

## Onderzoek 8: Effecten van een eventuele productiebeperking op de gasbaten

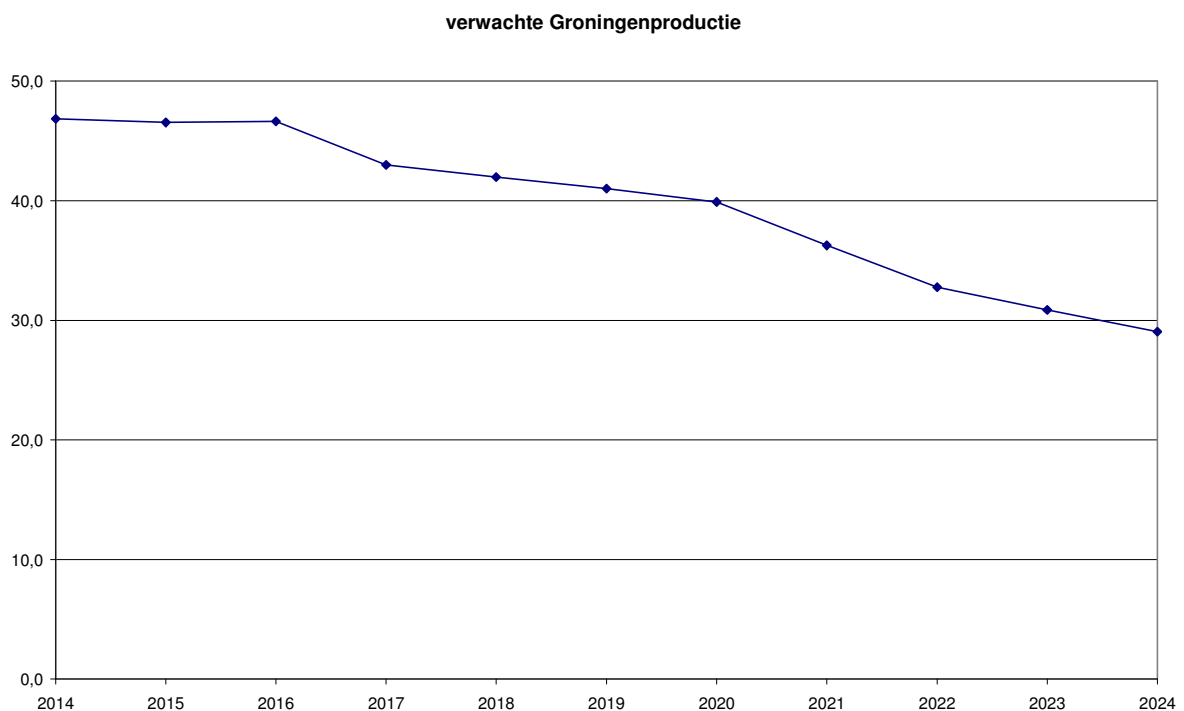
### 1. Inleiding

In deze notitie worden de effecten van een eventuele productiebeperking op de gasbaten voor de periode 2014-2024 nagegaan. Volumebeperkingen van de productie van Groningengas leiden tot een neerwaarts effect op de baten. Het Groningengas is een belangrijke bron van gas op de Europese markt. Indien de beperkingen substantieel zijn kan dit de marktprijs beïnvloeden waardoor de daling van de baten deels gemitigeerd zou kunnen worden. Hierbij geldt hoe groter de reductie hoe groter het effect op de prijs zou kunnen zijn. Bij het analyseren van de gevolgen voor de baten moet dus rekening gehouden met eventuele prijseffecten. Bij een reductie van het Groningenvolume is uitgegaan van vier scenario's:

- a) beperking tot 40 miljard m<sup>3</sup>
- b) beperking tot 35 miljard m<sup>3</sup>
- c) beperking tot 30 miljard m<sup>3</sup>
- d) beperking tot 20 miljard m<sup>3</sup>

### 2. Uitgangspunten voor volumina en prijzen

Uitgangspunt voor de Groningenproductie is het volgende profiel (in miljarden m<sup>3</sup>):



Op hoofdlijnen is de verwachte productie:

- voor 2014, 2015 en 2016 ongeveer 46 tot 47 miljard m<sup>3</sup>;
- vervolgens langzaam dalend naar 40 miljard m<sup>3</sup> in 2020;
- en vanaf 2020 een versnelling van de afname tot ongeveer 30 miljard m<sup>3</sup> in 2024.

Indien er prijseffecten zijn als gevolg van een beperking van de Groningenproductie dan is dit ook van invloed op de baten die voortvloeien uit de kleine velden. De productie van gas uit de Nederlandse kleine velden bedraagt naar verwachting in 2014 ongeveer 24 miljard m<sup>3</sup> en die zal afnemen tot ongeveer 10 miljard m<sup>3</sup> in 2024.

Voor prijzen wordt uitgegaan van de ICE-ENDEX prijzen, waarop de forward prijzen tot en met 2019 staan. Voor 2020 en verder is het prijsniveau van 2019 aangehouden. Op de ENDEX staan de prijzen in €/MWh en die zijn omgerekend naar ct/m<sup>3</sup>. Kort samengevat, ontstaat dan het volgende basispad voor de totale gasbaten (inclusief Vpb) in miljoenen euro's:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Groningenproductie	46,8	46,5	46,6	43,0	42,0	41,0	39,9	36,3	32,8	30,9	29,1
Kleine velden productie	24,0	21,6	20,1	18,1	16,9	15,7	14,5	12,5	11,4	11,1	9,8
Nederlandse productie	70,9	68,1	66,7	61,1	58,9	56,7	54,4	48,8	44,1	42,0	38,9
prijs in ct/m <sup>3</sup>	25,7	25,2	24,5	24,4	23,6	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
Totale gasbaten	12990	12380	11810	10760	9970	9490	9150	8220	7400	6980	6480

Merk op dat de baten halveren in 10 jaar tijd, namelijk van € 13 miljard in 2014 tot € 6,5 miljard in 2024. Dit wordt vooral veroorzaakt door de dalende productie, globaal van 71 miljard m<sup>3</sup> in 2014 tot 39 miljard m<sup>3</sup> in 2024.

### 3. Omgevingsfactoren

Aan de orde komen een aantal omgevingsfactoren die voor de analyse van belang zijn.

#### a) volume Groningen

Het verwachte Groningenprofiel laat een dalend profiel zien. Dit dalende profiel is op hoofdlijnen in de markt bekend aangezien dit regelmatig naar de buitenwereld is gecommuniceerd. Enkele voorbeelden hiervan:

- 1) er is aangegeven dat vanaf ongeveer 2020 Groningen in decline gaat en dat in het verlengde hiervan de Nederlandse productie tegen 2024 gedaald is onder het niveau van de binnenlandse consumptie;
- 2) de discussies rondom de gassenstelling en ombouw in Duitsland, Frankrijk en België in verband met de verminderde beschikbaarheid van Groningengas.

Daarnaast is het in de markt bekend dat de Minister eind 2013 mogelijk een besluit neemt over productiebeperkende maatregelen voor 2014 en verder. Marktpartijen zijn er dus mee bekend dat de productie van Groningengas dalende is en eventueel verder beperkt kan worden en aangenomen mag worden dat dit verdisconteerd is in de marktprijzen.

#### b) het prijsniveau

De prijzen op de forward curve laten een duidelijke daling zien. Gas dat nu gekocht wordt voor 2019 is ongeveer 10% goedkoper dan gas dat nu wordt gekocht voor 2014. Deze dalende forward curve is al geruime tijd te zien. De World Bank gaat in haar commodity forecast voor Europa uit van de dalende prijzen evenals voor het LNG voor Japan. Voor Noord-Amerika vertoont de forward curve een stijgende tendens. De World Bank verwacht dus dat het prijsverschil tussen Noord-Amerika en Europa zal dalen. Dus ondanks een dalende Groningenproductie en een mogelijke productiebeperking verwachten marktpartijen een daling van de prijzen. Marktpartijen verwachten blijkbaar geen tekorten en zien dan ook geen reden om zich daar voor in te dekken. Een vergelijkbare situatie doet zich voor bij de spreads. De zomer/winter spread is minder dan 2 ct/m<sup>3</sup> en is nog nooit zo laag geweest op de TTF. Groningengas is vooral nodig in de winter en een mogelijke productiebeperking zal vooral effect hebben op het aanbod in de winter. Ook deze prijssignalen in de markt duiden erop dat geen gastekorten worden verwacht.

#### c) de verwachte gasvraag in Noordwest Europa

De verwachte gasvraag in Noordwest Europa is ongeveer stabiel voor de komende 10 jaar op een niveau van 305 miljard m<sup>3</sup>. In Noordwest-Europa wordt ongeveer 90 miljard m<sup>3</sup> gevraagd uit Duitsland. Voor Groningengas is Duitsland een belangrijke markt zodat in meer detail naar deze markt gekeken wordt. Jaarlijks maken de Duitse netbeheerders, verenigd in de FBN, een plan voor de komende 10 jaar ten behoeve van het netbeheer (Netzentwicklungsplan). In het meest recente Plan staan op hoofdlijnen drie scenario's:

- hoog met een verwachte groei van de gasvraag van ongeveer 0% per jaar;
- midden met een verwachte krimp van ongeveer 1% per jaar;
- laag met verwachte krimp van ongeveer 2% per jaar.

De netbeheerders nemen dus aan dat nulgroei het meest optimistische scenario is en dat is in die zin van belang dat de netbeheerders verantwoordelijk zijn voor voldoende transportcapaciteit en bij hun ramingen ook rekening moeten houden met een hoge vraag. Hieruit volgt dat de 90 miljard m<sup>3</sup> aan de bovenkant van de verwachtingen zit en dat krimp eerder voor de hand ligt. Daarnaast wordt de Duitse L-gasmarkt afgebouwd. Tot 2020 in beperkte mate, maar na 2020 in versneld tempo, ook omdat GTS heeft aangegeven dat tussen 2020 en 2030 de L-gas exportcapaciteit vanuit Nederland naar Duitsland in 10 jaar volledig wordt afgebouwd en de Duitse L-gasmarkt grotendeels afhankelijk is van het Groningengas. Vanuit Duitsland zal er geen extra vraag naar Groningengas ontstaan, maar zal er eerder sprake zijn van een rem op de vraag naar Groningengas.

#### *d) Mogelijkheden voor extra aanbod naar Noordwest Europa*

Aanbod op de Europese markt komt naast Nederland vooral uit Noorwegen, Rusland en LNG. Zeker vanuit Rusland is nog extra aanbod mogelijk. Het Russische aanbod naar geheel Europa is de laatste jaren aanzienlijk lager dan het niveau van enkele jaren geleden. Het huidige niveau bedraagt minder dan 150 miljard m<sup>3</sup> en er is ruimte tot 185 miljard m<sup>3</sup>.<sup>1</sup> De transportcapaciteit vanuit Rusland is meer dan voldoende hiervoor. Nord Stream heeft een capaciteit van 55 miljard m<sup>3</sup> per jaar en in 2012 is hier minder dan 25% van benut. Mogelijk wordt Nord Stream nog verder uitgebreid met 55 miljard m<sup>3</sup> per jaar. Daarnaast kan extra aanbod aangetrokken worden door LNG als door tekorten prijsstijgingen ontstaan.

#### *e) Prijselasticiteit*

Door prijsmutaties ontstaan veranderingen in de vraag. Door middel van de prijselasticiteit kan een inschatting worden gemaakt in welke mate de vraag reageert op een prijsverandering. Het aantal studies naar de prijselasticiteit van de gasvraag is beperkt. Door E.ON (2011)<sup>2</sup> is recent een studie uitgevoerd naar de prijselasticiteiten voor de elektriciteits- en de gasvraag, waarbij voor de gasvraag onderzoek is gedaan naar kleinverbruikers ("residential demand") voor twaalf OECD landen. Op basis van de resultaten van Duitsland, Frankrijk, Nederland en het Verenigd Koninkrijk volgt voor Noordwest-Europa dat

- de lange termijn elasticiteit ongeveer -0,25 bedraagt; en,
- dat op korte termijn hiervan ongeveer de helft gerealiseerd wordt.

Als  $v(t)$  de procentuele vraagmutatie in de vraag is voor periode  $t$  en  $p(t)$  de bijbehorende procentuele prijsmutatie dan leidt dit tot

$$v(t) = -0,125 * [ p(t) + 0,5 * p(t-1) + 0,5^2 * p(t-2) + 0,5^3 * p(t-3) + \dots ]$$

Dus als de prijs met 10% stijgt dan daalt de vraag in dezelfde periode met 1,25%. In de volgende periode komt daar nog 0,63% bij en in de daarop volgende komt er 0,31% bij etc., waardoor uiteindelijk de vraag voor kleinverbruikers met 2,5% daalt. Let wel, hierbij is dus geabstraheerd van eventuele effecten van de prijs op het aanbod. Het betreft uitsluitend de reactie van de vraag op prijsmutaties. De prijselasticiteit is alleen bepaald voor kleinverbruikers. De studie van E.ON geeft aan dat ongeveer 50% van het verbruik in de vier landen bestemd is voor het residential demand. De overige 50% van de gasvraag wordt gebruikt voor industrie en elektriciteitsopwekking. Er mag verwacht worden dat de elasticiteit voor industrie en

<sup>1</sup> IHS Forum, European Gas: Caught between opposing forces, 22 May, Amsterdam

<sup>2</sup> E.ON Energy Research Center Series; "Econometric Estimation of Energy Demand Elasticities" (Reinhard Madlener, Ronald Bernstein, Miguel Angel Alva Gonzalez), Volume 3, Issue 8

elektriciteitsopwekking groter is dan die van kleinverbruik, die nauwelijks alternatieven hebben. Anderson et. al<sup>3</sup> (2011) schatten dat voor de industrie in het Verenigd Koninkrijk, Frankrijk en Italië de elasticiteit in een bandbreedte van -0,30 tot -0,60 ligt, waarbij de chemische en petrochemische industrie een elasticiteit heeft van -0,60. Op basis hiervan maken we de veronderstelling dat voor industrie en elektriciteitsopwekking de lange termijn elasticiteit ongeveer -0,50 bedraagt en dat op korte termijn ook hiervan ongeveer de helft gerealiseerd wordt. Dit leidt er toe dat voor industrie en elektriciteitsopwekking de vraagvergelijking geschreven kan worden als

$$v(t) = - 0,250 * [ p(t) + 0,5 * p(t-1) + 0,5^2 * p(t-2) + 0,5^3 * p(t-3) + ..... ] .$$

Er vanuit gaand dat kleinverbruik ongeveer 50% van de totale vraag vertegenwoordigt en industrie en elektriciteitsopwekking de overige 50%, ontstaat, als beide vraagvergelijkingen worden gecombineerd, voor de gehele gasvraag in Noordwest-Europa de volgende vergelijking

$$v(t) = - 0,188 * [ p(t) + 0,5 * p(t-1) + 0,5^2 * p(t-2) + 0,5^3 * p(t-3) + ..... ] .$$

De prijselasticiteit van totale gasvraag zal gebruikt worden om een inschatting te maken van de mogelijke effecten van een productiebeperking zijn op de prijsvorming.

#### *f) Algemeen uitgangspunt*

Op basis van bestaande omgevingsschets is de conclusie dat er voldoende gas beschikbaar is voor Noordwest-Europa. Er wordt aangenomen dat het overig aanbod voor Europa (dus exclusief Groningen) zodanig flexibel is dat zonder prijseffecten tenminste 10 miljard m<sup>3</sup> reductie van Groningengas opgevangen kan worden. Met behulp van de prijselasticiteit zal een schatting worden gemaakt voor de maximale prijsstijging waardoor een bandbreedte ontstaat voor de daling van de verwachte gasbaten.

#### **4. Beperking tot 40 miljard m<sup>3</sup>**

In de figuur zijn de gevolgen aangegeven als de productie wordt beperkt tot 40 miljard m<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> T.B. Anderson, O.B. Nilsen, R. Tveteras (2011), "How is demand for natural gas determined across European industrial sectors?" Energy Policy 39, pag 5499-5508.

Volume effecten bij beperking tot 40 mrd m3 per jaar

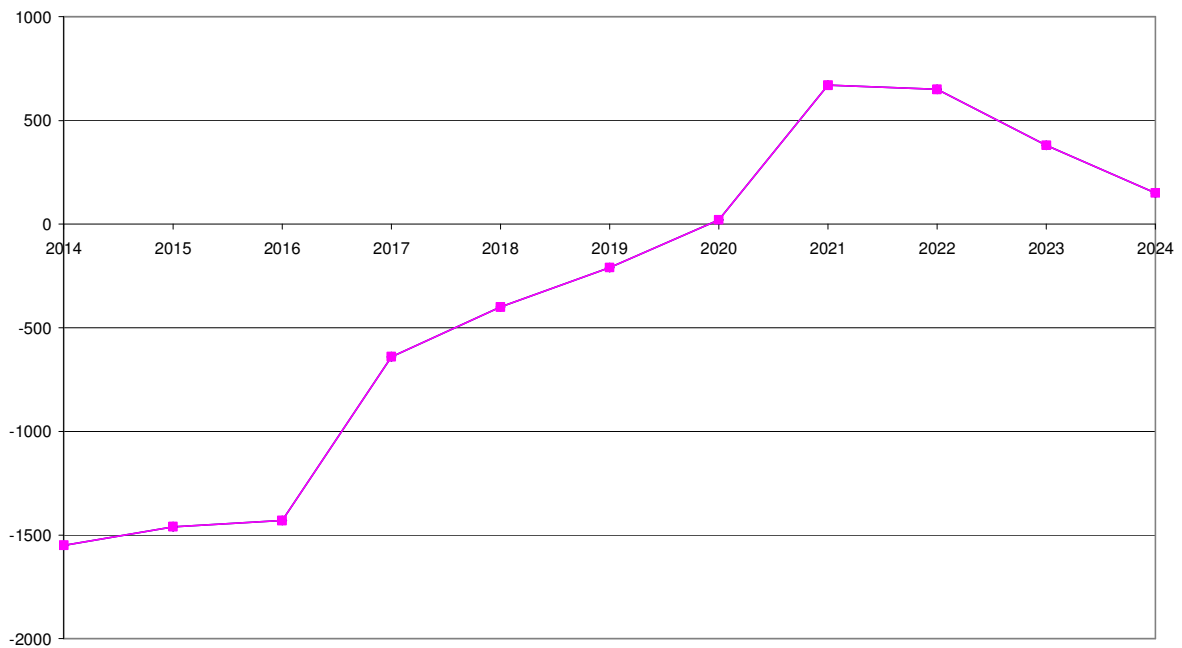


Op korte termijn zal de productie lager uitvallen en vanaf 2020 hoger, maar de mutaties zijn beperkt. De grootste mutatie is ongeveer 7 miljard m<sup>3</sup>. De mutaties zijn zodanig beperkt dat er geen prijseffecten worden verwacht. De bateneffecten bedragen in miljoenen euro's:

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
-1550	-1460	-1430	-640	-400	-210	20	670	650	380	150

en grafisch

bateneffecten bij 40 mrd m3

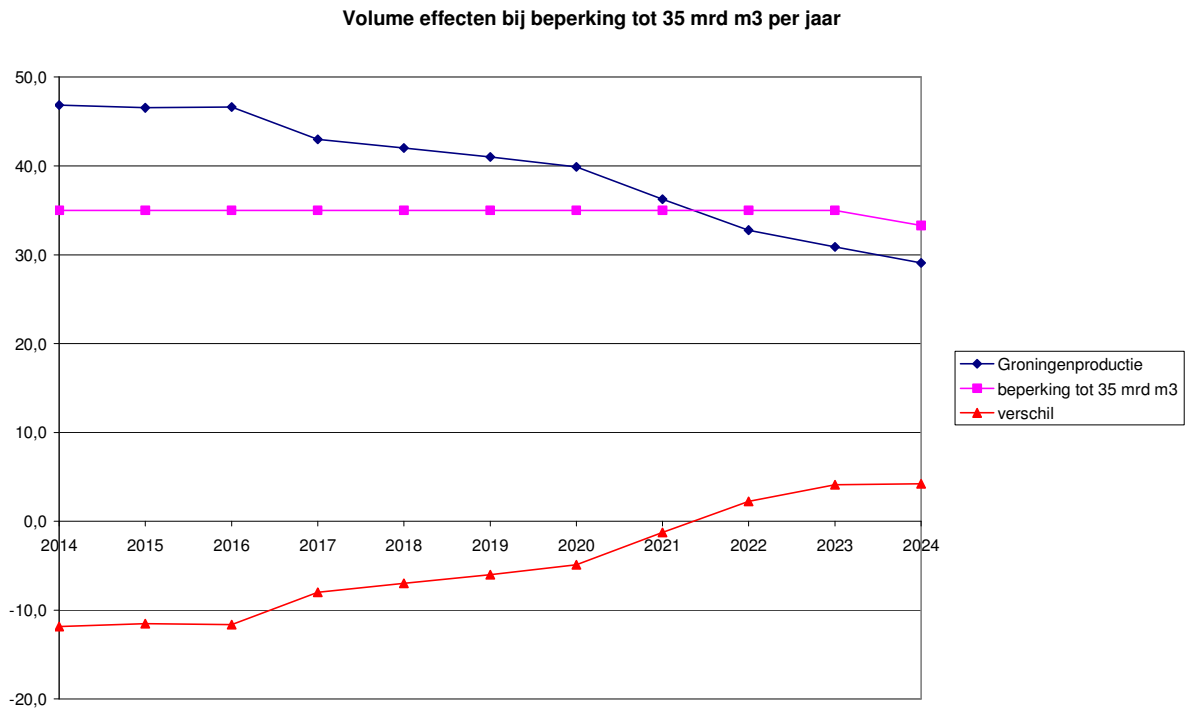


Het patroon in de batenmutatie volgt die van de productie met als hoofdlijn:

- voor 2014, 2015 en 2016 een tegenvaller van circa € 1,5 miljard m<sup>3</sup> per jaar;
- vervolgens afnemend tot nul in 2020;
- en de latere jaren een meevaller, maar al weer snel afnemend.

### 5. Beperking tot 35 miljard m<sup>3</sup>

In de figuur zijn de gevolgen aangegeven als de productie wordt beperkt tot 35 miljard m<sup>3</sup>.



Het patroon is vergelijkbaar met dat van 40 miljard m<sup>3</sup>, op korte termijn een daling van de productie en op de langere termijn een toename van de productie. Zoals aangegeven is er sprake van een ruime markt en kan een beperking van 10 miljard m<sup>3</sup> zonder prijseffecten worden opgevangen. De figuur laat zien dat voor de jaren 2014, 2015 en 2016 de productiebeperking marginaal meer is dan 10 miljard m<sup>3</sup>.

Om de prijseffecten te bepalen is de volgende benadering toegepast. Met behulp van de vergelijking

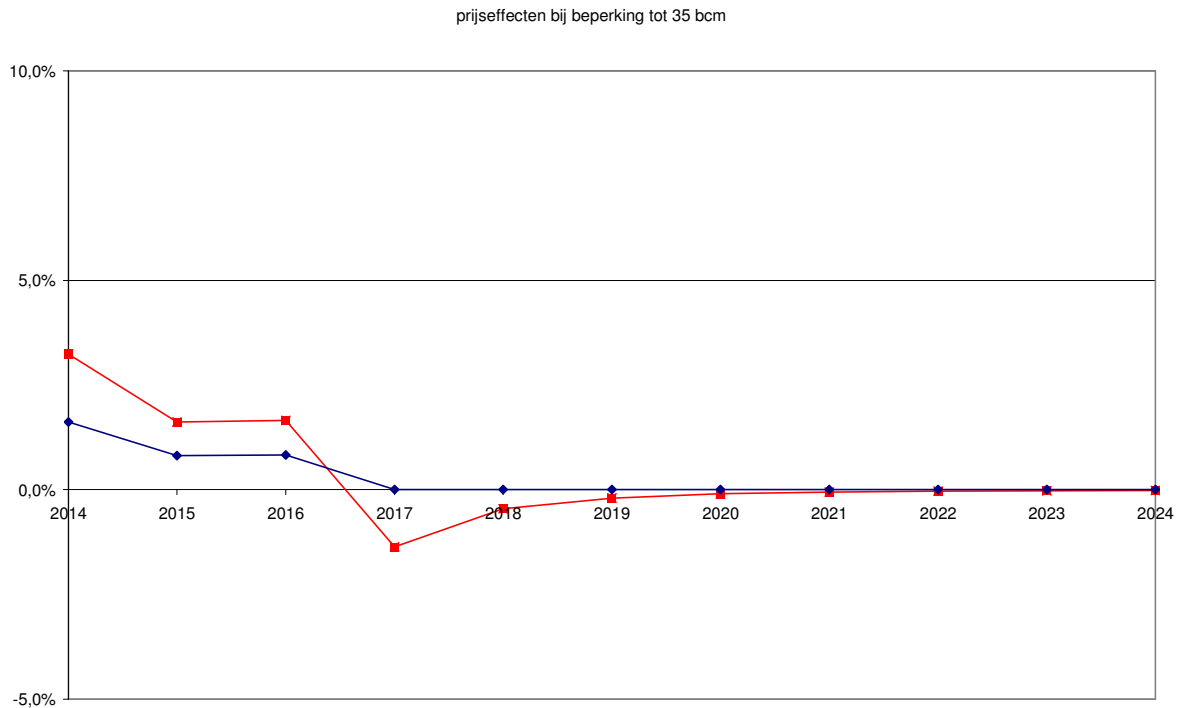
$$v(t) = - 0,188 * [ p(t) + 0,5 * p(t-1) + 0,5^2 * p(t-2) + 0,5^3 * p(t-3) + \dots ] .$$

wordt bepaald welke prijsverhoging nodig is om de vraag te beperken zonder dat er sprake is van extra aanbod. Bijvoorbeeld voor 2014 wordt de Groningenproductie beperkt van 46,8 miljard m<sup>3</sup> naar 35,0 miljard m<sup>3</sup>, een afname van 11,8 miljard m<sup>3</sup>. Zoals aangegeven nemen we aan dat de eerste 10,0 miljard m<sup>3</sup> opgevangen kan worden binnen het overig aanbod zonder dat er sprake is van prijswijzigingen. Er resteert dan nog een tekort 1,8 miljard m<sup>3</sup>. Aan de hand van bovenstaande vergelijking is bepaald welke prijsstijging nodig moet zijn om een dergelijk tekort volledig met vraagreductie op te vangen. Dit is de noodzakelijke prijsstijging indien het overig aanbod volledig inelastisch is. Hierbij kan direct de kanttekening worden gemaakt dat in de praktijk het aanbod niet inelastisch is. Prijsstijgingen zullen leiden tot extra aanbod. We dan ook veronderstellen dat het aanbod zodanig elastisch is dat maximaal de helft van de noodzakelijke prijsstijging nodig is om het resterende tekort op te vangen. Zoals aangegeven is de markt ruim en mogelijkheden hiervoor zijn met name:

- extra aanbod uit Rusland;
- extra aanbod door LNG.

In de onderstaande figuur staat dit als volgt aangegeven:

- de bovenste lijn de noodzakelijke prijsstijging die nodig om een tekort volledig met vraagreductie op te vangen;
- de onderste lijn is de maximale prijsstijging die we veronderstellen om het tekort op te vangen omdat prijsstijgingen leiden tot extra aanbod.



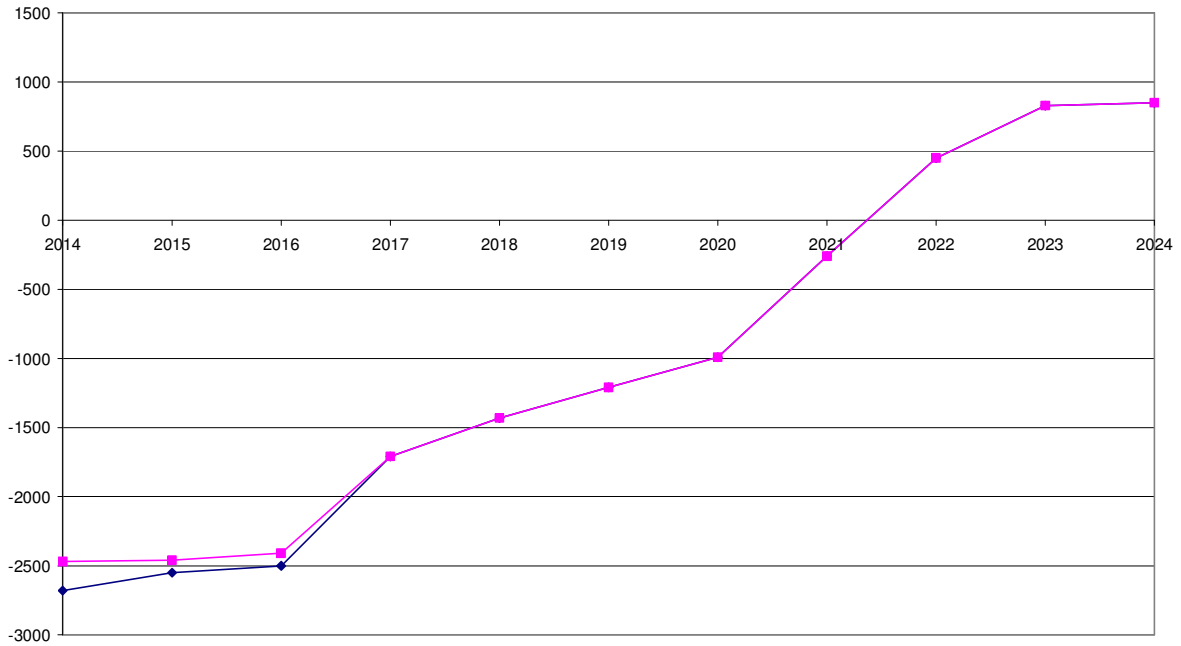
Dit leidt tot het volgende effect op de baten waarbij:

- maximaal: het maximale effect op de baten indien er vanuit gegaan wordt dat er geen prijseffect is als gevolg van een productiebeperking;
- minimaal: het minimale effect op de baten als we aannemen dat bateneffecten deels gemitigeerd worden door prijsstijgingen.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
maximaal	-2680	-2550	-2500	-1710	-1430	-1210	-990	-260	450	830	850
minimaal	-2470	-2460	-2410	-1710	-1430	-1210	-990	-260	450	830	850

Het effect op de baten bevindt zich in de aangegeven bandbreedte en in onderstaande figuur is dat grafisch weergegeven.

bateneffecten bij 35 mrd m3



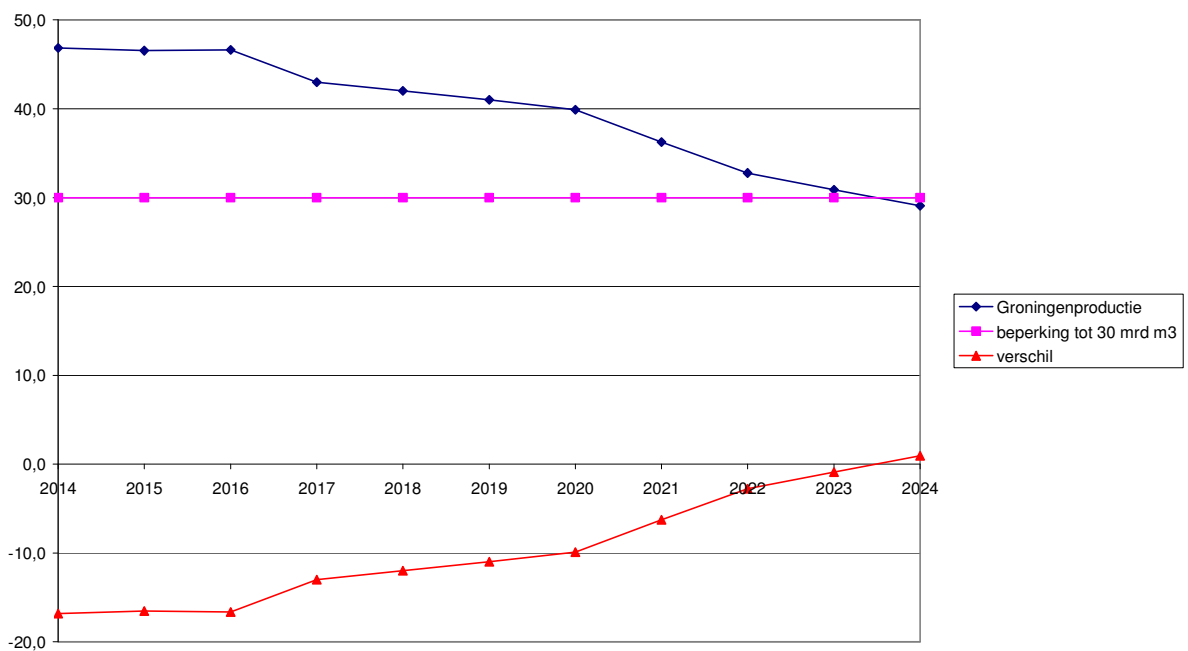
De hoofdlijn is dat:

- voor de eerste drie jaar een tegenvaller van ongeveer € 2,5 miljard per jaar;
- en vervolgens langzaam afnemend tot 2021;
- en voor de jaren daarna een beperkte meevaller.

### 6. Beperking tot 30 miljard m<sup>3</sup>

In de figuur zijn de gevolgen aangegeven als de productie wordt beperkt tot 30 miljard m<sup>3</sup>.

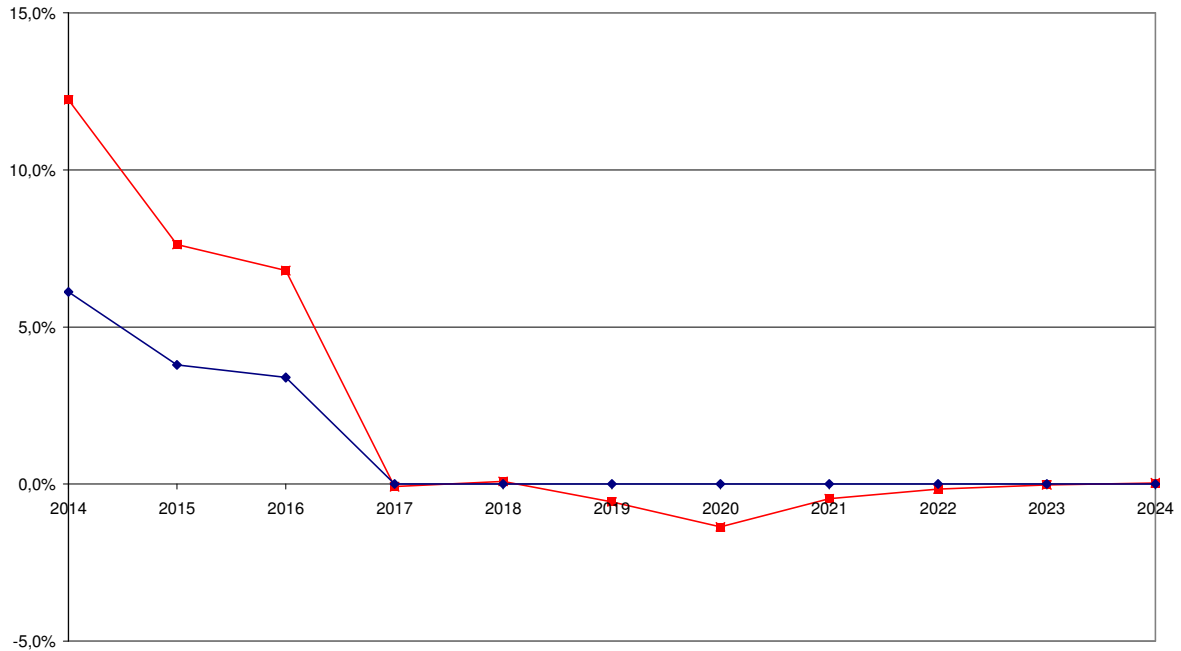
Volume effecten bij beperking tot 30 mrd m3 per jaar





Met uitzondering van 2024 zal voor de gehele periode de productie lager worden. Een volume reductie boven de 10 miljard m<sup>3</sup> wordt op een identieke wijze opgevangen zoals aangegeven bij een beperking tot 35 miljard m<sup>3</sup> en dat leidt tot:

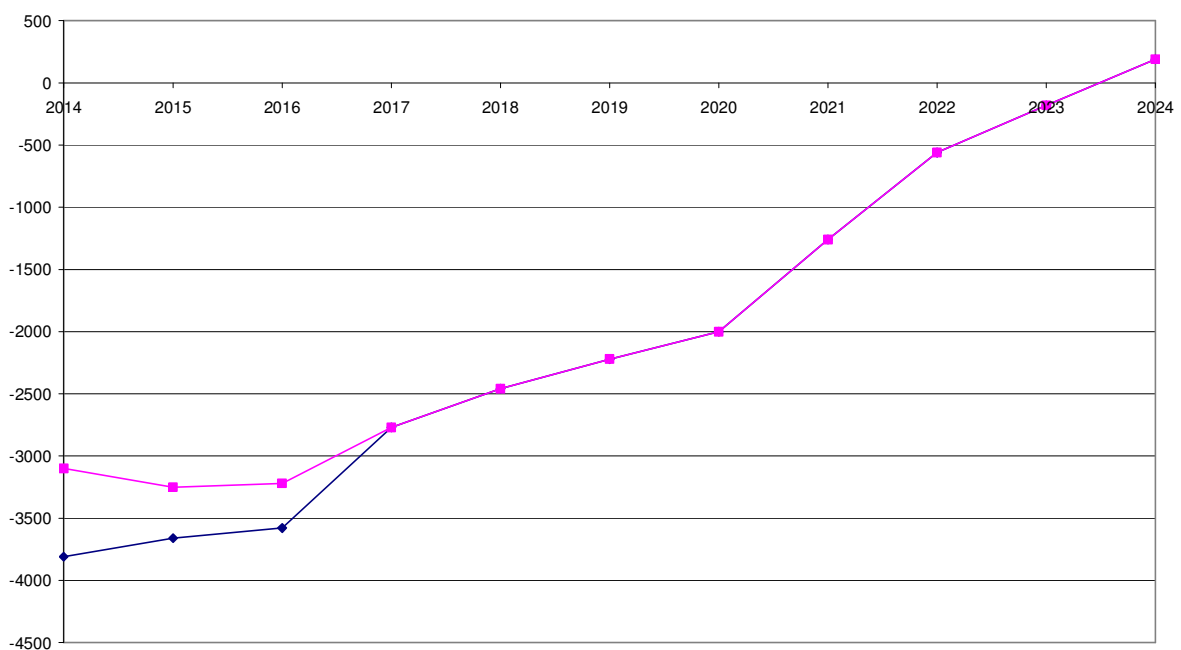
prijseffecten bij beperking tot 30 bcm



Alleen voor de eerste drie jaar is er een prijseffect te verwachten en dit heeft de volgende bateneffecten:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
maximaal	-3810	-3660	-3580	-2770	-2460	-2220	-2000	-1260	-560	-180	190
minimaal	-3100	-3250	-3220	-2770	-2460	-2220	-2000	-1260	-560	-180	190

bateneffecten bij 30 mrd m3

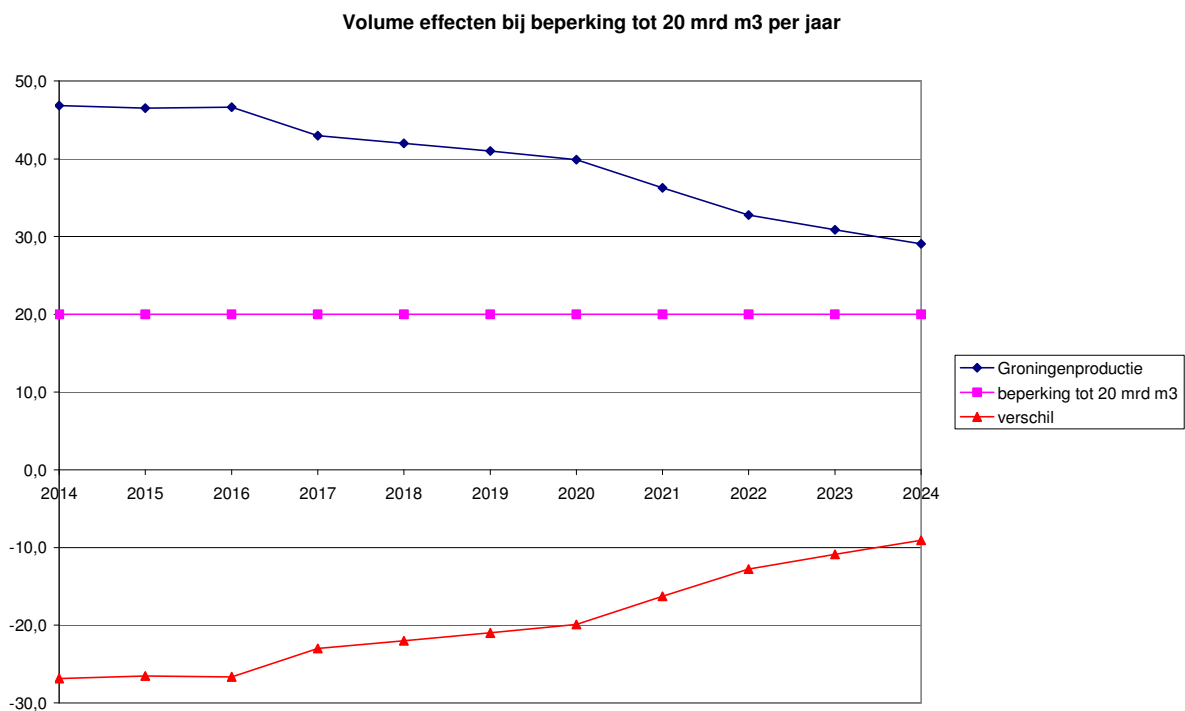


Op hoofdlijnen volgt:

- voor eerste drie jaar een tegenvaller van circa € 3,5 miljard per jaar;
- en vervolgens aflopend naar nihil tot 2023.

### 7. Beperking tot 20 miljard m<sup>3</sup>

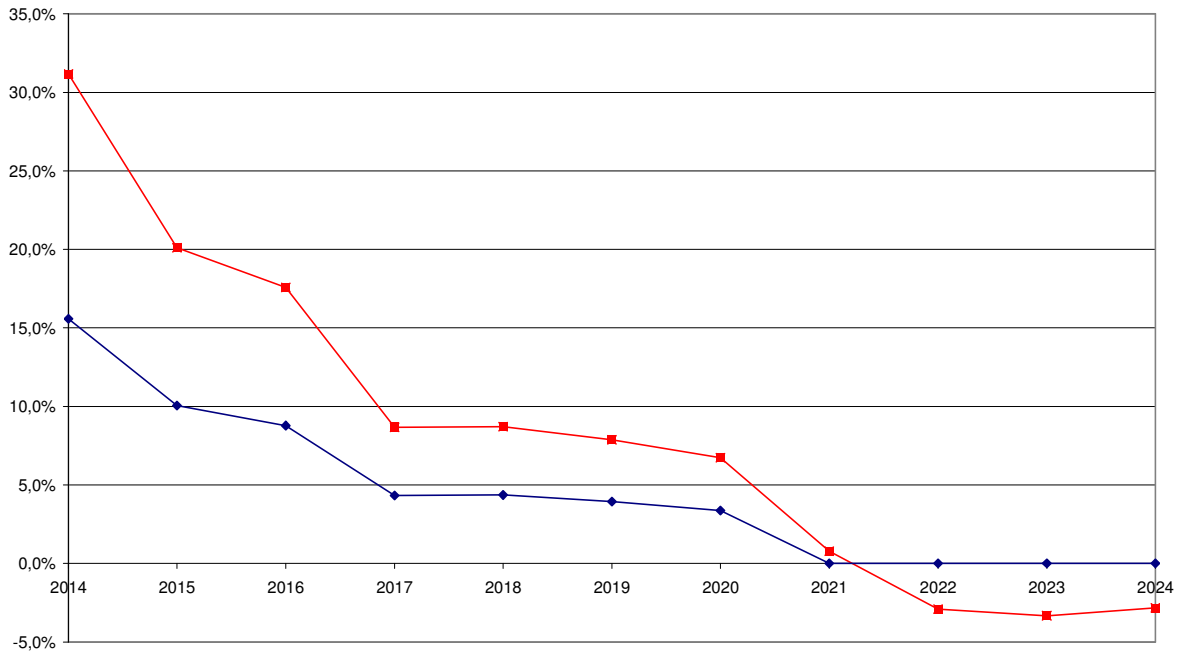
In de figuur zijn de gevolgen aangegeven als de productie wordt beperkt tot 20 miljard m<sup>3</sup>.



Over de gehele periode zal de productie afnemen.

Met uitzondering van 2024 zal voor de gehele periode de productie lager worden. Wederom aannemende dat een volume reductie boven de 10 miljard m<sup>3</sup> geheel opgevangen dient te worden zoals boven beschreven dan volgt:

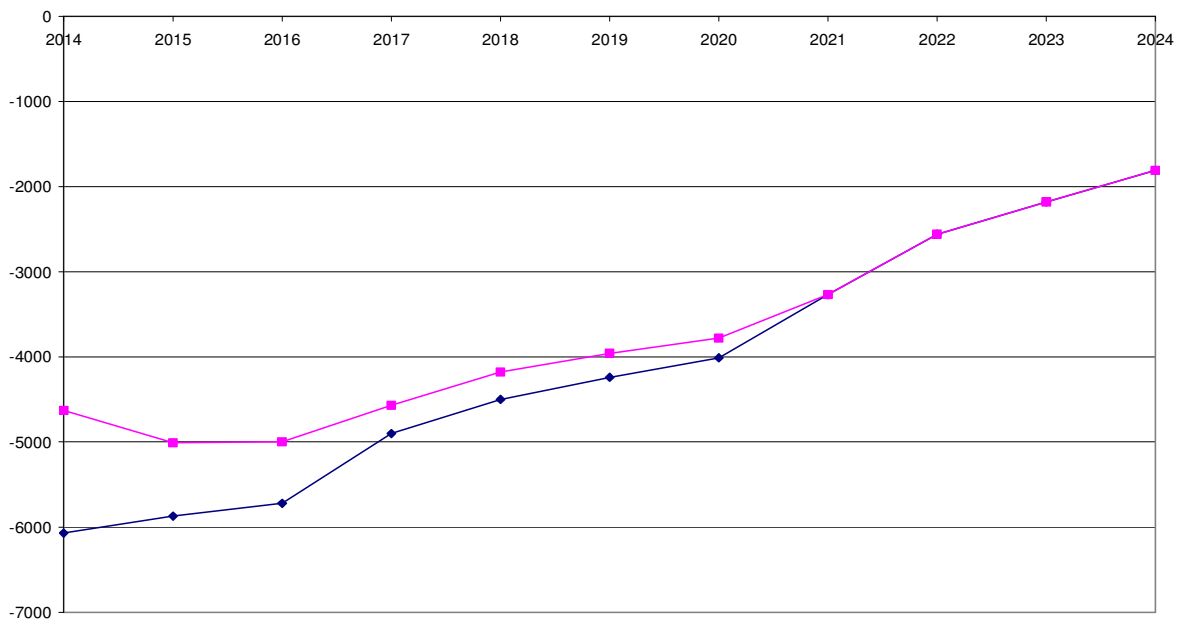
prijseffecten bij beperking tot 20 bcm



Bij een reductie tot 20 miljard m<sup>3</sup> daalt de Groningenproductie met ongeveer 25 miljard m<sup>3</sup> en uitgaande van bovenstaande prijswijziging leidt dit voor de baten tot:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
maximaal	-6070	-5870	-5720	-4900	-4500	-4240	-4010	-3270	-2560	-2180	-1810
minimaal	-4630	-5010	-5000	-4570	-4180	-3960	-3780	-3270	-2560	-2180	-1810

bateneffecten bij 20 mrd m<sup>3</sup>



Op hoofdlijnen volgt een tegenvaller:

- van jaarlijks € 5 tot € 6 miljard voor de jaren 2014 tot en met 2016;
- en vervolgens langzaam afnemend tot tekort van 2 miljard in 2024.

## 8. Samenvatting

De tabel vat de resulterende bandbreedten in miljarden samen, waarbij is afgerond op honderden miljoenen.

	Beperking tot 40 miljard m <sup>3</sup>	Beperking tot 35 miljard m <sup>3</sup>	Beperking tot 30 miljard m <sup>3</sup>	Beperking tot 20 miljard m <sup>3</sup>
2014	-1,5	-2,5 - -2,7	-3,1 - -3,8	-4,6 - -6,1
2015	-1,5	-2,5 - -2,6	-3,2 - -3,7	-5,0 - -5,9
2016	-1,4	-2,4 - -2,5	-3,2 - -3,6	-5,0 - -5,7
2017	-0,6	-1,7	-2,8	-4,6 - -4,9
2018	-0,4	-1,4	-2,5	-4,2 - -4,5
2019	-0,2	-1,2	-2,2	-4,0 - -4,2
2020	-	-1,0	-2,0	-3,8 - -4,0
2021	0,7	-0,3	-1,3	-3,3
2022	0,6	0,4	-0,6	-2,6
2023	0,4	0,8	-0,2	-2,2
2024	0,2	0,9	0,2	-1,8

Directie Energiemarkt  
Ministerie van Economische Zaken  
10 september 2013

=====