (€)	M+1 en Y+1 gemiddeld (€/MWh)
2016	915,119	13,122,111	13,282,715	18,584,318	15,933,516	17.41
2017	897,258	16,389,041	16,045,428	14,690,172	15,367,800	17.13
2018	891,731	19,937,026	19,537,833	14,673,776	17,105,804	19.18
Gemiddelde	901,369	16,482,726	16,288,659	15,982,755	16,135,707	17.91

Tabel 2 Commodity kosten voor de drie verschillende strategieën. Het gemiddelde is alleen berekend over de laatste twee strategieën (M+1 en Y+1).

De resultaten in Tabel 2 laten zien dat de kosten enigszins variëren tussen de verschillende strategieën. Gemiddeld over de drie jaren zijn over de kosten van de spotstrategie iets hoger dan de andere twee. Wel zijn grote verschillen tussen de verschillende jaren te zien. De koude periode in februari/maart 2018 bijvoorbeeld zorgde voor extreem hoge spotprijzen. Duidelijk is te zien dat een spotstrategie tot een grotere variatie van commodity kosten leidt in vergelijking tot een meer gebruikelijke M+1 en/of Y+1 inkoopstrategie.

4.2 Flexibiliteitskosten

De commodity kosten zijn gebaseerd op dagvolumes die moeten worden ingekocht. Dit is een constant volume over de dag, een zogenaamd baseload volume. De echte netverliezen variëren echter per uur. Er zijn daarom nog extra flexibiliteitskosten voor balancering gedurende de dag.

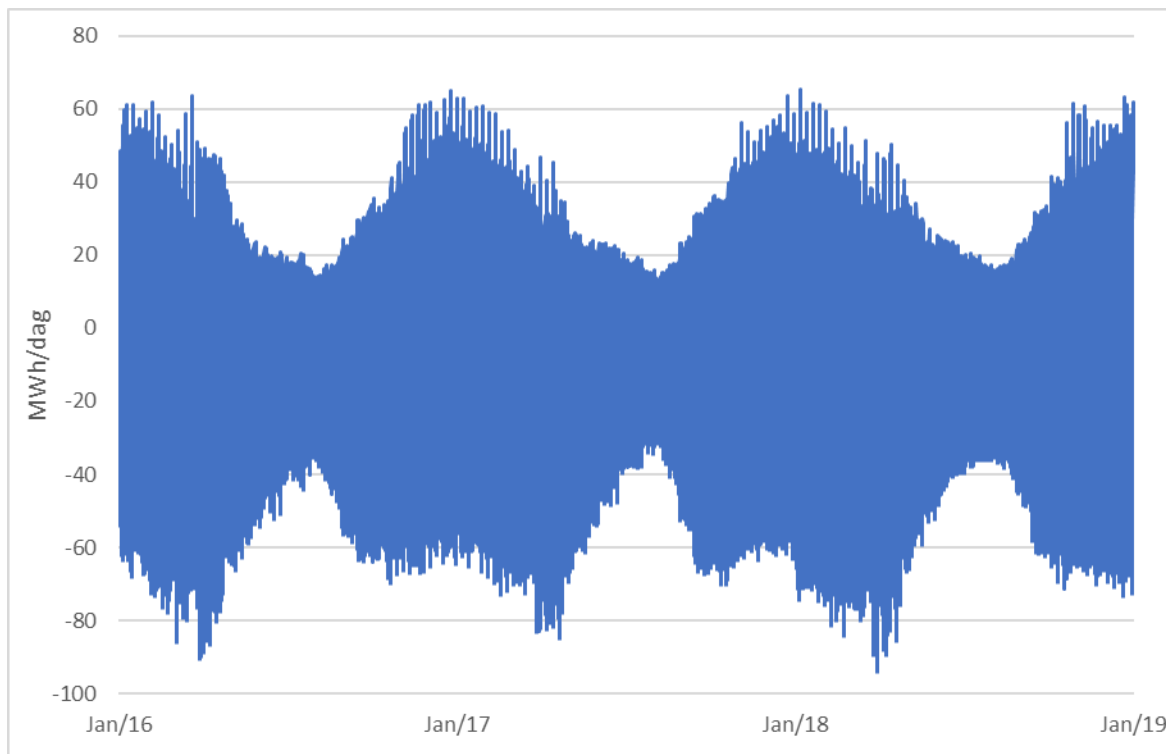
Gas shippers moeten proberen hun portfolio ieder uur in balans te hebben. De kosten voor deze uurlijkse (of intra-day) balancering kunnen worden geschat aan de hand van een (virtuele) gasopslag. De benodigde flexibiliteitsvolumes hebben we geschat aan de hand van het G2C profiel:

- Op basis van het G2C profiel zijn de volumes over de uren in het jaar verdeeld. Dit zijn dezelfde volumes als die zijn gebruikt voor de commodity kosten, maar dan op uurniveau.
- We nemen aan dat het totale dagvolume voor de volgende dag juist geschat kan worden.
- Het flexibiliteitsvolume voor ieder uur is het verschil tussen het werkelijke volume per uur en het gemiddelde dagvolume. Op een dag is de totale geschatte positieve flexibiliteit dus gelijk aan de totale geschatte negatieve flexibiliteit. Deze flexibiliteitsvolumes worden weergegeven in figuur 4. Ze zijn groter (positief en negatief) in de winter dan in de zomer, aangezien ook het absolute volume dan hoger is.

Op basis van de flexibiliteitsvolumes is geschat welke gasopslagcapaciteit gekocht zou moeten worden om deze variaties op te vangen. Het maximale uitzendvolume moet groot genoeg zijn om de grootste negatieve flexibiliteit op te vangen. Het maximale injectievolume moet groot genoeg zijn om de grootste positieve flexibiliteit op te vangen. Het werkvolume van de opslag hoeft maar beperkt te zijn; we zijn ervan uit gegaan dat deze gelijk is aan 24 maal het maximale injectie- of uitzendvolume, afhankelijk van welke het grootste is.

Aangezien het verbruiksprofiel van alle netbeheerders gelijk is, namelijk het G2C profiel, wordt de berekening uitgevoerd op portfolioniveau. Een berekening op het niveau van de netbeheerders, gesommeerd, leidt tot een identiek resultaat.

Over de jaren 2016-2018 is de maximale negatieve flexibiliteit 94 MWh/uur, terwijl de maximale positieve flexibiliteit 65 MWh/uur is. Dit zijn de grootste positieve en negatieve uitschieters in Figuur 4. Dit worden respectievelijk de uitzendcapaciteit en de injectiecapaciteit van de gasopslag. Het benodigde werkvolume moet groot genoeg zijn om 24 uren achter elkaar te injecteren of uitzenden en komt op 2,256 MWh.



Figuur 4 Uurlijkse flexibiliteitsvolumes in 2016-2018. De volumes zijn gebaseerd op de jaarlijkse netverbruiken, vermenigvuldigd met een verliespercentage van 0,481%, en verdeeld over de uren volgens het G2C profiel.

De kosten voor een gasopslag kunnen verdeeld worden in een vaste en een variabele component. De variabele kosten worden berekend over de volumes die worden geïnjecteerd en uitgezonden. In haar halfjaarlijkse veiling van gasopslagcapaciteit hanteert GasTerra bijvoorbeeld kosten van 0,42 €/MWh voor injectie en 0,03 €/MWh voor uitzenden. Dit zijn ook representatieve kosten voor andere gasopslagfaciliteiten en hanteren we als basis voor de berekening van variabele kosten. Er vanuit gaande dat alle positieve flexibiliteit moet worden gebalanceerd door gas te injecteren en alle negatieve flexibiliteit gebalanceerd door gas uit de opslag te halen, zijn de gemiddelde variabele kosten over de jaren 2016-2018 gelijk aan 32,297 €/jaar. Zie Tabel 3 voor de uitsplitsing per jaar.

De bepaling van de vaste opslagkosten is lastiger, omdat er voor de benodigde opslag geen algemene marktprijs is. Om die reden schatten we de vaste opslagkosten op basis van een opslagwaarderingmodel. Het gebruikte model, KyStore, is een commercieel gebruikt softwarepakket van KYOS. Het wordt door vele marktspelers gebruikt om gasopslag te waarderen en te optimaliseren in de gasmarkt.

De belangrijkste parameter die deze waarde bepaalt, naast de karakteristieken van de gasopslag zelf, is de spotvolatiliteit. Een gangbare manier waarop marktpartijen de spotvolatiliteit schatten is om dit te berekenen op basis van de (al bekende) spotprijzen in het voorgaande jaar. Dit betekent dat voor het bepalen van de waarde van de opslag voor 2016 de spotvolatiliteit in 2015 is berekend en gebruikt. Dit levert voor de jaren 2016, 2017 en 2018 een spot volatiliteit van respectievelijk 39%, 56% en 39%.

De geschatte jaarlijkse flexibilitetskosten komen daarmee op 31.145 € vaste kosten plus gemiddeld 32.297 € variabele kosten. Deze totale kosten van 63.442 € worden vervolgens gedeeld door het jaarlijkse netverliesvolume, waarmee de jaarlijkse flexibilitetskosten uitkomen op 0,07 €/MWh. Dit is relatief laag ten opzichte van de commodity kosten.

Flexibilitetskosten					
	Volume (MWh)	Vast (€)	Variabel (€)	Totaal (€)	Totaal (€/MWh)
2016	915,119	17,671	31,777	49,448	0.05
2017	897,258	48,793	32,356	81,149	0.09
2018	891,731	26,971	32,760	59,731	0.07
Gemiddelde	901,369	31,145	32,297	63,442	0.07

Tabel 3 Flexibilitetskosten op basis van een virtuele gasopslag. De berekening is uitgevoerd met behulp van het KyStore model.

4.3 Transportkosten

Naast de commodity kosten en de flexibilitetskosten hebben shippers (netgebruikers) te maken met de kosten voor het gebruik van het landelijk transportnet van GTS. De kosten worden aangeduid als transportkosten. Voor het gebruik van het landelijke gastransportnet wordt er, in het geval het de uitwisseling met regionale gastransportnetten betreft, transportcapaciteit door GTS gereserveerd voor de shippers. De uitwisselingspunten tussen het GTS transportnet en de regionale gastransportnetten worden OV-Exit punten genoemd. Deze toewijzing gebeurt niet op basis van een boeking, maar op basis van een allocatie aan de hand van de maximaal afgenomen capaciteit op het OV-Exit punt. Voor deze reservering wordt een bijbehorende vergoeding betaald, waarvan het tarief vanaf 2020 gelijk is voor ieder OV-Exit punt (*postzegel tarief*).

De reservering van exit-capaciteit wordt door GTS maandelijks berekend aan de hand van een formule die onder andere rekening houdt met het mogelijke piekverbruik in de betreffende maand. De door GTS gebruikte factoren voor het reserveren van de OV-Exit capaciteit zijn te vinden op de website van GTS¹¹.

Tabel 4 toont de resultaten per jaar. De totale kosten per jaar bedragen gemiddeld € 1.107.600.

Transportkosten				
	Volume (MWh)	Tarief (€/kWh/h/jr)	Kosten (€)	Kosten (€/MWh)
2016	915,119	2.27	1,174,322	1.28
2017	897,258	2.27	1,053,965	1.17
2018	891,731	2.27	1,094,513	1.23
Gemiddelde	901,369	2.27	1,107,600	1.23

Tabel 4 Transportkosten behorende bij de inkoop van netverliezen door regionale netbeheerders.

¹¹ <https://www.gasunietransportservices.nl/shippers/capaciteit-boeken/rnb-exitcapaciteit>

4.4 Overige kosten

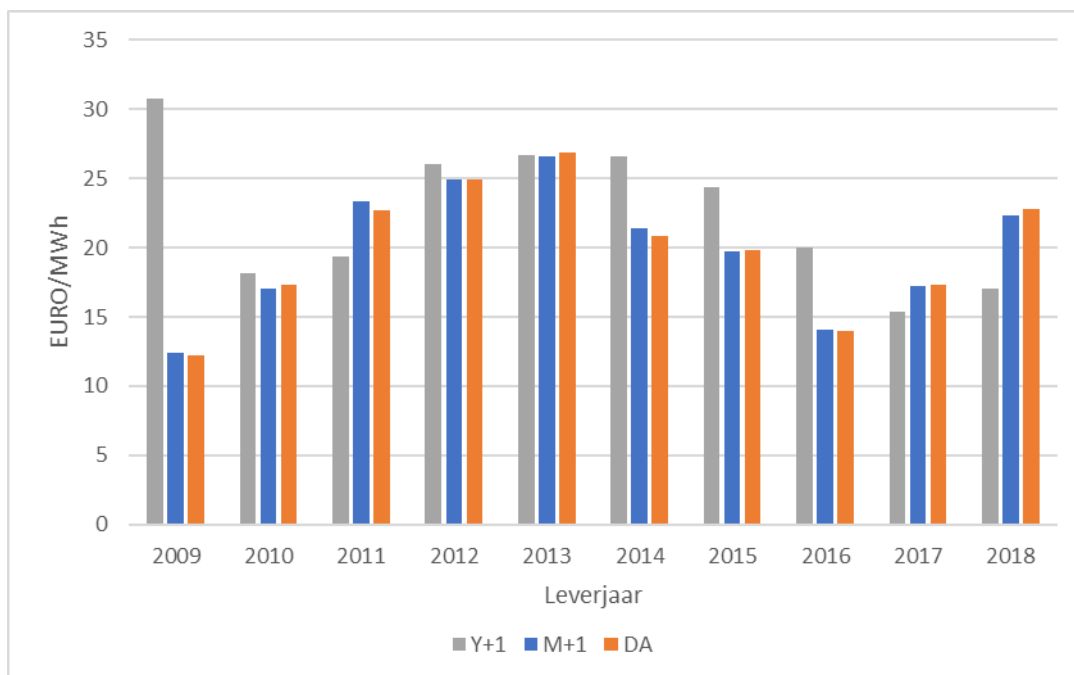
Naast de commodity kosten, flexibiliteitskosten en transportkosten berekenen leveranciers nog andere kosten door in hun tarieven. De overige kosten dekken met name de uitvoeringskosten, administratieve kosten, kosten van werkkapitaal, kredietkosten, plus een eventuele winstmarge. In het geval van netbeheerders kunnen de kredietkosten als verwaarloosbaar klein verondersteld worden, aangezien de kans op wanbetaling zeer gering is. Op basis van KYOS' expertise op het gebied van gascontracten schatten we de overige kosten op ongeveer 0,50 €/MWh.

4.5 Gevoeligheidsanalyse

De getoonde berekeningen in deze studie zijn gebaseerd op historische, gerealiseerde data. De daadwerkelijke kosten van de netverliezen voor de regionale netbeheerders die zij vanaf 2020 moeten betalen is zal anders zijn. De twee grootste variabelen die deze kosten bepalen zijn de uiteindelijk gerealiseerde gasprijzen en het daadwerkelijk verbruik.

De commodity kosten vormen de belangrijkste component van de netverliezen. Tegelijkertijd zijn deze kosten sterk volatiel.

In Figuur 5 is deze ontwikkeling van de DA, M+1 en Y+1 contracten weergegeven. Hier is steeds de gemiddelde prijs weergegeven per leverjaar. De grote variatie in prijzen is duidelijk waarneembaar. Over de laatste 10 jaar lagen de commodity prijzen ongeveer tussen de 12 €/MWh en 30 €/MWh.



Figuur 5 ontwikkeling van de commodity prijzen, gemiddeld voor een leverjaar.

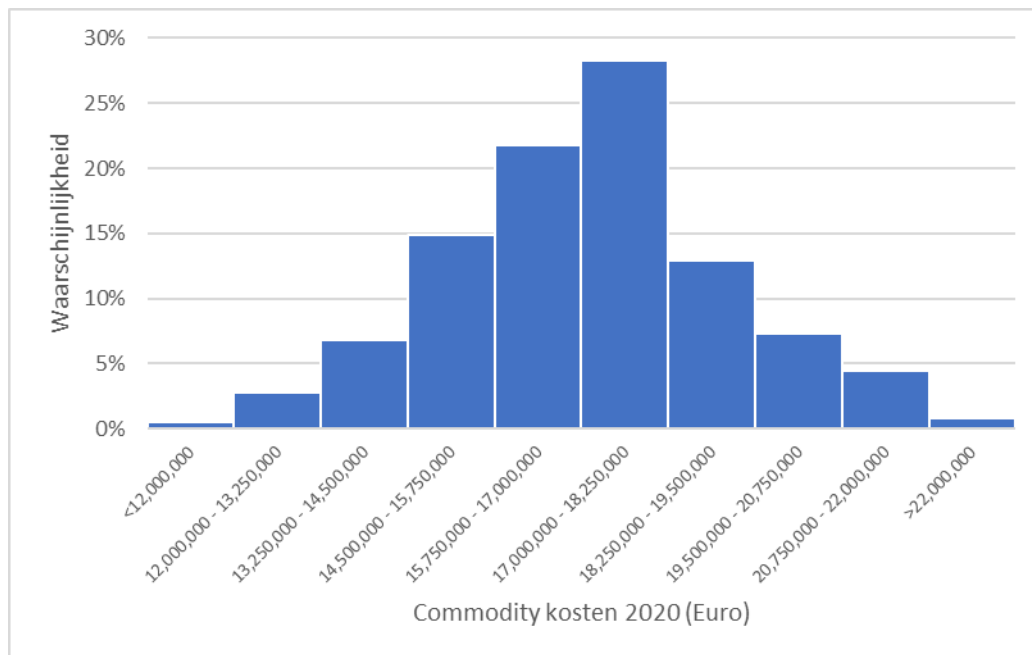
Ook de historische prijsontwikkeling van het contract met levering in 2020 geeft een indicatie van de mogelijke variaties in de netverlieskosten. Dit contract varieerde over de laatste 4 jaar tussen de 13,4 €/MWh en 23,7 €/MWh. In andere woorden, begin 2016 was de verwachting van de markt dat de gemiddelde prijs in 2020 13,4 €/MWh zou zijn. Eind 2018 was deze marktverwachting al bijgesteld tot 23,7 €/MWh.



Figuur 6 Prijsontwikkeling van het gascontract met levering in 2020

Om de gevoeligheid van de netverlieskosten voor gasprijzen verder te onderzoeken zijn prijs simulaties gemaakt voor de gasprijzen in 2020¹². Deze simulaties zijn gemaakt met het KySim model van KYOS. Dit model genereert gedetailleerde Monte Carlo simulaties van de gasprijzen op basis van een geavanceerd prijsmodel. Het prijsmodel wordt gekalibreerd met behulp van historische data. Resultaat is een groot aantal simulaties (250) voor zowel de day-ahead, M+1 en Y+1 prijs. Voor elk van de prijssimulaties zijn de commodity kosten in 2020 berekend, gebaseerd op de invoeding van 2018. Dit geeft, voor de gecombineerde M+1/Y+1 strategie, de verdeling van de totale commodity kosten zoals weergegeven in Figuur 7.

¹² Hiervoor zijn de prijzen van 16 juli 2019 gebruikt zoals gepubliceerd door ICE-Endex



Figuur 7 Histogram met de verdeling van de berekende commodity kosten voor de M+1/Y+1 strategie voor 2020.

De belangrijkste statistieken van deze berekening zijn te vinden in Tabel 5. Te zien is dat de verwachte commodity kosten voor netbeheerders 19,27 €/MWh zijn en dat er een 5% kans is dat deze kosten in 2020 hoger zullen zijn dan 23,60 €/MWh.

Verdeling 2020 Commodity Kosten		
	M+1 en Y+1 gemiddeld (€)	M+1 en Y+1 gemiddeld (€/MWh)
Gemiddelde	17,186,178	19.27
1% percentiel	12,451,071	13.96
5% percentiel	13,778,132	15.45
10% percentiel	14,589,785	16.36
90% percentiel	19,756,824	22.16
95% percentiel	21,042,840	23.60
99% percentiel	22,247,667	24.95

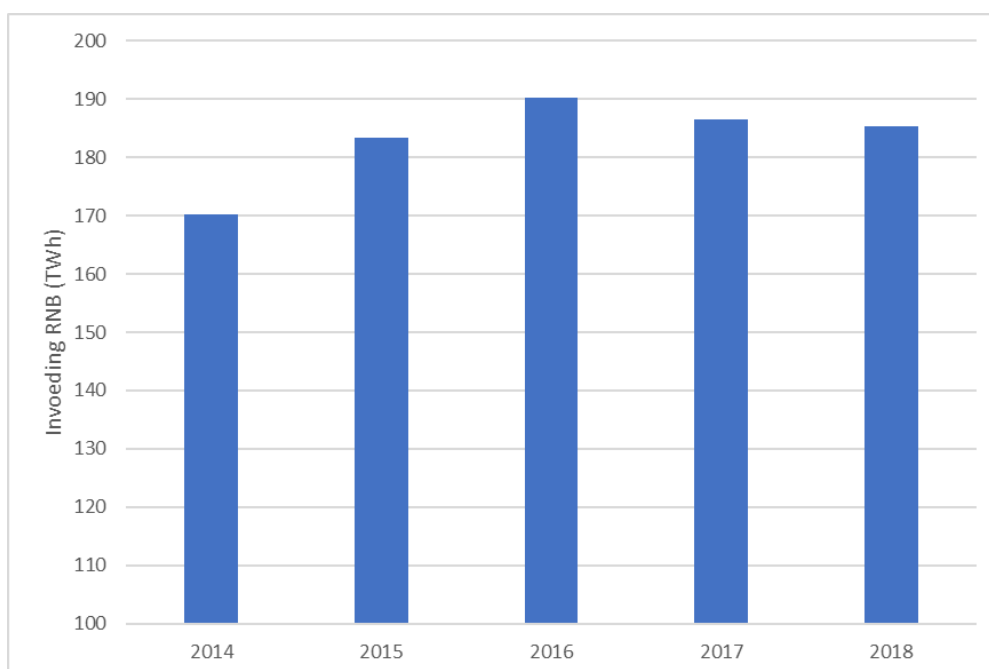
Tabel 5 Statistieken van de berekening van de commodity kosten voor 2020 op basis van prijssimulaties

Netbeheerders kunnen zich gedeeltelijk tegen prijsveranderingen indekken en de geanalyseerde combinatie van M+1 en Y+1 is hiervan een veelgebruikte methode. Door het spreiden van de inkoopprijs over een langere periode worden prijsveranderingen immers gedeeltelijk uitgemiddeld.

Als voorbeeld hebben we met behulp van bovengenoemde prijssimulaties voor 2020 de M+1 en gecombineerde M+1/Y+1 strategie vergeleken. Hiervoor hebben we naar de standaard deviatie gekeken als maat van de mogelijke spreiding (risico) van de inkoopkosten. Hoe hoger de standaard deviatie, hoe groter de spreiding van de inkoopkosten en daarmee het risico op hogere inkoopkosten voor de netbeheerders. De berekende standaard deviatie voor de M+1 strategie is met 3,53 €/MWh duidelijk groter dan de standaard deviatie voor de gecombineerde M+1/Y+1 strategie (2,37 €/MWh). Dit bevestigt onze eerdere uitspraak dat laatstgenoemde strategie minder risicovol is dan een M+1 strategie.

Prijsveranderingen over langere tijd, bijvoorbeeld als gevolg van cyclische effecten in de gasmarkt, zijn lastiger af te dekken voor eindverbruikers zoals netbeheerders. Dit vereist actiever handelen op de gasmarkt en met producten met levertijd verder in de toekomst. Activiteiten die in het algemeen niet passen bij eindverbruikers.

De tweede grote variabele die de netverlieskosten bepaalt is de totale invoeding. Deze wordt vooral bepaald door de temperatuur. In Figuur 8 is de totale invoeding voor de regionale netbeheerders weergegeven voor de jaren 2014-2018. In deze periode was het verschil tussen het jaar met de hoogste invoeding 10% lager dan het jaar met de laagste invoeding. Bij gelijkblijvende prijzen betekent 10% meer invoeding 10% hogere netverlieskosten. Voor het afdekken van dit volume risico worden weerderivaten verhandeld in de markt. Dit zijn financiële instrumenten die de houder ervan bij een bepaald niveau (bijvoorbeeld het aantal stookdagen per jaar) een vooraf afgesproken hoeveelheid Euros uitkeren. De houder (koper) van dit instrument betaalt de verkoper vooraf een premie. Weerderivaten worden weinig verhandeld in de markt. Grote verzekeraars zijn de meeste voorkomende aanbieders van dit soort producten. Het is naar onze ervaring ongebruikelijk om dit soort producten te gebruiken om variaties in het gasverbruik als gevolg van temperatuur af te dekken.



Figuur 8 Totale invoeding per jaar in het regionale gasnetwerk in de periode 2014-2018

